



ANÁLISE DA APTIDÃO DO SETOR REFINO DE PETRÓLEO ÀS ABORDAGENS SETORIAIS PARA LIDAR COM AS MUDANÇAS CLIMÁTICAS GLOBAIS

Paulo Roberto de Campos Merschmann

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

Orientadores: Alexandre Salem Szklo
Roberto Schaeffer

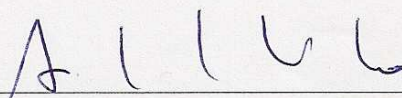
Rio de Janeiro
Março de 2010

ANÁLISE DA APTIDÃO DO SETOR REFINO DE PETRÓLEO ÀS ABORDAGENS
SETORIAIS PARA LIDAR COM AS MUDANÇAS CLIMÁTICAS GLOBAIS

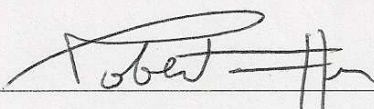
Paulo Roberto de Campos Merschmann

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

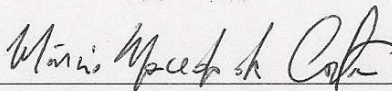
Examinada por:



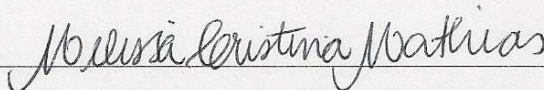
Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.



Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.



Dr. Márcio Macedo da Costa, D.Sc.



Dra. Melissa Cristina Pinto Pires Mathias, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2010

Merschmann, Paulo Roberto de Campos

Análise da aptidão do setor refino de petróleo às abordagens setoriais para lidar com as Mudanças Climáticas Globais/ Paulo Roberto de Campos Merschmann. - Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2010.

XIX, 284 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo e Roberto Schaeffer

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2010.

Referências Bibliográficas: p. 220-237.

1. Abordagens setoriais. 2. Mudanças Climáticas Globais. 3. Refino de petróleo. I. Szklo, Alexandre Salem *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais e familiares, que sempre apoiaram minhas decisões e incentivaram meus estudos.

A minha namorada, que teve e continua tendo paciência para entender as limitações da vida estudantil. Os muitos bons momentos de descontração que passamos juntos me ajudaram a recarregar as energias para continuar a batalha.

Aos amigos de turma pelos aprendizados acadêmicos e de vida. Nossos momentos de estudo e de descontração (churrascos, jantares, botecos, viagens, entre outros) estarão sempre presentes na minha memória.

Aos companheiros do CENERGIA, sempre solícitos aos pedidos de ajuda, muito obrigado pelo apoio e solidariedade.

Aos professores Roberto Schaeffer e Alexandre Szklo, meu muito obrigado pela paciência e incrível dedicação com que me orientaram.

A Marisa Maia de Barros e ao Pedro Ninô de Carvalho, ambos pesquisadores da EPE, por terem fornecido dados importantes para aprimorar as estimativas realizadas nessa dissertação.

A Dra. Melissa Cristina Pinto Pires Mathias e ao Dr. Márcio Macedo da Costa, por terem aceitado compor a banca de avaliação desse trabalho.

A todos os professores, colegas e funcionários do Programa de Planejamento Energético, meus agradecimentos pela difusão de conhecimento, provimento de infraestrutura e manutenção de um ambiente em harmonia, possibilitando a realização dessa dissertação.

A ANP pelo apoio financeiro.

A todos os que contribuíram para a realização desse trabalho.

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

ANÁLISE DA APTIDÃO DO SETOR REFINO DE PETRÓLEO ÀS ABORDAGENS SETORIAIS PARA LIDAR COM AS MUDANÇAS CLIMÁTICAS GLOBAIS

Paulo Roberto de Campos Merschmann

Março/2010

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Roberto Schaeffer

Programa: Planejamento Energético

O acordo climático que vigorará a partir de 2013 requer soluções para certas lacunas do Protocolo de Quioto, quais sejam a inclusão de países em desenvolvimento grandes emissores de GEE em metas de emissões e a garantia de que a aplicação de políticas de mitigação de emissões de GEE nos países Anexo 1 não provoquem ameaças a competitividade das suas indústrias energo-intensivas. Uma solução para essas duas lacunas seria a adoção de abordagens setoriais pelos setores energo-intensivos, envolvendo todos os países com importante participação desses setores. Além da energo-intensidade existem outras características que definem a aptidão de um setor a aplicação das abordagens setoriais para lidar com as MCG. Grosso modo, um setor é tão mais apto a aplicação das abordagens setoriais quanto mais ameaças ele sofrer pela aplicação heterogênea de metas de mitigação de emissões, quanto maior a contribuição das abordagens setoriais para reduzir as emissões globais do setor e quanto mais fácil for a aplicação das abordagens setoriais nesse setor. Assim, essa dissertação analisa a aptidão do setor refino de petróleo à aplicação das abordagens setoriais para lidar com as MCG, procurando compará-lo a outros setores reconhecidamente bem adaptados às abordagens setoriais.

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

PETROLEUM REFINING FITNESS ASSESSMENT TO THE SECTORAL
APPROACHES TO ADDRESS CLIMATE CHANGE

Paulo Roberto de Campos Merschmann

March/2010

Advisors: Alexandre Salem Szklo
Roberto Schaeffer

Department: Energy Planning

The climate agreement that will take place from 2013 onwards needs to address some of the concerns that were not considered in the Kyoto Protocol. Such concerns include the absence of emission targets for big emitters developing countries and the impacts of unequal carbon-policies on the competitiveness of Annex 1 energy-intensive sectors. Sectoral approaches for energy-intensive sectors can be a solution to both concerns, mainly if they address climate change issues involving all the countries in which these sectors have a significant participation. A sector is a good candidate to the sectoral approaches if it has some characteristics. Such characteristics are high impact to the competitiveness of Annex 1 enterprises derived of the lack of compromises of enterprises located in non Annex 1 countries, high level of opportunities to mitigate GHG emissions based on the application of sectoral approaches and easy sectoral approaches implementation in the sector. Then, this work assesses the petroleum refining sector fitness to the sectoral approaches to address climate change. Also, this dissertation compares the petroleum refining sector characteristics to the characteristics of well suited sectors to the sectoral approaches.

SUMÁRIO

Introdução	1
Capítulo 1 – O Protocolo de Quioto, os acordos climáticos pós-2012 e as abordagens setoriais	8
1.1 Introdução	8
1.2 As entidades e os acordos de redução de emissões de GEE	8
1.3 Tipos de compromissos das políticas futuras para lidar com as MCG	10
1.3.1 Metas de Emissões	10
1.3.2 Políticas e Medidas	11
1.4 Tipos de arquiteturas das políticas futuras para lidar com as MCG: <i>bottom-up x top-down</i>	12
1.4.1 Ações Domésticas Harmonizadas	13
1.4.2 Políticas Unilaterais e Coordenadas	13
1.4.3 Abordagens setoriais	14
1.5 As abordagens setoriais e as discussões para estabelecer o acordo climático global pós-2012	14
1.6 Dimensões das abordagens setoriais	18
1.7 Considerações finais	28
Capítulo 2- Motivações e desafios das abordagens setoriais	29
2.1 Motivações das abordagens setoriais	29
2.1.1 A busca pelo equilíbrio na competitividade entre as empresas que produzem mercadorias com relevantes transações no mercado internacional	30
2.1.2 Importância do envolvimento das nações não Anexo 1 e EUA em compromissos internacionais de mitigação de emissões	35
2.1.2.1 Abordagem setorial e países em desenvolvimento	38
2.1.3 Outras motivações: desenvolvimento e disseminação de tecnologias, sinergias ambientais	40
2.2 Escolha dos setores para o uso da abordagem setorial	42
2.3 As abordagens setoriais como única arquitetura para medidas de mitigação das emissões	45
2.3.1 Altos custos de negociação	45
2.3.2. Perdas de custo-efetividade, eficiência econômica e eficiência ambiental ...	46

2.3.3 Uma possível solução: As possibilidades de integração das abordagens setoriais às atuais políticas de mitigação das MCG	48
2.4 Desafios das abordagens setoriais.....	52
2.4.1 Definição e coleta de dados	52
2.4.2 Garantia de incentivos para que países em desenvolvimento se envolvam em abordagens setoriais	53
2.4.3 Prevenção de comportamentos anti-competitivos na estrutura setorial.....	54
2.4.4 Construção de uma estrutura de governança viável.....	55
2.5 Abordagens setoriais e a adaptação à conveniência	55
2.6 A APP e os Elementos de Abordagens setoriais.....	58
2.7 Considerações finais	60
Capítulo 3- O que há em termos de cooperação setorial?.....	61
3.1 Introdução	61
3.2 Setor cimenteiro	62
3.2.1 O consumo de energia e as emissões de GEE da produção de cimento	62
3.2.2 Emissões de CO ₂ da produção de cimento.....	66
3.2.3 Concentração industrial na produção de cimento	67
3.2.4 Comércio Internacional e o impacto das Alocações Nacionais de Emissões sobre a lucratividade do setor	68
3.2.5 Diferenças na carbono-intensidade da produção de cimento.....	70
3.2.6 Oportunidades de mitigação das emissões no setor cimenteiro.....	72
3.2.7 Eficiência das políticas de mitigação de emissões no setor cimenteiro.....	73
3.2.8 Visão das abordagens setoriais pelo WBCSD- CSI.....	76
3.2.9 Medidas de mitigação das emissões de GEE desenvolvidas pelo WBCSD- CSI e pela APP	77
3.2.10 Representatividade e desempenho das medidas implementadas pelo WBCSD-CSI.....	78
3.2.11 Principais desafios para mitigar as emissões no setor cimenteiro	80
3.3 Setor Siderúrgico	81
3.3.1 As emissões de GEE do processo de produção de aço	81
3.3.2 Emissões de CO ₂ da produção de ferro e aço.....	83
3.3.3 Concentração industrial no setor siderúrgico.....	86
3.3.4 Comércio Internacional e o impacto das Alocações Nacionais de Emissão sobre a lucratividade do setor	87

3.3.5 Diferenças na carbono-intensidade da produção de aço	90
3.3.6 Oportunidades de mitigação das emissões no setor siderúrgico	91
3.3.7 Visão das abordagens setoriais pela WSA.....	94
3.3.8 Medidas de mitigação das emissões de GEE desenvolvidas pela WSA, pela APP e pela indústria siderúrgica	95
3.4 Setor Alumínio.....	96
3.4.1 O consumo de energia do processo de produção de alumínio	96
3.4.2 Emissões de GEE da produção de alumínio.....	97
3.4.3 Concentração industrial no setor de produção de alumínio	100
3.4.4 Comércio Internacional e o impacto das Alocações Nacionais de Emissões sobre a lucratividade do setor	103
3.4.5 Diferenças na carbono-intensidade da produção de alumínio	105
3.4.6 Oportunidades de mitigação das emissões no setor alumínio.....	106
Capítulo 4 – Consumo de energia, emissões de GEE e oportunidades de mitigação das emissões no refino de petróleo.....	114
4.1 Introdução	114
4.2 As atividades do setor petróleo	114
4.3 Emissões de GEE pelo setor petróleo	115
4.4 Concentração das emissões de GEE entre as atividades do setor petróleo.....	116
4.5 Os produtos do refino de petróleo.....	121
4.6 O processo de refino de petróleo e o consumo de energia.....	122
4.6 Emissões de GEE do refino de petróleo	138
4.7 Oportunidades de mitigação das emissões de GEE no setor refino de petróleo.	145
4.8 Considerações finais	150
Capítulo 5 – Concentração, comércio internacional, ameaça à competitividade e ações do setor refino para mitigar emissões de GEE.....	151
5.1 Introdução	151
5.2 A concentração do refino no mundo.....	151
5.3 Comércio internacional de derivados de petróleo.....	158
5.4 O impacto das alocações nacionais de emissões sobre a lucratividade do refino de petróleo	165
5.5 Associações do setor petróleo e suas ações para lidar com as MCG.....	169
5.6 Ações das principais empresas do setor refino de petróleo para lidar com as MCG	174

5.7 Considerações finais	176
Capítulo 6 – O futuro do refino na Europa e nos EUA.....	177
6.1 Introdução	177
6.2 O futuro do refino na União Européia	177
6.3 O futuro do refino nos Estados Unidos da América (EUA)	193
6.3.1 As novas propostas de legislação climática e energética nos EUA	198
6.3.1.1 Impactos das propostas climáticas e energéticas sobre o refino norte-americano	201
6.4 Considerações finais	206
Conclusões e considerações finais.....	209
Referências Bibliográficas.....	220
Anexo 1- A criação do IPCC, da UNFCCC e a política climática até o primeiro período de compromisso do Protocolo de Quioto.....	238
A1.1 A UNFCCC, os países Anexo 1 e os países não Anexo 1	238
A1.2 Instituições de apoio ao trabalho da UNFCCC.....	245
A1.3 Avanços alcançados pela Convenção	246
A1.4 As Conferências das Partes – COPs.....	246
A1.5 O Protocolo de Quioto	249
A1.6 O período de compromisso do Protocolo de Quioto.....	249
A1.7 Os mecanismos de flexibilização do Protocolo de Quioto	250
A1.8 Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL	251
A1.9 Implementação Conjunta (IC).....	253
A1.10 Comércio de Emissões.....	253
A1.11 O mercado internacional de carbono	254
A1.12 Depósitos de carbono	255
A1.13 Checagem do cumprimento das metas.....	256
A1.14 Discussões das Nações Unidas para estabelecer o acordo climático global pós-2012	257
A1.15 Esforços fora da UNFCCC para o estabelecer o acordo climático global pós-2012.....	266
A1.15.1 As discussões do G8 em Gleneagles sobre mudanças climáticas.....	266
A1.15.2 <i>Asia-Pacific Partnership (APP)</i>	266
A1.15.3 A iniciativa norte-americana para os maiores emissores.....	266

A1.16 Os elementos que devem embasar as negociações de políticas climáticas futuras	267
Anexo 2- Os processos de produção de cimento, aço e alumínio.....	269
A2.1 O processo de produção de cimento	269
A2.2 O processo de produção de aço.....	271
A2.3 O processo de produção de alumínio	275
Anexo 3 - O processo de refino de petróleo	277

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Exposição dos setores industriais às medidas de mitigação de emissões.....	33
Figura 2.2 Oportunidades de economia na demanda de energia industrial por região ...	38
Figura 2.3 Número de países em desenvolvimento responsáveis por 80 e 90% das emissões setoriais.....	39
Figura 2.4 Participação dos países não Anexo 1 nas emissões de setores energo-intensivos	40
Figura 2.5 Participação dos setores nas emissões de GEE em 2004	43
Figura 3.1 Emissões antropogênicas globais de GEE em 2004.....	66
Figura 3.2 Carbono-intensidade da produção de cimento	71
Figura 3.3 Emissões de GEE do setor cimenteiro de acordo com a política de mitigação de emissões	74
Figura 3.4 Potencialidade das alternativas de mitigação das emissões de GEE em 2030 sob o mecanismo das abordagens setoriais do WBCSD-CSI.....	75
Figura 3.5 Carbono-intensidade dos participantes do WBCSD-CSI entre 1990 e 2005	79
Figura 3.6 Estimativa da evolução da produção de cimento no mundo	79
Figura 3.7 Intensidades de emissões de CO ₂ em processos de produção de aço cru.....	82
Figura 3.8 Variações nas emissões de GEE de acordo com o processo de produção de alumínio e a fonte de geração de energia elétrica	98
Figura 3.9 Participação do alumínio secundário na produção total de alumínio	109
Figura 4.1 Emissões globais de CO ₂ do uso dos combustíveis fósseis no ano de 2008 (em GtCO ₂)	115
Figura 4.2 Participação das emissões do refino mundial nas emissões de atividades do setor petróleo no mundo	117
Figura 4.3 Participação das etapas de produção de petróleo e gás nas emissões de GEE da Petrobras no mundo em 2004.....	117
Figura 4.4 Participação das atividades da Shell nas suas emissões diretas de GEE em 2008	118
Figura 4.5 Participação das atividades da BP nas suas emissões de GEE em 2008	119
Figura 4.6 Projeções das emissões de GEE das etapas de produção do setor petróleo	120
Figura 4.7 Consumo de energia primária dos processos do refino norte-americano em 2001	127

Figura 4.8 Intensidade de energia primária dos processos do refino norte-americano em 2001	128
Figura 4.9 Consumo de energia por tipo de combustível no refino norte-americano...	132
Figura 4.10 Participação da produção de hidrogênio nas emissões de GEE de uma refinaria.....	138
Figura 4.11 Participação do FCC nas emissões de GEE de uma refinaria	139
Figura 4.12 Emissões de CO ₂ em função do índice Nelson de complexidade	141
Figura 5.1 Participação das regiões do mundo na capacidade global de destilação de petróleo	153
Figura 5.2 Crescimento da capacidade de destilação entre 2005 e 2009.....	155
Figura 5.3 Participação das regiões na importação global de derivados em 2006	160
Figura 5.4 Participação das regiões na exportação global de derivados em 2006	162
Figura 6.1 Origem dos petróleos para o suprimento do mercado europeu	178
Figura 6.2 Causas do aumento do consumo energético nas refinarias européias entre 2005 e 2020.....	185
Figura 6.3 Causas do aumento das emissões de CO ₂ pelas refinarias européias entre 2005 e 2020.....	187
Figura 6.4 Emissões de CO ₂ derivadas do processo (não energéticas) de produção de hidrogênio	188
Figura 6.5 A razão destilados médios/gasolina e as emissões de CO ₂	189
Figura 6.6 A remoção de enxofre do petróleo e as emissões específicas de CO ₂	190
Figura 6.7 Teor de enxofre do petróleo processado pelo refino norte-americano	194
Figura 6.8 Graus API do petróleo processado pelo refino norte-americano.....	195
Figura 6.9 Participação dos derivados produzidos pelo refino norte-americano.....	196
Figura A1.1 Linha do tempo das COPs	248
Figura A1.2 Atividades relevantes para o futuro da política climática internacional...	265
Figura A2.1 Fluxograma do processo de produção do cimento	270
Figura A2.2 Fluxo de produção das usinas siderúrgicas integradas e semi-integradas ..	274

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1.1 Tipos de abordagens setoriais	25
Tabela 1.2 Classificação das abordagens setoriais	27
Tabela 3.1 Energia térmica média consumida pelos processos via seca e via úmida (MJ/kg).....	63
Tabela 3.2 Quantidade total de energia requerida para produzir cimento em combinações “processo x tipo de forno”	64
Tabela 3.3 Carbono-intensidade de alguns combustíveis.....	65
Tabela 3.4 Participação dos maiores produtores de cimento na produção global de 2008	67
Tabela 3.5 Participação das maiores empresas na venda global de cimento em 2008 ...	68
Tabela 3.6 Maiores exportadores e importadores de cimento em 2008	69
Tabela 3.7 Participação da laminação a frio na produção de aço	85
Tabela 3.8 Participação dos maiores produtores de aço cru na produção global de 2008	86
Tabela 3.9 Participação das maiores empresas na produção global de aço cru em 2008	87
Tabela 3.10 Maiores exportadores e importadores líquidos de produtos acabados e semi- acabados em 2007	88
Tabela 3.11 Exportação líquida de aço por região.....	88
Tabela 3.12 Intensidade de emissões da produção de aço	91
Tabela 3.13 Consumo energético das etapas de refino da bauxita e de redução da alumina.....	96
Tabela 3.14 Participação de cada etapa da produção de alumínio primário no consumo energético	97
Tabela 3.15 Participação das fontes de emissões de GEE no processo de produção de alumínio primário.	99
Tabela 3.16 Participação dos maiores produtores de alumínio primário na produção global de 2007.....	101
Tabela 3.17 Participação das maiores empresas na produção global de alumínio primário em 2003	102
Tabela 3.18 Maiores exportadores e importadores líquidos de alumínio em 2003	103
Tabela 3.19 Intensidade das emissões energéticas do processo de eletrólise	105
Tabela 3.20 Características dos setores cimenteiro, siderúrgico e alumínio	111

Tabela 4.1 Participação da eletricidade na energia final total consumida pelo refino holandês e norte-americano	123
Tabela 4.2 Intensidade energética das etapas do refino norte-americano em 2001	126
Tabela 4.3 Consumo e intensidade energética dos processos do refino dos EUA em 2005	130
Tabela 4.4 Balanço energético do refino holandês em 2008	133
Tabela 4.5 Balanço energético do refino holandês em 2001	135
Tabela 4.6 Porcentagem da energia do petróleo utilizada para refiná-lo	136
Tabela 4.7 Carbono-intensidade dos combustíveis queimados pelo refino	142
Tabela 4.8 Emissões energéticas de CO ₂ do refino mundial em 2004 (excluídas as emissões do refino da União Europeia)	143
Tabela 5.1 Capacidade do refino de petróleo no mundo (kbd, 01/01/2009)	151
Tabela 5.2 Volume de petróleo processado pelo refino em várias regiões (em kbd) ...	156
Tabela 5.3 Capacidade de refino das maiores empresas refinadoras (em kbd)	157
Tabela 5.4 Importação de derivados de petróleo pelos maiores importadores de 2006 (em kbd)	159
Tabela 5.5 Maiores exportadores de derivados de petróleo em 2006 (em kbd)	161
Tabela 5.6 Maiores importadores e exportadores líquidos de derivados de petróleo (em kbd)	163
Tabela 5.7 Regiões exportadoras ou importadoras líquidas de derivados de petróleo (em kbd)	164
Tabela 5.8 Impacto das restrições às emissões sobre os preços dos energéticos	166
Tabela 6.1 Projeções sobre a qualidade do petróleo e derivados na União Europeia até 2020	180
Tabela 6.2 Projeção da necessidade de adição de capacidade às etapas do refino europeu	182
Tabela 6.3 Consumo de energia e emissões de CO ₂ no refino da União Europeia	184
Tabela 6.4 A influência do custo do CO ₂ nas emissões do refino europeu em 2020 ...	191
Tabela 6.5 Projeções dos aumentos nos preços dos energéticos em relação aos preços do cenário-base	200
Tabela 6.6 Alocações gratuitas de permissões de emissões	202
Tabela 6.7 Projeções dos custos de permissões de emissões (em US\$/t CO ₂ -eq)	204
Tabela 6.8 Investimentos, utilização da capacidade e produção do refino dos EUA ...	205

Tabela 6.9 Mitigação das emissões de GEE do refino dos EUA e do mundo (Mt CO ₂ -eq)	206
Tabela C1. Características que definem a aptidão dos setores às abordagens setoriais	211
Tabela A1.1 Países Anexo 1	240
Tabela A1.2 Características dos países perante a política climática internacional	241
Tabela A1.3 Temas dos <i>workshops</i> que ocorrem em paralelo às sessões de trabalho do AW-LCA	264
Tabela A3.1 Etapas de processamento de uma refinaria	283
Tabela A3.2 Capacidade mundial de processos do refino de petróleo	284

LISTA DE ABREVIACÕES

AAU-	<i>Assigned Amount Units</i>
AEO-	<i>Annual Energy Outlook</i>
AIP-	<i>Australian Institute of Petroleum</i>
APC-	Anodos pré-cozidos
API-	<i>American Petroleum Institute</i>
APP-	<i>Asia Pacific Partnership</i>
ARPEL-	Associação Regional de Empresas de Petróleo e Gás Natural da América Latina e Caribe
AWG-	<i>Ad Hoc Working Group</i>
AWG-KP-	<i>Ad Hoc Working Group on Kyoto Protocol</i>
AWG-LCA -	<i>Ad Hoc Working Group on Long-Term Cooperative Action under the Convention</i>
BP-	<i>British Petroleum</i>
BRIC-	Brasil, Rússia, Índia e China
CAPP-	<i>Canadian Association of Petroleum Producers</i>
CCAP-	<i>Center for Clean Air Policy</i>
CCS-	<i>Carbon Capture Storage</i>
CCWG-	<i>Climate Change Working Group</i>
CDU-	<i>Crude Distillation Unit</i>
CER-	<i>Certified Emissions Reduction</i>
CIS-	<i>Commonwealth of Independent States</i>
CNOOC-	<i>China National Offshore Oil Corporation</i>
CNPC-	<i>China National Petroleum Corporation</i>
COP-	<i>Conference of Parties</i>
CPPI-	<i>Canadian Petroleum Products Institute</i>
CTL-	<i>Coal-to-Liquids</i>
DRI-	<i>Direct Reduced Iron</i>
EAU-	Emirados Árabes Unidos
EGTT-	<i>Expert Group on Technology Transfer</i>
EIA-	<i>Energy Information Administration</i>
EPA-	<i>Environmental Protection Agency</i>
ERT-	<i>Expert Review Team</i>

ERU- *Emission Reduction Units*
ETS- *Emissions Trading Scheme*
EUA- Estados Unidos
EU-ETS- *European Union Emissions Trading Scheme*
EUROPIA- *European Petroleum Industry Association*
FCC- *Fluid Catalytic Cracking*
GEE- Gases de Efeito Estufa
GEF- *Global Environment Facility*
GLD- Gerenciamento pelo Lado da Demanda
GNR- *Getting the Numbers Right*
GTL- *Gas-to-Liquids*
HCU- *Hydrocracking Unit*
HDT- Hidrotratamento
HFC-hidrofluorcarbono
HMU- *Hydrogen Manufacturing Unit*
HSK- *Hydro-skimming*
IAI- *International Aluminum Institute*
IBS- Instituto Brasileiro de Siderurgia
IC- Implementação Conjunta
IEA- *International Energy Agency*
IFP- Innovation Energy Environment
IPAI- *International Primary Aluminum Institute*
IPCC- *Intergovernmental Panel on Climate Change*
IPHE- *International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy*
IPIECA- *International Petroleum Industry Environmental Conservation Association*
KPC- *Kuwait Petroleum Corporation*
LDC- *Least Developed Countries*
LULUCF- *Land Use, Land Use Change and Forestry*
MCG- Mudanças Climáticas Globais
MCT- Ministério da Ciência e Tecnologia
MDL- Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MOP- Meeting of Parties
NAFTA- *North American Free Trade Agreement*
NIOC- *National Iranian Oil Company*

NOC Libya- *National Oil Corporation Libya*
 NPRA- *National Petrochemical & Refiners Association*
 NSP- *New Suspension Pre-Heated Process-*
 OECD- *Organisation for Economic Co-operation and Development*
 OGP- *International Association of Oil and Gas Producers*
 OXY- *Occidental Petroleum Corporation*
 PAH- *Polycyclic aromatic hydrocarbon*
 PAJ- *Petroleum Association of Japan*
 P&D- *Pesquisa e Desenvolvimento*
 PFC- *Perfluorcarbono*
 PTTEP- *PTT Exploration and Production Public Company Limited*
 RMU- *Removal Units*
 SAPIA- *South African Petroleum Industry Association*
 SBSTA- *Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice*
 SD PAM- *Sustainable Development- Policies and Measures*
 SNH- *Société Nationale des Hydrocarbures*
 UNEP- *United Nations Environmental Program*
 UNFCCC- *United Nations Framework Convention on Climate Change*
 URSS- *União das Repúblicas Socialistas Soviéticas*
 VDU- *Vacuum distillation unit*
 WBCSD-CSI- *World Business Council for Sustainable Development – Cement Sustainability Initiative*
 WPC- *World Petroleum Council*
 WSA- *World Steel Association*

Introdução

O Protocolo de Quioto inclui metas ambiciosas de redução de emissão de gases de efeito estufa e mecanismos de implementação destas metas, sobretudo, para os países ditos Anexo 1. Contudo, o Protocolo não define metas de emissões para alguns dos principais emissores como China, Brasil e Índia (por não serem desenvolvidos) e EUA (por não o ter ratificado).

Num cenário que congele as políticas atuais, as emissões de CO₂ relacionadas à produção e ao uso da energia entre 2005 e 2030 no mundo crescerão 60% (EGENHOFER e FUJIWARA, 2008). Além disso, determinadas empresas localizadas em países sujeitos a metas de emissão podem ter seus custos aumentados pelas obrigações de mitigação das emissões, o que poderá representar perda de competitividade perante suas concorrentes internacionais, localizadas em nações que não possuem compromissos de mitigação das emissões de GEE. Essa situação poderia levar ao vazamento de emissões¹, definido como a razão entre o aumento das emissões em países sem metas (como resultado das políticas de mitigação nos países com metas) e a redução das emissões nos países com metas (como resultado das políticas de mitigação nesses países) (BODANSKY, 2007).

Quanto mais energo-intensiva e carbono-intensiva for a operação de uma indústria e mais expostos seus produtos estiverem ao comércio internacional, mais vulnerável esta indústria estará em relação às restrições às emissões. Além disso, quanto mais homogêneos forem os produtos que fabrica, quanto mais competitiva for a situação econômica em que atua (*price-taker*), quanto mais elástica a demanda pelos produtos que fabrica e mais substitutos esses produtos tiverem, maior a vulnerabilidade dessa indústria às políticas de mitigação de emissões. Em última instância, o impacto das políticas de mitigação de emissões dependerá da intensidade das exigências de mitigação e do preço do carbono que, por sua vez, deverá ser influenciado pela demanda por créditos de carbono.

Há grande dificuldade em estender o Protocolo de Quioto, que define metas para a economia como um todo, para as nações em desenvolvimento. Além disso, os EUA também se recusaram a ratificar tal Protocolo. A principal dificuldade está ligada ao objetivo de crescimento econômico *versus* a necessidade de mitigar as emissões de

¹As diversas formas de vazamento de emissões são detalhadas no capítulo 2, seção 2.1.1

GEE. Há também o argumento de que a responsabilidade pelas MCG é comum, mas diferenciada entre os países, fazendo com que nações em desenvolvimento se recusem a aceitar os mesmos compromissos aceitos pelos países desenvolvidos (WATSON et al., 2005). Outra dificuldade está relacionada à falta de capacidade de coleta de dados de emissões e à falta de capacidade tecnológica para reduzir as emissões nesses países em desenvolvimento.

Dentre as abordagens que vêm sendo estudadas com vistas a aumentar a abrangência das políticas de mitigação de emissões e minimizar os problemas de distorções na competitividade, causadas pela aplicação heterogênea das restrições às emissões, estão as abordagens setoriais para lidar com as MCG. As abordagens setoriais focam na análise de processos e tecnologias de um setor específico e, a partir dessa análise, estabelecem as medidas de mitigação para o setor em questão.

SCHMIDT et al. (2008) mostram que os setores elétrico, de refino de petróleo e de produção de ferro e aço, alumínio, minerais não metálicos² e papel e celulose representaram em 2000 (excluindo-se a mudança de uso da terra e silvicultura) 33% das emissões de países não Anexo 1 e 15% das emissões globais de GEE. Tal fato é um argumento favorável à aplicação das abordagens setoriais para lidar com as MCG, tendo em vista que os esforços de mitigação se concentrariam nos maiores emissores.

A análise da contribuição de cada setor para as emissões de GEE ajuda a desvendar quais as atividades, combustíveis e processos do setor em questão devem receber atenção prioritária, permitindo que formuladores das políticas climáticas e investidores maximizem a eficácia das medidas para reduzir as emissões de GEE. Além disso, o conhecimento da responsabilidade de cada setor sobre as emissões de GEE e do potencial setorial de mitigação de emissões permite analisar a possibilidade da inclusão das abordagens setoriais num futuro acordo climático internacional.

MECKLING e CHUNG (2009) buscam esclarecer o termo “abordagens setoriais” apresentando várias tipologias de abordagens setoriais, os argumentos dos que defendem tais abordagens e as preocupações dos céticos em relação a essas abordagens. MECKLING e CHUNG (2009) também mencionam que os setores siderúrgico e alumínio são bons candidatos às abordagens setoriais.

BARON et al. (2007) apresentam as motivações para as abordagens setoriais, apresentam alguns tipos de abordagens setoriais e analisam características dos setores

² Cimento e calcário.

cimenteiro, siderúrgico e alumínio, afirmando que tais setores são importantes candidatos às abordagens setoriais, já que eles vêm mencionando preocupação com relação às distorções na competitividade e têm aumentado rapidamente sua produção em países não-OECD.

BODANSKY (2007) apresenta diferentes tipos de abordagens setoriais, as vantagens dos acordos setoriais, os fatores que tornam um setor mais ou menos apto às abordagens setoriais e as variáveis que devem ser consideradas na formulação dessas abordagens. BODANSKY (2007) aponta os setores siderúrgico, alumínio e cimenteiro, de aviação e navegação internacional, uso da terra e elétrico como bons candidatos às abordagens setoriais.

SCHMIDT et al. (2008) discorrem sobre a possibilidade de um modelo híbrido em que nações em desenvolvimento, que emitem grandes quantidades de GEE, adotariam abordagens setoriais, enquanto os países desenvolvidos continuariam a adotar o sistema de restrição às emissões da economia agregada. Além disso, SCHMIDT et al. (2008) mencionam os setores siderúrgico, alumínio, minerais não metálicos, refino de petróleo, e papel e celulose como bons candidatos às abordagens setoriais.

UNEP (2009) apresenta algumas tipologias de abordagens setoriais, discute suas vantagens e limitações, as variáveis que devem ser analisadas para definir a aptidão de cada setor às abordagens setoriais e apresenta as visões das principais entidades que estudam as abordagens setoriais. Além disso, UNEP (2009) apresenta uma breve descrição das características e das associações setoriais dos setores alumínio, cimenteiro, siderúrgico, transportes, elétrico, químico e petróleo e gás.

ENGENHOFER e FUJIWARA (2008) apresentam diversas tipologias das abordagens setoriais, os principais desafios dessas abordagens e a possibilidade de inserir as abordagens setoriais nas políticas nacionais e na infra-estrutura climática das Nações Unidas. Além disso, ENGENHOFER e FUJIWARA (2008) citam os setores siderúrgico, alumínio, cimenteiro, papel e celulose, indústria química pesada como bons candidatos às abordagens setoriais.

ELLIS e BARON (2005) estudam a aplicação de um tipo específico de abordagem setorial, o mecanismo de créditos setoriais³, nos setores elétrico e alumínio.

³ Similar ao MDL tradicional. Os governos estabeleceriam as linhas de base para seus setores. Se as emissões de um setor ficarem abaixo da sua linha de base, o país receberá créditos comercializáveis. Se as emissões ficarem acima da linha de base não haverá punição (BODANSKY, 2007). Para maiores detalhes vide capítulo 2.

REINAUD (2005) estuda os impactos da EU-ETS sobre a competitividade do setor refino de petróleo europeu. Já REINAUD (2008) analisa a perda de competitividade e o vazamento de emissões nas indústrias de refino de petróleo, de alumínio primário, de cimento e siderúrgica perante a EU-ETS.

Há diversos fatores que determinam a aptidão de um setor às abordagens setoriais para lidar com as MCG. Tais fatores podem ser agrupados em fatores ambientais, econômicos e administrativos. Os fatores ambientais se referem à contribuição do setor as emissões, bem como à sua potencialidade para mitigar essas emissões.

BODANSKY (2007) apresenta as seguintes variáveis para a análise da aptidão de um setor perante os fatores ambientais: participação nas emissões globais de GEE, taxa de crescimento das emissões, potencial para redução das emissões e co-benefícios ambientais e econômicos das medidas de mitigação. Já os fatores econômicos se referem à vulnerabilidade do setor às políticas de mitigação de emissões.

Para a análise da aptidão do setor em termos econômicos, a análise das seguintes variáveis é sugerida: custos de mitigação, nível de trancamento tecnológico⁴, exposição ao comércio internacional. Por fim, os fatores administrativos estão relacionados à facilidade de negociação das metas, medição e monitoramento das emissões. As variáveis de análise dessa categoria incluem: concentração do setor, tanto em termos de empresas, quanto em termos de países⁵, presença ou ausência de efeito de rede⁶, receptividade do setor por medidas de mitigação, homogeneidade dos produtos e processos, facilidade de monitoramento e características específicas de um determinado setor⁷.

BARON et al. (2007) caracterizam os setores siderúrgico, alumínio e cimenteiro, a fim de analisar a aptidão desses setores às abordagens setoriais. Dentre as características estão: a concentração em termos de empresas, a distribuição geográfica da produção e do consumo e o comércio internacional desses setores. Também são apresentadas as associações setoriais de cada um dos setores analisados, os desafios desses setores nas

⁴ Refere-se à investimentos capital-intensivos com vida útil longa. Quanto maior a vida útil da tecnologia, maior o trancamento tecnológico, dificultando a aplicação de medidas de eficiência energética, por exemplo.

⁵ *Ceteris Paribus*, quanto mais concentrado for o setor, maior a aptidão desse setor às abordagens setoriais, tendo em vista a redução dos custos de negociação, a maior facilidade para chegar a um consenso quanto às medidas de redução de emissões que serão tomadas pelo setor e a maior facilidade para monitorar o cumprimento das metas.

⁶ Quando medidas adotadas por uma parte do setor impulsionam a adoção pelo restante desse setor.

⁷ Como a dificuldade em atribuir as emissões a países específicos (setor de aviação).

principais regiões do mundo e as medidas que as associações setoriais e a APP⁸ vêm tomando para mitigar as emissões de GEE.

Já UNEP (2009) apresenta a participação nas emissões globais de GEE, a concentração industrial, o comércio internacional, a uniformidade dos produtos e a influência governamental sobre os setores alumínio, cimenteiro, siderúrgico, elétrico, transportes e químico para verificar a aptidão desses setores às abordagens setoriais. Apesar de SCHMIDT et al. (2008) mencionarem o setor refino de petróleo e UNEP (2009) o setor petróleo e gás como bons candidatos às abordagens setoriais, não há na literatura análises detalhadas das características desses setores que os poderiam tornar propensos às abordagens setoriais.

Assim, essa dissertação busca analisar as características que poderiam tornar o setor refino de petróleo bem adaptado às abordagens setoriais para lidar com as MCG. Para tal, essa dissertação divide-se em 6 capítulos.

O capítulo 1 apresenta as entidades e os acordos climáticos internacionais em vigor. São apresentadas, então, as várias modalidades de compromissos e as várias arquiteturas que podem fazer parte da próxima política climática internacional, buscando esclarecer que as abordagens setoriais fazem parte de uma dessas arquiteturas. Na sequência, se observa que as abordagens setoriais vêm surgindo nas discussões da UNFCCC como possível integrante das políticas climáticas futuras. Esse capítulo é finalizado apresentando as diversas dimensões associadas às abordagens setoriais.

O capítulo 2 detalha as motivações das abordagens setoriais, seus principais desafios e imperfeições. Além disso, apresenta argumentos dos que defendem a adoção das abordagens setoriais ligadas a uma estrutura de política climática internacional mais complexa. O capítulo 2 é finalizado apresentando a diversidade de interesses dos defensores das abordagens setoriais.

O capítulo 3 apresenta exemplos de abordagens setoriais. Como os setores alumínio, cimenteiro e siderúrgico são frequentemente mencionados como bons candidatos às abordagens setoriais, as características desses setores são analisadas. Para cada um desses setores, estimam-se as emissões de GEE, apresentam-se dados sobre a concentração industrial e o comércio internacional e identificam-se os impactos presentes e futuros das metas de redução de emissões sobre esses setores. Por fim, identificam-se diferenças na carbono-intensidade desses setores entre os países do

⁸ *Asia Pacific Partnership.*

mundo, apresentam-se as oportunidades de mitigação de emissões e as medidas que as associações setoriais e as principais empresas vêm tomando para mitigar as emissões de cada setor.

O capítulo 4 confirma que o segmento refino de petróleo é o maior responsável pelas emissões do setor petróleo e gás. Em seguida, são descritos o consumo de energia e as emissões de GEE dos diferentes processos do segmento do refino. Para finalizar são apresentadas as medidas que possibilitam a mitigação de emissões de GEE pelo setor refino.

O capítulo 5 apresenta a concentração industrial do setor refino de petróleo, o comércio internacional de derivados e analisa os impactos das políticas de mitigação sobre a lucratividade do setor na Europa. Tal análise se restringe à Europa porque este é o continente com o maior número de países que impõem metas de emissões às plantas de refino. O capítulo 5 apresenta, ainda, as medidas de mitigação que vêm sendo tomadas pelas associações setoriais e pelos maiores refinadores de petróleo.

O capítulo 6 apresenta estimativas do futuro do refino de petróleo na Europa e nos EUA. Novamente, a escolha da Europa e dos EUA baseia-se em diversos fatores, quais sejam: os países europeus já impõem metas de emissões às suas refinarias, os EUA estão estudando a aplicação de medidas de mitigação de emissões às suas indústrias, essas regiões apresentam um parque de refino expressivo e as especificações dos derivados têm se tornado cada vez mais rígidas nas nações dessas regiões. Perspectivas sobre o futuro do setor são importantes para prever se a aplicação das abordagens setoriais podem se tornar mais ou menos apropriadas para o setor refino.

Em seguida a dissertação é concluída. Na conclusão são apresentados os resultados das variáveis que determinam a aptidão do setor refino às abordagens setoriais para lidar com as MCG. Cada variável é analisada, evidenciando se seu resultado é favorável ou desfavorável à aplicação das abordagens setoriais pelo setor refino.

Três anexos complementam essa dissertação. O anexo 1 define os elementos da política climática internacional, como a UNFCCC, o Protocolo de Quioto, os mecanismos de flexibilização e as Conferências da Partes. O anexo 1 também descreve as discussões das Nações Unidas e de outras entidades para estabelecer o acordo climático global pós-2012 e os elementos que devem embasar as negociações de políticas climáticas futuras.

O anexo 2 descreve o processo de produção das indústrias cimenteira, siderúrgica e de alumínio, visando facilitar a identificação das principais fontes de emissões de GEE desses setores.

O anexo 3 descreve o processo de refino de petróleo, com o mesmo propósito do anexo 2.

Capítulo 1 – O Protocolo de Quioto, os acordos climáticos pós-2012 e as abordagens setoriais

1.1 Introdução

O capítulo 1 apresenta as entidades e os acordos climáticos internacionais atualmente em vigor. Tal apresentação é fundamental, porquanto no decorrer da dissertação será feita menção a essas entidades e a esses acordos. São apresentadas, então, as várias modalidades de compromissos e as várias arquiteturas que podem fazer parte da política climática internacional que vigorará a partir de 2013, buscando esclarecer que as abordagens setoriais fazem parte de uma dessas arquiteturas. Além disso, as abordagens setoriais podem englobar diversos tipos de compromissos de mitigação. No subitem seguinte, observa-se que as abordagens setoriais vêm surgindo nas discussões da UNFCCC como possível integrante das políticas climáticas futuras. Esse subitem também apresenta as principais visões da UNFCCC em relação às abordagens setoriais. O capítulo é encerrado com a revisão bibliográfica das dimensões envolvidas na definição das abordagens setoriais e evidenciando como a combinação dessas dimensões pode levar ao estabelecimento de uma grande variedade de abordagens setoriais.

1.2 As entidades e os acordos de redução de emissões de GEE

A Convenção Quadro das Nações Unidas para Mudanças Climáticas, UNFCCC, provê a infra-estrutura necessária para a cooperação intergovernamental com vistas a lidar com as Mudanças Climáticas Globais.

A UNFCCC divide seus participantes em grupos, de acordo com a capacidade de aceitar compromissos pela mitigação das emissões. O grupo dos países Anexo 1 corresponde às nações industrializadas que eram membros da Organização para Cooperação Econômica e o Desenvolvimento (OECD) em 1992 mais os países com economia em transição⁹. Os países Anexo 2 correspondem apenas aos países membros da OECD em 1992. Os países não Anexo 1 são as nações em desenvolvimento participantes da UNFCCC¹⁰.

⁹ Vide tabela A1.1 no anexo 1.

¹⁰ Maiores detalhes tabela A1.2 no anexo 1.

Todos os países participantes da UNFCCC assumem os compromissos básicos de produzir um inventário de emissões e de submeter relatórios¹¹ sobre as ações que estão tomando para implementar a Convenção¹².

Os países Anexo 1 deveriam implementar políticas e medidas que visassem reduzir suas emissões no ano 2000 aos níveis de 1990, não havendo, no entanto, compromissos legais de mitigação das emissões. Os países Anexo 2 deveriam prover auxílio financeiro e técnico à mitigação das emissões e à adaptação às MCG nos países em desenvolvimento e promover a transferência de tecnologias ambientalmente corretas às nações com economia em transição e aos países em desenvolvimento.

O Protocolo de Quioto estabelece metas legais de emissões para 38 países desenvolvidos e a União Européia, que concordam em reduzir as emissões agregadas de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorcarbonos (HFCs), perfluorcarbonos (PFCs) e hexafluorido de enxofre (SF₆) no período 2008-2012 em relação às emissões do ano base 1990 (HÖHNE et al., 2008). A meta de emissões varia de um país para outro. Por exemplo, certo país pode ter um limite de emissões de 0,95 vezes as emissões de 1990, enquanto para outro país o limite de emissões pode ser igual ao de 1990.

Os mecanismos de flexibilização do Protocolo de Quioto são: Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), Implementação Conjunta (IC) e Comércio de Emissões¹³. Tais mecanismos visam aumentar a eficiência em custo das medidas de mitigação das emissões e de captura pelos depósitos de carbono, através da permissão para que os países Anexo 1 apliquem tais medidas em territórios estrangeiros, onde o custo de mitigação ou de captura pelos depósitos é menor do que em território nacional. O MDL permite que nações Anexo 1 invistam em projetos de redução de emissões, plantio de floresta e reflorestamento em países em desenvolvimento. Já a IC permite que nações Anexo 1 invistam em projetos de redução de emissões e de captura de carbono em outras nações Anexo 1. Por fim, o Comércio de Emissões permite que os países sujeitos às metas comercializem créditos de emissões. Os países Anexo 1 recebem créditos pela redução das emissões ou remoções alcançadas em outros países, aumentando suas metas de emissões. No caso da IC o país anfitrião (que recebe o projeto) tem a meta de emissões reduzida no valor correspondente à mitigação

¹¹ Conhecidos como *National Communications*.

¹² Para os países não Anexo 1 a obrigação pela submissão de relatórios é condicionada à apoio financeiro.

¹³ Em inglês, *Clean Development Mechanism (CDM)*, *Joint Implementation (JI)* e *Emissions Trading*.

proporcionada pela aplicação do projeto. Além disso, o país que vende créditos de emissões também tem o valor dos créditos descontado de sua meta de emissões.

Ao final do período de compromisso, as emissões das Partes são comparadas às suas quantidades designadas finais. As quantidades designadas finais são o resultado da meta inicial de emissões somada às unidades adicionais provenientes de um dos mecanismos de flexibilização do Protocolo de Quioto, menos qualquer unidade que a Parte tenha vendido para outro país ou que tenha sido mitigada por projeto implementado por outra nação (IC).

Se um país participante do Protocolo de Quioto apresentar emissões superiores à sua quantidade designada final, no período de compromisso seguinte ele deve compensar a diferença entre as emissões e a quantidade designada, acrescida de uma penalidade de 30% sobre tal diferença.

1.3 Tipos de compromissos das políticas futuras para lidar com as MCG

Diante do fim do primeiro período de compromisso em 2012, tem sido pesquisado o melhor conjunto de compromissos de mitigação de emissões que comporá a futura arquitetura climática internacional. A seguir são apresentados os principais tipos de compromissos.

1.3.1 Metas de Emissões

Pode-se dizer que esse compromisso possui diversas variações. As metas de emissões podem ser fixas (absolutas), indexadas ou condicionais. As metas fixas são aplicadas pelo Protocolo de Quioto e estabelecem um nível máximo de emissões num determinado intervalo de tempo. Já as metas indexadas tornam o nível de emissão uma variável dependente de algum parâmetro desejado, em geral, o PIB da nação, a produção de um setor industrial etc.. Por fim, as metas condicionais estabelecem que a redução de emissões deve ocorrer ou se tornar mais exigente a partir do (ou até o) momento em que um determinado índice superar um certo limite. O exemplo mais comum de metas de emissões condicionais é a medida conhecida como “*safety valve*”, por meio da qual os países deveriam mitigar emissões até que os custos unitários de mitigação atingissem um valor máximo. As metas de emissões indexadas e condicionais

facilitam a negociação entre países que temem que as restrições ambientais possam prejudicar seus objetivos de crescimento econômico (BODANSKY, 2003).

FRANKEL (2007) apresenta a proposta de aprofundar a atual arquitetura da UNFCCC e do Protocolo de Quioto através da inclusão das nações em desenvolvimento em metas e prazos de emissões. A dificuldade (exigência) de tais metas seria definida e revisada de acordo com a riqueza, população, emissões históricas, disponibilidade de recursos, e outras variáveis. Tais metas evoluíam, no longo-prazo, para as mesmas emissões *per capita* entre as nações. Além disso, metas de emissões poderiam ser indexadas às taxas de crescimento dos países em desenvolvimento. Observa-se que a proposta do autor envolve uma mistura dos compromissos de metas de emissões condicionais com metas de emissões indexadas.

MICHAELOWA (2007) *apud* ALDY e STAVINS (2008) propõe uma abordagem na qual um valor para emissões *per capita* e outro para o PIB *per capita* definem os limites acima dos quais os países em desenvolvimento devem ter metas de emissões. Quanto maiores esses valores mais exigentes passam a ser as metas. A proposta desse autor se refere, inicialmente, às metas de emissões condicionais. Quando o país passa a ter metas, elas se tornam metas indexadas.

Outra modalidade de metas são as metas financeiras. Através das metas financeiras os países participantes se comprometeriam a investir determinado montante em medidas de mitigação (BODANSKY, 2003).

1.3.2 Políticas e Medidas

São definidas como obrigações de conduta, em vez de obrigações de resultado. Elas requerem que os países ajam de modo determinado, mas não estabelecem níveis de emissões ou de investimento. Incluem:

- Padrões tecnológicos e de desempenho: Acordos Orientados à Tecnologia estipulam padrões de eficiência (energética e CO₂) para produtos como aparelhos elétricos e automóveis e cotas para o uso de energia renovável. São padrões que poderiam ser negociados separados, ligados ou incorporados à política climática através de uma abordagem setorial. Até o momento tais padrões se restringem às abordagens *top-down* implantadas por governos em níveis nacionais ou regionais, com potencialidade para se estender a Acordos público-privados que atinjam o mundo

todo (EGENHOFER e FUJIWARA, 2008). Os padrões tecnológicos costumam ser menos flexíveis que os padrões de desempenho;

- Impostos: As emissões de GEE são taxadas;
- Remoção de subsídios: Remoção dos subsídios para setores carbono-intensivos, como o de produção e consumo de energia;
- Comércio de emissões: Implementação de programas de comércio de emissões nacionais ou regionais. Esse mecanismo só pode ser implementado simultaneamente às metas de emissões e pode contribuir para a mitigação das emissões, dado que oferece redução nos custos de mitigação;
- P&D em tecnologia: Dado o enorme investimento em tecnologia necessário à estabilidade climática, compromissos podem ser assinados para investimentos adicionais em P&D.

Os diversos tipos de compromissos de políticas futuras para lidar com as MCG não são mutuamente excludentes. Pelo contrário, eles devem coexistir, dado que diferentes circunstâncias nacionais se adaptam melhor às diferentes políticas para lidar com as MCG. Segundo BODANSKY (2003), as políticas climáticas nacional e internacional poderiam constituir-se de uma mistura de diferentes tipos de metas de emissões, padrões tecnológicos e compromissos de P&D para diferentes países e setores. A adoção de diferentes compromissos para países e setores distintos criaria desafios para garantir que a soma das medidas propostas por todos os compromissos fornecesse o esforço de mitigação global satisfatório, houvesse equidade¹⁴ e ligação entre as arquiteturas, facilitando o comércio de emissões.

1.4 Tipos de arquiteturas das políticas futuras para lidar com as MCG: *bottom-up* x *top-down*

O Protocolo de Quioto atua a partir de uma abordagem *top-down*, distribuindo aos países participantes metas de emissões fixas para a economia agregada. A partir dessas metas os países têm autonomia para distribuir limites de emissões entre as plantas industriais, através do conhecido Plano Nacional de Alocação.

¹⁴A equidade das medidas baseia-se no princípio da responsabilidade comum, mas diferenciada e na capacidade de cada país para implantar medidas para lidar com as MCG. Assim, os esforços de mitigação devem ser proporcionais à responsabilidade e capacidade de cada nação.

Políticas climáticas internacionais *top-down* podem esbarrar na soberania de cada nação. Nesse contexto têm surgido propostas de abordagens *bottom-up*, promessa-e-revisão (*pledge-and-review*) para embasar a arquitetura da política climática futura. As propostas climáticas norte-americanas e da APP têm seguido a arquitetura *bottom-up*. Há diferentes propostas de abordagens *bottom-up*. A seguir são apresentadas propostas de abordagem *bottom-up* extraídas de ALDY e STAVINS (2008).

1.4.1 Ações Domésticas Harmonizadas

Os países participantes se comprometeriam a implantar um pacote de medidas e políticas nacionais ou regionais e poderiam estabelecer um mercado de carbono regional, como o EU-ETS, visando harmonizar o preço do carbono entre os países participantes. Recomenda-se que os acordos sejam realizados entre os países que mais afetam as emissões globais, dado que um número restrito de nações reduz os custos de negociação.

1.4.2 Políticas Unilaterais e Coordenadas

Propostas que confiam em políticas coordenadas ou implementadas nacionalmente, em vez das políticas baseadas em objetivos ditados internacionalmente. Tais políticas nacionais podem evoluir para uma arquitetura internacional coesa, conforme cada país ganhe experiência com suas políticas nacionais e entenda as peculiaridades dos outros países envolvidos.

Exemplos de acordos unilaterais são as políticas ambiental e energética da União Européia em 2008¹⁵ e o Plano Quinquenal da China para reduzir a intensidade energética da sua economia em 20%¹⁶ (ALDY e STAVINS, 2008).

É interessante a integração das medidas de mudanças climáticas à agenda de desenvolvimento e de comércio das nações e organizações internacionais.

Um desafio importante é determinar se uma arquitetura *bottom-up* é superior à uma *top-down*. Se as negociações sob uma arquitetura *top-down* prejudicam a potencialidade dos esforços nacionais de mitigação, então a comunidade internacional deve optar por esforços de mitigação do tipo promessa-e-revisão.

¹⁵EU's January 2008 package of energy and environmental policies.

¹⁶China's Five Year Plan goal to cut the energy intensity of economic output by 20 percent.

Essas propostas partem do princípio que uma política climática internacional deve evoluir de experiências nacionais e regionais.

1.4.3 Abordagens setoriais

Outra modalidade *bottom-up* se refere às abordagens setoriais. Tais abordagens partem da análise das tecnologias e processos aplicados aos setores e, a partir dessa análise, definem os compromissos de cada setor. No contexto da política climática internacional, as abordagens setoriais atribuiriam os compromissos de mitigação de emissões à setores-chave¹⁷, em vez de atribuí-los aos países. Defensores das abordagens setoriais argumentam que elas permitiriam: simplificar as negociações, reduzir as preocupações com a competitividade internacional, aumentar a eficiência através de maior adesão e reduzir vazamentos de emissões (BRADLEY et al, 2007).

Tanto os vários tipos de compromissos quanto os vários tipos de arquiteturas políticas para lidar com as MCG devem coexistir nacionalmente ou regionalmente a fim de permitir a construção de uma política climática internacional que alcance a máxima eficiência ambiental e respeite os princípios da responsabilidade comum, mas diferenciada e da capacidade de cada nação para lidar com as MCG. Esses são grandes desafios da futura política climática pós-2012: Maximizar a eficiência ambiental global das medidas para lidar com as MCG e garantir a viabilidade política da aplicação dessas medidas entre os países envolvidos.

No entanto, essa dissertação focará na exploração da aptidão do setor refino de petróleo às abordagens setoriais, de maneira que a exploração da melhor arquitetura para a futura política climática internacional fica como sugestão para trabalhos futuros.

1.5 As abordagens setoriais e as discussões para estabelecer o acordo climático global pós-2012

Diante do fim do primeiro período de compromisso em 2012, a partir da COP 11 (COP/MOP 1) as Nações Unidas passaram a discutir a arquitetura do acordo climático

¹⁷Setores siderúrgico, cimenteiro, de alumínio entre outros. Setores com forte participação nas emissões, tendência de grande crescimento das emissões futuras, forte participação no comércio internacional e boa capacidade (facilidade para inventariar, disponibilidade de recursos, entre outras) para mitigá-las. O Capítulo 2 descreve em detalhe as abordagens setoriais.

pós-2012. A COP 11 decidiu criar um grupo de discussão¹⁸ para sugerir ações de longo prazo para lidar com as MCG. Uma das conclusões desse grupo foi a seguinte:

Há potencial de mitigação em diversos setores e as abordagens setoriais poderiam ser eficientes para explorar esse potencial através de políticas nacionais ou esforços internacionais coordenados em setores específicos. Também foi sugerido que ação internacional coordenada em cooperação com o setor produtivo seria eficiente em setores internacionalmente competitivos, como os setores de alumínio, aço e cimento. Ações nos níveis internacional, regional e nacional poderiam envolver cooperação tecnológica, *benchmarks* de desempenho e mecanismos de mercado. Certo sucesso já tem sido alcançado em alguns setores (UNFCCC, 2007b).

A primeira decisão¹⁹ da COP 13 se refere ao Plano de Ação de Bali²⁰, que consiste em um programa para orientar o trabalho de desenvolvimento de um acordo climático futuro que aumente a custo-eficácia das medidas de mitigação, facilite a adaptação as MCG, estimule a inovação tecnológica e amplie a participação dos envolvidos em medidas de mitigação (ALDY e STAVINS, 2008).

Dentre os objetivos apontados pelo Plano de Ação de Bali, foi mencionado:

O fortalecimento de ações nacionais e internacionais de mitigação das emissões. Dentre as iniciativas que podem fortalecer tais ações estão incluídas medidas setoriais cooperativas e ações setoriais específicas. É mencionado que tais medidas e ações setoriais são capazes de fortalecer a implementação do Artigo 4, parágrafo 1(c), da Convenção²¹ (UNFCCC, 2008a).

Para a condução do Plano de Ação de Bali foi estabelecido um grupo subsidiário da UNFCCC conhecido como *Ad Hoc Working Group on Long-Term Cooperative Action under the Convention* (AWG-LCA) (UNFCCC, 2008a).

O AWG-LCA realizou vários *workshops*, dentre os quais um intitulado: Medidas setoriais cooperativas e ações setoriais específicas, buscando fortalecer a implementação

¹⁸“*Dialogue on Long-Term Cooperative Action to Address Climate Change by Enhancing Implementation of the Convention*”.

¹⁹*Decision 1/CP. 13.*

²⁰*Bali Action Plan..*

²¹Artigo 4, parágrafo 1(c): Promover e cooperar no desenvolvimento, aplicação e difusão, incluindo transferência de tecnologias, práticas e processos que controlam, reduzem ou previnem emissões antropogênicas de GEE não controlados pelo Protocolo de Montreal em todos os setores relevantes, incluindo os setores energético, de transportes, industrial, agrícola, de florestas e de gerenciamento de resíduos (UNFCCC, 2009b).

do Artigo 4, parágrafo 1 (c), da Convenção. A UNFCCC divulga um Relatório²² sobre as diferentes visões apresentadas nesse *workshop*, dentre as quais merecem destaque:

- Algumas Partes levantaram a importância de princípios que devem formar a base da discussão e implementação de medidas setoriais cooperativas e ações setoriais específicas. Tais princípios incluem: assegurar que tais medidas contribuam para o objetivo final da Convenção e promovam benefícios climáticos reais; observar o princípio da responsabilidade comum, mas diferenciada; tornar tais medidas coerentes com o contexto de desenvolvimento; levar em consideração circunstâncias nacionais; assegurar compatibilidade com o mercado de carbono global e com mercados de carbono regionais existentes e emergentes e evitar a aplicação de padrões internacionais entre os países;
- Algumas Partes vêem as medidas e ações setoriais como uma das várias opções para fortalecer ações nacionais de mitigação das emissões;
- Algumas Partes notaram que a aplicação de medidas setoriais e de ações setoriais específicas diferirá entre países desenvolvidos e em desenvolvimento. Houve forte consenso que medidas e ações setoriais podem contribuir para que os países desenvolvidos alcancem suas metas de redução de emissões. Algumas Partes sugeriram que as abordagens setoriais podem contribuir para a comparação de esforços entre os países desenvolvidos, dado que informações setoriais podem ser usadas para determinar potenciais de mitigação de emissões;
- Muitas Partes salientaram que medidas e ações setoriais em países em desenvolvimento devem focar em cooperação tecnológica. Outras Partes frisaram a importância de medidas e ações setoriais como alavancas de políticas nacionais de mitigação de emissões em países em desenvolvimento. Nesse contexto, muitas Partes opinaram que o processo de identificação e implementação de ações setoriais específicas deveria ser voluntário e realizado nacionalmente. Além disso, o processo de identificação e implementação de ações setoriais específicas nos países em desenvolvimento deveria ser flexível e determinado pela capacidade nacional e pelas metas de desenvolvimento;
- Surgiram algumas idéias de medidas setoriais e ações setoriais específicas, que incluem: programas para P&D de tecnologias setoriais específicas; fundos e outros

²²*Report on the workshop on cooperative sectoral approaches and sector-specific actions, in order to enhance implementation of Article 4, paragraph 1 (c), of the Convention.*

mecanismos de apoio ao licenciamento compulsório, ao pagamento de *royalties*, ao estabelecimento de normas setoriais específicas ou programas voluntários de eficiência energética e ao desenvolvimento de instrumentos políticos, estratégias, guias e programas para setores específicos; e cooperação para compartilhar as melhores tecnologias e práticas disponíveis. Muitas Partes lembraram que a implementação de medidas setoriais cooperativas e de ações setoriais específicas em países em desenvolvimento depende da disponibilidade de recursos financeiros e tecnológicos e de capacidade;

- Outro aspecto levantado por algumas Partes se refere à identificação de setores específicos, em particular aqueles que são fontes importantes de emissões de GEE, como os setores energético e de transportes, o setor cimenteiro, o siderúrgico e o de alumínio. Outra questão discutida foi o nível de aplicação das medidas e ações setoriais. Muitas Partes sugeriram que tais medidas e ações devem ser definidas e aplicadas nacionalmente. Certas Partes frisaram que setores com dificuldade de atribuir suas emissões a países específicos devem adotar medidas setoriais globais. Os setores de aviação internacional e de combustíveis para navios foram apresentados como exemplos. Também foi exposto que os mecanismos estabelecidos a nível internacional podem limitar a flexibilidade das Partes para focar em ações nacionais nos setores mais relevantes;
- Muitas Partes se referiram aos desafios e complexidades da implementação de medidas setoriais e ações setoriais específicas. Muitos desses desafios se referem a circunstâncias econômicas, sociais e políticas nacionais. Alguns dos desafios citados incluem os custos e as consequências sociais de reestruturações setoriais e da difusão de tecnologias limpas; a falta de recursos humanos qualificados; a fraqueza da infraestrutura política de fiscalização e cobrança; a diversidade de setores e indústrias e de fatores que determinam as emissões; a falta de homogeneidade tecnológica, processos e outros fatores impedindo o estabelecimento de normas; e a inibição a inovação tecnológica resultante de direitos autorais restritos;
- Propostas de medidas setoriais cooperativas e ações setoriais específicas incluíram: mecanismos de créditos envolvendo créditos setoriais e *no-lose targets*²³; a identificação de ações setoriais específicas baseadas na análise dos potenciais de redução de emissões; e o estabelecimento de uma meta para as emissões provenientes

²³MDL setorial e sistema “*no-lose*”*target* são explicados na seção 1.6.

do transporte marítimo internacional. Sugestões para o uso de indicadores como energia e carbono-intensidade e níveis de atividade também foram apresentadas (UNFCCC, 2008d).

Fora do âmbito das Nações Unidas têm ocorrido diversas negociações que envolvem mudanças climáticas e acordos bilaterais e multilaterais, como: as discussões do G8 em Gleneagles sobre mudanças climáticas, a *Asia-Pacific Partnership* – APP e a iniciativa norte-americana para os maiores emissores. A APP se caracteriza como uma parceria baseada em acordos público-privados que se utilizam das abordagens setoriais²⁴.

1.6 Dimensões das abordagens setoriais

Como o objetivo desta dissertação é analisar a aptidão do setor refino de petróleo às abordagens setoriais, o fim desse capítulo e o capítulo 2 serão destinados a esclarecer esse tipo de arquitetura da política climática.

Diferentemente das políticas associadas ao cumprimento do Tratado de Quioto, que estabelecem metas para um país classificado como Anexo 1 e signatário do Protocolo, as abordagens setoriais focam na análise de processos e tecnologias de um setor específico e, a partir dessa análise estabelecem as políticas para o setor em questão. Dessa forma, as primeiras abordagens são classificadas como *top-down* enquanto as abordagens setoriais são *bottom-up* (MECKLING e CHUNG, 2009). Atualmente, as abordagens setoriais se traduzem em metas voluntárias acordadas por um conjunto de empresas e/ou países. Isso será notado durante a descrição das associações setoriais que representam companhias dos setores cimenteiro, siderúrgico e alumínio no capítulo 3. Outro exemplo é a APP, cuja estrutura público-privada é baseada em acordos voluntários. Entretanto, as discussões avançam no âmbito das Nações Unidas para incorporar as abordagens setoriais às políticas climáticas pós-2012.

Não há um único modelo para as abordagens setoriais. Propostas diferem quanto às políticas e à arquitetura. Cada proposta é construída de acordo com o interesse do proponente. Assim, o termo “abordagens setoriais” tem se tornado muito amplo, o que torna interessante a apresentação da visão de alguns autores sobre as dimensões das abordagens setoriais.

BARON (2006) apresenta quatro dimensões para diferenciar as abordagens setoriais:

²⁴Maiores detalhes das discussões do G8 e da iniciativa norte-americana são encontradas no subitem A1.15.1 e A1.15.3 do Anexo 1. O subitem 2.6 do capítulo 2 apresenta a APP em detalhes.

- Escopo geográfico: a abordagem é global, internacional ou nacional? BARON et al. (2008) *apud* UNEP (2009) também distinguem se a abordagem setorial está relacionada às nações desenvolvidas ou em desenvolvimento.
 - Participantes na abordagem: governos que participam da UNFCCC, outros governos, entidades do setor privado (incluindo associações industriais);
 - A natureza do compromisso: metas de emissão, difusão de uma tecnologia específica, acordo para dividir informações ou desenvolver pesquisa, etc.. BARON et al. (2008) *apud* UNEP (2009) acrescentam: metas voluntárias ou obrigatórias, metas estabelecidas isoladamente ou complementares à alguma infra-estrutura de política climática mais ampla;
 - A possibilidade de participar de mercados internacionais de carbono. Mecanismos de Créditos Setoriais poderiam participar, enquanto outros tipos de compromissos (difusão de tecnologia, acordo para dividir informações ou desenvolver pesquisa) podem não gerar créditos para comercialização (BARON, 2006). BARON et al. (2008) *apud* UNEP (2009) nomeiam essa dimensão de “Natureza dos incentivos à adoção de medidas setoriais” e acrescentam-na a possibilidade das medidas adotadas serem totalmente ou parcialmente cobertas por incentivos.
- BARON et al. (2008) *apud* UNEP (2009) complementam essas dimensões ao incluírem:
- Foco setorial: Medidas focadas em setores com forte participação no comércio internacional ou em setores nacionais (como o de geração de energia). Na verdade essa dimensão se confunde à dimensão Escopo geográfico, tendo em vista que medidas focadas em setores com forte participação no comércio internacional possuem característica de uma abordagem internacional. Entretanto, a utilização da dimensão Foco setorial será interessante para identificar dois tipos de abordagens setoriais, apresentadas por UNEP (2009);
 - Papel das medidas acompanhantes: Existência ou não de apoio à capacitação²⁵ e aquisição de tecnologia;
 - Fiscalização: como tais medidas deveriam ser supervisionadas (nacionalmente e/ou internacionalmente);

²⁵Capacitação se refere ao desenvolvimento das características necessárias à implementação das medidas setoriais, como a disseminação de conhecimento e o provisionamento de recursos materiais e humanos para a construção de metodologias que possibilitem a coleta de dados sobre emissões, o cálculo e a divulgação das emissões de todos os setores envolvidos.

- Integração: Tais medidas setoriais devem ou não ser incorporadas às medidas da UNFCCC ou do Protocolo de Quioto.

EGENHOFER e FUJIWARA (2008) incluem diversos itens sob a dimensão foco e direção, que podem ou não fazer parte das motivações para a aplicação das abordagens setoriais. Tais itens são: ataque à competitividade, *benchmarking*, inclusão de países em desenvolvimento ou desenvolvidos e difusão de tecnologia.

O ataque à competitividade responde à preocupação de que empresas de setores com forte participação no comércio internacional, que tenham metas de redução de emissões, sofram com o aumento de custos derivados do atendimento as restrições de emissões, perdendo competitividade para outras empresas do mesmo setor que não sofrem restrições às emissões.

As abordagens setoriais podem facilitar a difusão de *benchmarks* tecnológicos e operacionais, dado que a comunicação intra-setorial poderia ser incentivada pela busca de metas que exigem o máximo empenho de todos os participantes.

A inclusão de países em desenvolvimento em compromissos de mitigação das emissões e a facilitação da difusão tecnológica para essas nações também podem justificar a implementação das abordagens setoriais. EGENHOFER e FUJIWARA (2008) também acrescentam a dimensão escala de emissões, que diferencia compromissos baseados na intensidade de emissões dos compromissos focados nas metas fixas de emissões.

Na verdade, cada abordagem setorial pode ser composta por uma característica de cada dimensão.

MECKLING e CHUNG (2009) classificam os tipos de abordagens setoriais segundo o conteúdo regulatório e os atores regulatórios.

O conteúdo regulatório pode ser de dois tipos: metas e prazos para redução das emissões ou cooperação em pesquisa tecnológica, desenvolvimento e difusão, incluindo medidas como padrões tecnológicos (MECKLING e CHUNG, 2009). O conteúdo regulatório identifica-se com a dimensão “A natureza do compromisso” apresentada por BARON (2006).

O conteúdo regulatório baseado em metas e prazos estabelece metas de emissões para o setor a ser regulado, podendo ser uma meta fixa (toneladas de carbono) ou uma meta de intensidade (toneladas de carbono por unidade de produto). Esse tipo de conteúdo é similar à estrutura do Protocolo de Quioto e poderia ser implantado por meio do comércio de emissões (MECKLING e CHUNG, 2009).

Já o conteúdo regulatório baseado em cooperação tecnológica inclui a cooperação em pesquisa, desenvolvimento e difusão/transferência de tecnologias de baixo carbono, tendo governos e/ou firmas como parceiros. Esse conteúdo regulatório pode evoluir e englobar medidas como a harmonização de padrões tecnológicos (MECKLING e CHUNG, 2009).

BODANSKY (2003) discute a arquitetura da política climática pós-2012. Para isso ele apresenta uma classificação dos instrumentos que podem fazer parte dessa política. Tal classificação não difere muito da classificação de conteúdo regulatório apresentada por MECKLING e CHUNG (2009), sendo mais abrangente, dado que o trabalho de BODANSKY (2003) apresenta diversas opções de arquiteturas para a política climática pós-2012, não se restringindo às abordagens setoriais²⁶. Na verdade, o autor classifica os instrumentos de política climática em três grandes grupos: metas de emissões, metas financeiras e políticas e medidas. As abordagens setoriais são mencionadas como integrantes apenas do primeiro grupo, ou seja, como metas setoriais de emissão. No entanto, segundo BODANSKY (2003) o instrumento de políticas e medidas inclui: Padrões tecnológicos e de desempenho, impostos, remoção de subsídios, comércio de emissões e P&D em tecnologia. Ou seja, o instrumento de políticas e medidas apresentada por BODANSKY (2003) engloba, justamente, o conteúdo regulatório de cooperação em pesquisa tecnológica, desenvolvimento, difusão e padrões tecnológicos setoriais apresentado por MECKLING e CHUNG (2009). Além disso, não há impedimento para que haja o estabelecimento de metas setoriais financeiras, já que as metas financeiras consistem no estabelecimento de valores mínimos de investimentos em mitigação, sendo possível aplicá-las a setores específicos.

Quando se fala em atores regulatórios, há duas principais classificações: acordos inter-governamentais e auto-regulação industrial. Acordos inter-governamentais ocorrem atualmente nas negociações que envolvem a Convenção do Clima²⁷. Já as associações setoriais como WBCSD-CSI, WSA, IAI²⁸ estabelecem auto-regulação industrial voluntária. Essa classificação de atores regulatórios é similar à dimensão “Participantes na abordagem” apresentada por BARON (2006).

²⁶Grosso modo, o que se chama arquiteturas de política climática se entende aqui como abordagens setoriais, abordagens nacionais, internacionais e/ou globais ou um misto de todas essas.

²⁷Nesse caso um conjunto de países acordam metas de redução das emissões e arbitram a distribuição dessas metas através dos Planos Nacionais de Alocação de emissões. Ou seja, a princípio tais metas envolvem a economia como um todo. Aqui o foco são acordos inter-governamentais para definir políticas setoriais de mitigação das emissões.

²⁸*World Business Council for Sustainable Development- Cement Sustainability Initiative (WBCSD-CSI); World Steel Association (WSA); International Aluminium Association (IAI).*

Há quatro combinações possíveis entre os tipos de conteúdos regulatórios e os de atores regulatórios:

- Metas e prazos governamentais: Acordos inter-governamentais definem metas de redução de emissões setoriais. Em geral, propõe-se aplicá-las a setores-chave de países em desenvolvimento, enquanto metas agregadas (com ou sem a inclusão de metas setoriais) são aplicadas às nações desenvolvidas (BRADLEY et al., 2007 *apud* MECKLING e CHUNG, 2009). UNEP (2009) também sugere que acordos inter-governamentais podem envolver compromissos como padrões baseados em tecnologia e padrões associados às melhores práticas. A principal vantagem de acordos desse tipo em comparação aos acordos industriais refere-se à capacidade legal dos governos para garantir o cumprimento das medidas estabelecidas (SCHMIDT et al., 2006 *apud* MECKLING & CHUNG, 2009). A participação de governos é a forma mais realista para um acordo setorial ser integrado numa estrutura da UNFCCC (BRADLEY et al., 2007 *apud* MECKLING e CHUNG, 2009);
- Metas e prazos industriais: São acordos voluntários de redução de emissões realizados entre as companhias por meio de uma instituição de representação setorial. São exemplos as metas voluntárias de mitigação de emissões aplicadas pela associação setorial do setor alumínio;
- Cooperação tecnológica transnacional: Envolve governos e firmas em pesquisa, desenvolvimento e disseminação de tecnologias, focando a redução de emissões em setores específicos. Também inclui partilha de conhecimento e coordenação. Dentro dessa categoria temos a cooperação tecnológica transnacional inter-governamental e a cooperação tecnológica transnacional entre indústrias, de forma a incluir as duas combinações entre tipos de conteúdos regulatórios e atores regulatórios que faltavam para completar o conjunto das quatro combinações sugeridas por MECKLING e CHUNG (2009). Também há a possibilidade da cooperação tecnológica transnacional público-privada, ou seja, entre governos e empresas. Um exemplo desse tipo de cooperação é a APP, discutida em detalhe no item 2.6 (capítulo 2). Além disso, como no caso dos dois tipos anteriores de acordos, esses também possibilitam a integração numa estrutura mais ampla, como a da UNFCCC.

A classificação “Iniciativas Industriais Unilaterais” apresentada por BODANSKY (2007) coincide com a junção de dois tipos de abordagens criadas por MECKLING e CHUNG (2009): “Metas e prazos industriais” e “Cooperação tecnológica transnacional”, nesse caso realizada entre empresas. A proposta de “Iniciativas

Industriais Unilaterais” é baseada na implementação de medidas voluntárias por um setor particular, possivelmente sob uma associação setorial, como já ocorre sob as associações setoriais dos setores cimenteiro, siderúrgico e alumínio.

BODANSKY (2007) sugere que companhias poderiam apresentar suas medidas voluntárias como base para acordos inter-governamentais, influenciando esses acordos²⁹. No entanto, as empresas não seriam partes assinantes dos acordos, cujas assinaturas seriam atribuídas aos governos. MECKLING e CHUNG (2009) consideram que o objetivo principal desse tipo de abordagem (“Metas e prazos industriais”) é nivelar o campo de competição entre as indústrias situadas em países Anexo 1 e as situadas em países não Anexo 1. A abordagem de “Metas e prazos industriais” aproveita-se do fato de que empresas situadas em países em desenvolvimento estão mais interessadas em se inserir em políticas internacionais de MCG através de limites voluntários de emissões do que por meio de metas obrigatórias. Esse tipo de abordagem também contribui para reduzir o vazamento de emissões entre nações com e sem metas. Uma dificuldade consiste no fato de as associações setoriais não apresentarem *status* legal para exigir o cumprimento das metas, sendo as mesmas acatadas voluntariamente ou incluídas nas políticas nacionais (MECKLING e CHUNG, 2009).

A modalidade de abordagem setorial definida por MECKLING e CHUNG (2009) como “Cooperação tecnológica transnacional” permite o fechamento de acordos público-privados, que são os negociados diretamente entre governos e companhias (ou suas associações setoriais). Por exemplo, um grupo de países (governos) poderia negociar diretamente com companhias automobilísticas a implementação de padrões de eficiência de consumo de combustíveis ou estabelecer um programa de pesquisa para desenvolver carros movidos a hidrogênio.

EGENHOFER e FUJIWARA (2008) tratam de iniciativas transnacionais baseadas na indústria que incluem Metas e prazos industriais e Cooperação tecnológica transnacional (incluindo Acordos público-privados e cooperação tecnológica entre empresas), enfatizando que essas são modalidades de acordos setoriais que já vêm sendo implantadas, enquanto outros tipos de abordagens setoriais ainda se encontram em estágio de construção e de testes. Dentro desse tipo de abordagem, os autores trabalham com setores energo-intensivos e com grande participação no comércio

²⁹ Surge aqui um aspecto interessante que pretendo tratar neste trabalho. Talvez um objetivo primordial da inserção de empresas de petróleo em acordos setoriais seja influenciar a criação de políticas de mitigação junto aos governos, dado ser o petróleo um produto carbono-intensivo, que pode ter seu consumo afetado pelo tipo de política de restrição de emissões de gases de efeito estufa que venha a ser imposta.

internacional, já que o foco da pesquisa é a competitividade de empresas energointensivas com grandes transações no comércio internacional.

BODANSKY (2007) lembra que o termo abordagens setoriais também é usado para se referir a políticas como os Mecanismos de Créditos Setoriais. Esses Mecanismos basear-se-iam no redesenho do MDL, através do estabelecimento de valores de referência (linhas de base) e da distribuição de créditos aos setores de países não Anexo 1, que emitissem abaixo desses valores. Os créditos setoriais seriam derivados da superação das metas estabelecidas a um conjunto de empresas que fazem parte de um setor específico e que se situam num país em desenvolvimento. Esses mecanismos funcionariam como um mecanismo de flexibilização adicional, permitindo aumentar a oferta de certificados de emissões nos mercados de carbono. Como o MDL, a proposta dos Mecanismos de Créditos Setoriais é permitir que as mitigações ocorram nos setores de menor custo (MECKLING e CHUNG, 2009). Uma diferença entre eles é que o MDL tradicional atribui créditos a projetos ou plantas industriais, enquanto os Mecanismos de Créditos Setoriais atribuiriam créditos a países ou regiões cujos setores emitissem abaixo da meta (linha de base). Tal política incentivaria o desenvolvimento sustentável em nações em desenvolvimento, tendo em vista que além de contribuir para a mitigação das emissões de gases de efeito estufa, o país estaria arrecadando dinheiro com a venda de créditos de carbono (EGENHOFER e FUJIWARA, 2008; BODANSKY, 2007).

Em contrapartida, o MDL setorial poderia perpetuar desequilíbrios competitivos, tendo em vista que empresas instaladas em países com metas estariam pagando às companhias em países sem metas para reduzirem as emissões. Uma solução para esse impasse seria tornar elegíveis apenas os setores sem grande participação no comércio internacional, ou que não competem com produtos cujo processo de produção possui restrições às emissões.

Mecanismos de Créditos Setoriais poderiam basear a redução de emissões em políticas (mudança no modo de transporte), intensidade de emissões ou metas fixas. Além dos créditos de emissões, outras formas de recompensa poderiam ser auxílio técnico e financeiro (EGENHOFER e FUJIWARA, 2008).

MECKLING e CHUNG (2009) classificam como acordos inter-governamentais as propostas apresentadas por BODANSKY (2007) e BRADLEY et al. (2007). BODANSKY (2007) nomeia esses acordos como “acordos multilaterais”, enquanto BRADLEY et al. (2007) apresentam tais acordos como “cooperação setorial”. Ambos expõem que através desses acordos governos constroem metas de mitigação de

emissões que podem incluir os vários tipos de ações incluídas na dimensão “A natureza do compromisso” apresentada por BARON (2006), quais sejam: metas de emissão, difusão de uma tecnologia específica, acordo para dividir informações ou desenvolver pesquisa, etc. (BODANSKY, 2007; BRADLEY et al. 2007). SCHMIDT et al. (2008) também apresentam propostas baseadas em acordos inter-governamentais. Já propostas que envolvem auto-regulação industrial (Metas e prazos industriais, Iniciativas Industriais Unilaterais), são identificadas em trabalhos como: BARON et al. (2007); EGENHOFER e FUJIWARA (2008) (MECKLING e CHUNG, 2009)

A tabela 1.1 associa as principais literaturas que tratam das abordagens setoriais à combinação conteúdos regulatórios-atores regulatórios.

Tabela 1.1 Tipos de abordagens setoriais

Tipo	Metas e prazos governamentais	Metas e prazos industriais	Cooperação tecnológica transnacional
Conteúdo	Metas setoriais para países em desenvolvimento (e cálculo de metas baseada nos setores)	Metas voluntárias para indústrias energo-intensivas	Cooperação público-privada em difusão de informação, P&D e difusão e transferência tecnológica
Propostas/Iniciativas	CCAP Japão	IAI CSI WSA	APP IPHE
Literatura	BODANSKY (2007) e BRADLEY et al. (2007)	BARON et al. (2007) e EGENHOFER e FUJIWARA (2008)	BARON et al. (2007) e BRADLEY et al. (2007)

Fonte: MECKLING e CHUNG, 2009

Existem outras maneiras de combinar as dimensões das abordagens setoriais para se adaptarem à questão que se queira discutir. Como se nota, nos parágrafos anteriores MECKLING e CHUNG (2009) classificam as abordagens setoriais de acordo com combinações entre as dimensões Participações na abordagem (atores regulatórios) e Natureza do compromisso (conteúdos regulatórios) e discorrem, por exemplo, sobre as vantagens das metas e prazos industriais, que facilitariam o envolvimento de países em desenvolvimento em compromissos de mitigação das emissões. Em seguida, o autor usa sua classificação das abordagens setoriais para identificar nas diversas literaturas sobre o assunto o foco que cada autor apresenta em seu texto, como pode ser verificado na tabela 1.1.

SCHMIDT et al. (2008) apresentam propostas de abordagens setoriais que diferem quanto à dimensão “Participantes na abordagem” apresentada por BARON (2006). Segundo os autores, os acordos setoriais poderiam ser baseados no país ou na indústria. Os acordos baseados no país seriam aqueles em que o governo de cada país envolvido é responsável pelo cumprimento das metas dos setores. Já os acordos baseados na indústria envolveriam todas as empresas do setor no mundo e deveria haver uma instituição internacional para garantir o cumprimento das metas em todos os países envolvidos. O último apresenta a vantagem de evitar problemas de vazamento de emissões e de desequilíbrio na competitividade. Entretanto, os autores defendem uma abordagem setorial baseada no país, argumentando que um pequeno número de países engloba boa parte das empresas dos setores mais emissores, e que definir acordos globais e assegurar o cumprimento dos mesmos mundialmente seria bem mais complexo do que nacionalmente (SCHMIDT et al., 2008).

UNEP (2009) apresenta outra forma de classificar as abordagens setoriais ao combinar a dimensão Foco setorial com outras dimensões. Utilizando o Foco setorial como dimensão primária de classificação, o autor identifica dois grandes grupos, denominando-os Iniciativas Setoriais Transnacionais e Iniciativas Setoriais Nacionais. O grupo de Iniciativas Setoriais Transnacionais foca, em especial, nos setores energo-intensivos e multinacionais e ultrapassa os limites nacionais, envolvendo todos os países que possuam presença relevante dos setores tratados. O objetivo primordial de tais iniciativas é coordenar medidas entre todas as maiores companhias do setor no mundo. Já as Iniciativas Setoriais Nacionais focam em setores domésticos como o de geração de energia, o setor de construção e o de infra-estrutura para o transporte. Os objetivos primordiais de tais iniciativas são, através de políticas públicas, melhorar a eficiência dos investimentos em capital e a eficiência da escolha de práticas operacionais. Convém enfatizar que boas escolhas de investimentos em capital são importantes, já que podem obrigar ou evitar práticas energo e/ou carbono-intensivas³⁰.

Combinado ao grupo Iniciativas Setoriais Transnacionais (dimensão referente ao Foco setorial) está a dimensão Participações na abordagem³¹, e, associado ao grupo Iniciativas Setoriais Nacionais não há uma única dimensão clara para ser identificada.

³⁰Investimentos em ferrovias em detrimento das rodovias, por exemplo, podem reduzir a energo-intensidade do transporte de cargas.

³¹Denominada por UNEP (2009), nesse contexto, como subcategoria.

Assim, UNEP (2009) organiza a classificação final das abordagens setoriais que estão em discussão na literatura conforme a tabela 1.2.

Tabela 1.2 Classificação das abordagens setoriais

Foco Setorial (dimensão primária de classificação)	Outras dimensões de classificação (subcategorias)
Iniciativas Setoriais Transnacionais	Iniciativas Industriais Unilaterais
	Parcerias público-privadas
	Compromissos setoriais governamentais
Iniciativas Setoriais Nacionais	Medida quantitativa específica para o país
	MDL setorial
	Medidas baseadas em políticas (SD-PAM) ³²

Fonte: UNEP, 2009

Grosso modo, Iniciativas Industriais Unilaterais são bem exemplificadas pelas medidas aplicadas pelas associações setoriais dos setores cimenteiro, siderúrgico e alumínio: WBCSD-CSI, WSA e IAI respectivamente. São associações industriais de setores energia e carbono-intensivos que, entre outras ações, aplicam medidas voluntárias para mitigar as emissões de GEE. Já um bom exemplo de parceria público-privada é a APP, cuja parceria entre governos, indústrias e academia permite a implementação de medidas voluntárias com vistas à mitigação de emissões em setores-chave. Compromissos setoriais governamentais poderiam ser firmados como complemento à política climática global pós-2012, envolvendo os setores cujos resultados de redução de emissões sejam os mais promissores.

Para a subcategoria Medida quantitativa específica, as metas seriam do tipo *no-lose target*, ou seja, mesmo que os setores das nações em desenvolvimento não alcançassem tais metas não haveria punição. Além disso, os governos destas nações receberiam ajuda financeira e técnica para implantar suas políticas públicas e poderiam vender os créditos de carbono relativos à superação das promessas voluntárias de redução de emissões às nações industrializadas. Já o MDL Setorial necessitaria de um envolvimento muito maior dos governos dos países em desenvolvimento do que o MDL tradicional. Isso porque teria que ser negociada a linha de base para cada setor de cada país e teriam que ser criadas políticas para incentivar os setores a mitigar. Por fim, Medidas baseadas em políticas (SD-PAM) seriam uma maneira de as nações desenvolverem políticas

³²Sustainable Development- Policies and Measures (SD-PAM)

sustentáveis com foco no desenvolvimento, valendo-se do apoio financeiro e tecnológico justificados pela redução das emissões provocadas por tais políticas. Ações nessa área possuem amplo escopo de atuação, envolvendo padrões de eficiência energética, metas para participação de fontes renováveis de energia e projetos de reflorestamento (UNEP, 2009).

Não há, até agora, exemplos de compromissos ambientais internacionais dirigidos diretamente às entidades privadas. A dificuldade de assegurar que empresas cumpram compromissos também está ligada ao fato de que algumas firmas podem se localizar em países que não participam de acordos internacionais e que, portanto, não poderiam ser pressionadas a cumprir metas (BODANSKY, 2003).

A diversidade de classificações das abordagens setoriais confirma a hipótese de que cada uma delas é gerada a partir da necessidade de salientar um problema, uma característica ou um objetivo de cada abordagem.

1.7 Considerações finais

O capítulo 1 apresentou a origem das abordagens setoriais e a diversidade de arquiteturas de medidas de mitigação de emissões de GEE classificadas como abordagens setoriais. O capítulo 2 discutirá as motivações das abordagens setoriais, os desafios das abordagens setoriais e a visão que os principais interessados em implementá-las têm a seu respeito.

Capítulo 2- Motivações e desafios das abordagens setoriais

2.1 Motivações das abordagens setoriais

O desenho de um novo tratado, que substitua o de Quioto a partir de 2013, enfrenta uma série de dificuldades. De um lado, muitos países em desenvolvimento ainda não estão preparados política e economicamente para aceitar metas nacionais, que envolvam a economia do país como um todo. Outros países em desenvolvimento não aceitam metas, alegando que a maior parte da concentração de GEE na atmosfera é resultado da industrialização das nações desenvolvidas. Por outro lado, os países desenvolvidos são sensíveis aos impactos da competição de produtos com forte participação no comércio internacional e que são produzidos em países sem metas de emissões. Ainda, setores como a aviação são tão internacionais, que torna difícil controlar suas emissões a partir de políticas nacionais (BRADLEY et al., 2007).

Desse modo, as abordagens setoriais com vistas a mitigar as MCG apresentam dois objetivos principais: envolver os países que não possuem metas de redução de emissões de GEE (daqui para frente redução de emissões) e reduzir a vantagem competitiva das empresas situadas em países que não possuem metas de redução de emissões em relação às situadas em nações que possuem essas metas (BARON et al., 2007).

EGENHOFER e FUJIWARA (2008) tratam de abordagens setoriais industriais e reforçam que os dois principais objetivos desse conjunto de políticas são: reforçar o escopo da mitigação de emissões, já que um setor é progressivamente movido da não-regulação para a regulação, e reduzir preocupações com a competitividade em indústrias expostas ao comércio internacional.

Na verdade, as abordagens setoriais vêm tentar completar lacunas do Protocolo de Quioto. Apesar de FRANKEL (2007) não tratar de abordagens setoriais, ele salienta que a busca por uma nova infra-estrutura climática procura aprimorar os seguintes pontos: estender a participação a outras nações, melhorar a eficiência, o dinamismo, a robustez sob incerteza, a equidade e o atingimento das metas. Dessa maneira, as abordagens setoriais podem contribuir para aprimorar aspectos da política climática global, como na extensão à participação e na melhoria da equidade das medidas.

2.1.1 A busca pelo equilíbrio na competitividade entre as empresas que produzem mercadorias com relevantes transações no mercado internacional

Ceteris paribus, enquanto empresas situadas em nações que não possuem metas de redução de emissões mantêm seus custos de produção inalterados, aquelas situadas em países que ratificaram o Protocolo de Quioto podem sofrer aumentos de custos de produção derivados dos investimentos para cumprir as metas impostas pelos governos desses países. Assim, companhias situadas em nações que ratificaram o Protocolo de Quioto, pertencentes a setores industriais com grande participação no comércio internacional, podem encontrar-se em desvantagem competitiva em relação àquelas situadas em países sem metas de emissões (BARON et al., 2007; BRADLEY et al., 2007; BODANSKY, 2007). Dessa maneira, os acordos setoriais podem ajudar a fornecer uma regulação mais homogênea, onde o comércio e o investimento internacional são significantes (BRADLEY et al., 2007).

A ausência de metas de redução de emissões em certas nações pode ocasionar o vazamento de emissões, seja pelo aumento da importação de produtos fabricados em países sem metas, em detrimento da redução do consumo do produto concorrente nacional, seja pela transferência de operações carbono-intensivas para as nações que não restringem as emissões (BRADLEY et al., 2007). O vazamento de emissões também pode ocorrer devido ao aumento do consumo de combustíveis mais carbono-intensivos em nações sem restrição às emissões de GEE, derivado da queda no preço desses insumos, que, por sua vez, é derivada da substituição dos combustíveis carbono-intensivos por outros mais limpos nos países com metas (FRANKEL, 2007). No longo prazo, o vazamento de emissões pode ser traduzido pelo fato de que a decisão de investimentos em países sem metas passa a ser determinada pelas restrições às emissões em países com metas.

IPCC (2001) conclui que no contexto do Protocolo de Quioto esses vazamentos podem variar entre 5 e 20%. BRADLEY et al. (2007) salientam que tais vazamentos estão concentrados em setores politicamente sensíveis³³. Isso prioriza o estabelecimento de abordagens setoriais, já que a abrangência das metas a todos os países que concentram as emissões do setor reduz a pressão da indústria sobre o governo, por meio de ameaças de transferências de operações para países sem metas. Os acordos internacionais

³³ Setores que geram grande quantidade de empregos, contribuem para o fisco de forma significativa entre outras.

poderiam cobrir todos os países com elevadas emissões, reduzindo os vazamentos (BRADLEY et al., 2007).

Como salientado por MECKLING e CHUNG (2009), o vazamento de emissões prejudica economicamente os países desenvolvidos e a eficiência ambiental de qualquer política de redução de emissões.

EGENHOFER e FUJIWARA (2008); ALDY e STAVINS (2008) lembram que essa situação impede que os governos das nações Anexo 1 imponham medidas adicionais, tendo em vista que as empresas competitivamente afetadas realizam pressões sobre o governo, prejudicando a eficiência das políticas de redução de emissões.

Setores onde predominam corporações multinacionais, como o de produção de alumínio, o automobilístico e o petrolífero podem pressionar os governos ameaçando transferir a produção para regiões sem metas de emissões. Essas pressões podem ser reduzidas com a introdução de medidas setoriais em paralelo aos outros instrumentos de mitigação. Medidas setoriais devem cuidar para não criar vazamentos entre setores com produtos substituíveis, tal como o setor de materiais de construção (WATSON et al., 2005). Caso seja constatado vazamento através da movimentação da demanda para produtos substitutos, podem ser aplicadas metas setoriais no setor que produz a mercadoria substituta, visando zerar o vazamento.

MECKLING e CHUNG (2009) alertam que, apesar da tendência predominante de vazamento de emissões através da transferência de instalações industriais de países Anexo 1 para países não Anexo 1, isso não é uma regra geral, dado que algumas instalações industriais de alguns países em desenvolvimento são, até mesmo, menos carbono-intensivas que as situadas em países desenvolvidos. O setor cimenteiro, apresentado no capítulo 3 ilustra essa situação.

Quanto mais a indústria opere no mercado global, e mais seus produtos sejam comercializados internacionalmente, mais ela estará exposta à competição (BARON et al., 2007). A exposição ao comércio internacional depende da facilidade do transporte entre as regiões. A eletricidade é um caso típico de restrições significativas ao transporte (transmissão) já que, muitas vezes, a infra-estrutura de transmissão não está presente entre regiões com e sem metas de emissões. Um caso típico é o da eletricidade na Europa. Devido ao fato de não haver capacidade para transmitir eletricidade entre o Leste e o Oeste da Europa, as empresas do Oeste não sofrem de distorção de competitividade, já que competem regionalmente, ou seja, com outras empresas sujeitas

a metas similares³⁴. A especificidade das regulamentações de cada região também pode criar barreiras ao comércio internacional. O limite de concentração de enxofre exigido nos derivados de petróleo, por exemplo, varia de região para região (BARON et al., 2007).

GRUBB e WILDE (2004) enfatizam que a intensidade energética, as oportunidades de mitigação das emissões e a facilidade de repassar ao preço os custos de mitigação são variáveis-chaves que determinam a intensidade pela qual a competitividade de uma empresa será afetada diante de medidas de restrição às emissões.

Plantas industriais de setores como: geração elétrica; cimenteiro; siderúrgico; papel e celulose; refino de petróleo; vidro e cerâmica e outras instalações industriais com capacidade térmica maior que 20 MW estão sujeitas às metas nacionais de acordo com as diretrizes do EU-ETS. Empresas desses setores sofrem aumento dos custos devido à necessidade de reduzir as emissões energéticas e as emissões de processo (como é o caso da produção de cimento, que libera CO₂ no processo de calcinação). No entanto, estima-se que o maior impacto no aumento dos custos de produção industrial esteja relacionado ao incremento de custo da energia elétrica entre 10% e 40%, devido às restrições de emissões impostas ao setor elétrico. Assim, quanto maior a intensidade elétrica de uma planta industrial, mesmo que não contemplada entre as plantas abrangidas no EU-ETS, maior seu custo de produção (GRUBB e WILDE, 2004).

As oportunidades de mitigação das emissões estão bastante associadas às oportunidades de eficiência energética. Outras formas de mitigação das emissões estão associadas à melhoria de processo, reflorestamento, uso de fontes renováveis, entre outras. Dado o valor associado ao carbono, a eficiência energética reduz a exposição ao EU-ETS, ao mesmo tempo em que significa economia de recursos para o abatimento das emissões ou mesmo ganho de receita com a venda de créditos (GRUBB e WILDE, 2004).

A capacidade de repasse do aumento dos custos ao preço depende da natureza da competição e pode ser estimada através da elasticidade-preço da demanda. A natureza da competição é caracterizada pelo número de competidores e pela competitividade entre eles. Quanto maior o número de competidores, menor a sensibilidade do preço ao aumento de custos. A competitividade de cada empreendimento é influenciada por

³⁴ Normalmente os países com economia em transição apresentam restrições as emissões menos severas que os países da OECD.

características naturais³⁵ e pela atuação governamental na empresa, seja pela regulação ou pela propriedade de ativos. Um exemplo da influência dos governos na capacidade das empresas repassarem o aumento dos custos ao preço ocorre até mesmo entre os países participantes do Protocolo de Quioto. Diferenças nas cotas de emissões (permissões de emissões), que são distribuídas pelo Plano Nacional de Alocação de cada país, ou diferenças no preço da energia elétrica entre os países, podem resultar em dificuldade para que algumas empresas repassem o aumento dos custos aos preços dos produtos, principalmente se suas concorrentes tiverem sido muito menos afetadas pelas metas de mitigação (GRUBB e WILDE, 2004). Empresas de setores que produzem *commodities* comercializadas mundialmente terão menos oportunidade para compensar o aumento dos custos através do aumento do preço da *commodity*.

A figura 2.1 apresenta a vulnerabilidade de alguns setores diante da capacidade de repassar ao preço o custo das mitigações associada à sensibilidade do setor ao aumento do custo da energia, traduzida pela intensidade de consumo de energia elétrica.

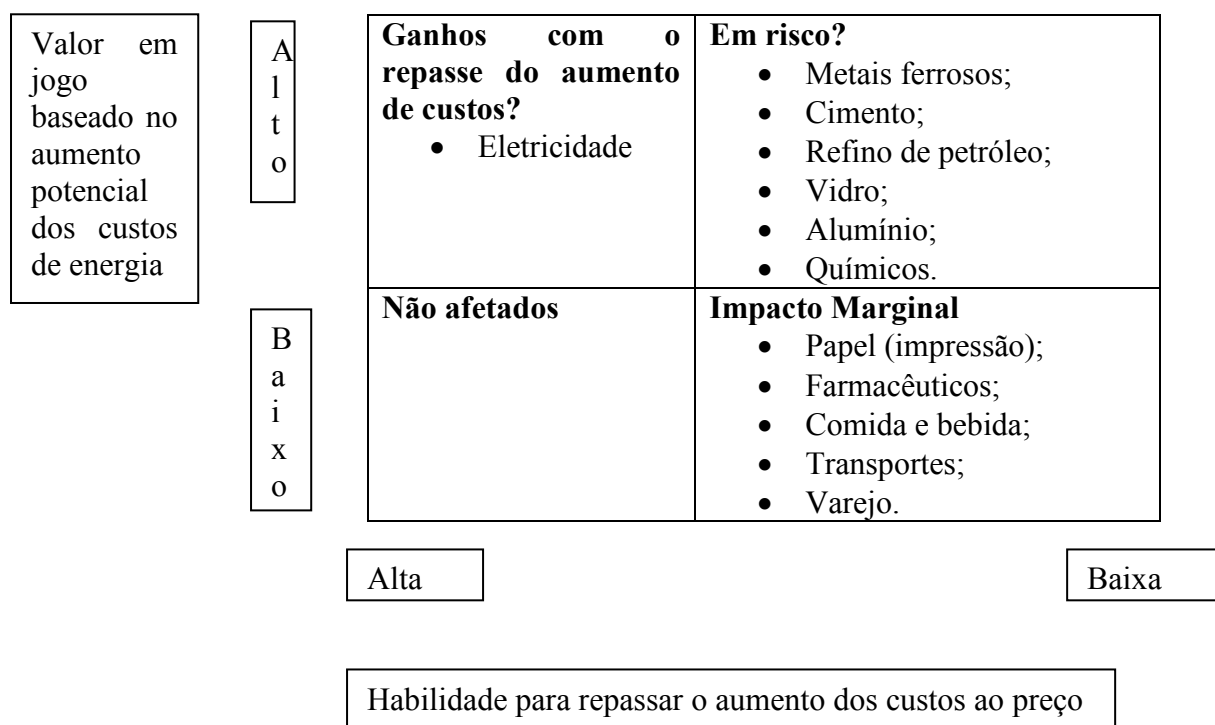


Figura 2.1 Exposição dos setores industriais às medidas de mitigação de emissões

Fonte: GRUBB e WILDE, 2004

³⁵ No caso do petróleo, por exemplo, os custos de produção variam entre US\$ 1/barril nos campos de produção em terra no Oriente Médio, até um valor superior a US\$ 20/barril, nos poços de certas faixas de área *offshore* no Mar do Norte (PINTO JUNIOR et al., 2007).

Entretanto, as diretrizes do EU-ETS atribuem as permissões de emissões de acordo com a previsão de emissões de cada setor. Isso significa que, caso surja necessidade de adquirir créditos, ela não deverá ser de muitos créditos. Exceção é feita para o setor elétrico, cujas permissões são menores que a previsão de emissões. Esse cenário, somado à facilidade que o setor elétrico possui para repassar os custos de mitigação ao preço da eletricidade, faz com que os setores mais afetados com o aumento de custos relativos às restrições de emissões sejam os eletro-intensivos (GRUBB e WILDE, 2004).

Alocações baseadas nas projeções de emissões geram um desincentivo às ações industriais e levam à necessidade de esforços adicionais no futuro, podendo causar custos elevados e problemas de competitividade a alguns setores (GRUBB e WILDE, 2004).

As decisões de investimentos, os fluxos de importação e exportação, ou o fechamento de plantas dependem de um conjunto de condições, tais como: presença e custos de recursos naturais, energia, mão-de-obra qualificada, transporte de qualidade, infraestrutura de comunicação, estabilidade política e econômica, entre outras. Isso significa que restrições às emissões de GEE influenciam, mas não determinam sozinhas, a alocação dos investimentos (BARON et al., 2007; BAUMERT et al., 2005). Preços da energia ou políticas climáticas futuras influenciarão mais onde houver grande restrição às emissões, e em setores energo-intensivos como o de aço ou alumínio, onde os produtos são fortemente comercializados internacionalmente³⁶ (BAUMERT et al., 2005). Um exemplo que mostra que a decisão de investimentos não é tomada somente de acordo com restrições às emissões se refere ao crescimento extraordinário dos setores de cimento e aço nos últimos anos na China, que não pode ser atribuído somente às restrições de emissões na Europa, já que foi fortemente influenciado pelo elevado crescimento econômico daquele país (BARON et al., 2007).

Os padrões tecnológicos são apontados como uma boa opção de política para setores que sofrem competição internacional, para os quais outras medidas são mais difíceis de implementar. Entretanto, caso se desejasse cobrir todas as emissões através de padrões tecnológicos, o número de padrões seria inviável, mesmo com acordos entre países e setores buscando reduzi-los. O custo de mitigar as emissões exclusivamente através de

³⁶ Cerca de 38% da produção global de aço e 77% da de alumínio participam do comércio internacional. Para maiores detalhes vide capítulo 3.

acordos tecnológicos seria maior do que com o uso de medidas agregadas (PHILIBERT e WILLENS, 2003).

Se medidas setoriais fossem aplicadas globalmente a setores carbono ou energo-intensivos, isso poderia reduzir os vazamentos de emissões e criar um caminho para o desenvolvimento de um comércio global de emissões.

2.1.2 Importância do envolvimento das nações não Anexo 1 e EUA em compromissos internacionais de mitigação de emissões

ALDY e STAVINS (2008) enfatizam que a falta de envolvimento dos países em desenvolvimento e dos EUA em compromissos internacionais de emissões exclui países com significativas participações nas emissões globais de GEE. Isso dificulta muito a redução das emissões à um nível que seja considerado seguro pela comunidade internacional³⁷. Três entre os cinco países mais emissores não possuem restrições legais de emissões, apesar de eles terem ratificado o Protocolo de Quioto: China, Índia e Rússia³⁸. Junto aos EUA, que não ratificaram o Protocolo, esses quatro países emitiram metade das emissões antropogênicas de CO₂ do ano de 2004 e a participação da emissão desses países é esperada crescer nos próximos anos se esforços não forem realizados para mitigar suas emissões (EIA, 2007 *apud* ALDY e STAVINS, 2008).

Os países Anexo 1 que ratificaram o Protocolo de Quioto possuem, em sua grande maioria, metas de redução das emissões. Já as nações em desenvolvimento alegam impossibilidade para adoção de metas nacionais, tendo em vista a dificuldade de acesso às tecnologias mais eficientes, normalmente desenvolvidas e patenteadas em países desenvolvidos, à ausência de mecanismos confiáveis para inventariar as emissões de todo o país e a reduzida participação do consumo de energia nesses países em comparação às nações desenvolvidas. Além disso, os países em desenvolvimento não alcançaram o desenvolvimento econômico obtido pelo mundo desenvolvido, o que os faz priorizar dimensões do desenvolvimento econômico e social em comparação à mitigação das emissões.

³⁷Aumentos de temperatura entre 1 e 2° C acima da temperatura média global registrada em 1990 impõem riscos significativos a muitos sistemas ameaçados, inclusive ecossistemas ricos em biodiversidade (IPCC, 2007).

³⁸A Rússia, já que é Anexo 1, tem compromissos legais, mas eles são leves, o que não exige esforço para cumprir as metas.

WATSON et al. (2005) reforçam que a aplicação de metas globais aos países que não contribuíram significativamente para aumentar as concentrações de GEE seria inaceitável, já que o direito ao desenvolvimento não seria uma questão a ser negociada. Enfatizam ainda que um habitante de um país não pertencente à OECD consome em média um quarto da energia de outro morador de um país da OECD.

A possibilidade de um novo regime, similar ao Protocolo de Quioto, ser aplicado a países não desenvolvidos parece remota no curto prazo. Para piorar a situação, um dos maiores emissores do mundo (Estados Unidos) não ratificou o Protocolo de Quioto, desincentivando as nações em desenvolvimento a aceitarem limites de emissões (WATSON et al., 2005).

Para FRANKEL (2007), a justificativa da não adesão dos EUA ao Protocolo de Quioto apóia-se, em parte, no temor de perda da competitividade de suas indústrias perante as empresas dos países não Anexo 1.

ALDY e STAVINS (2008) salientam que os compromissos de curto prazo do Protocolo de Quioto desestimularam a ratificação deste Protocolo pelos EUA. Metas com prazos mais longos permitiriam flexibilizar a implementação das medidas de curto prazo.

FRANKEL (2007) sugere que, quando os EUA aceitarem metas, os países em desenvolvimento devem ser incluídos, baseando a escolha dessas nações na intensidade de emissões por pessoa (duas toneladas de CO₂ emitidas pela queima de combustível fóssil por pessoa). Tal autor salienta, no entanto, que para tornar ativa a participação dessas nações seria necessária a criação de condições econômicas favoráveis à implementação das metas.

Diante desse quadro, as abordagens setoriais são vistas como um passo inicial das nações em desenvolvimento em direção à redução das emissões (BARON et al., 2007; BODANSKY, 2007).

Para as nações em desenvolvimento, as abordagens setoriais são mais viáveis que as medidas que envolvam metas para toda economia, já que demandam menos recursos para o monitoramento e o controle de emissões, dado que as ações são aplicadas à setores específicos (BARON et al., 2007). Outras vantagens das abordagens setoriais são maior capacidade institucional e maior certeza do custo no nível setorial (BRADLEY et al., 2007).

SCHMIDT et al. (2008) alertam que inventários de emissões ou dados sobre combustíveis já são desenvolvidos em vários setores, inclusive de países em desenvolvimento, facilitando a rápida implementação de um programa confiável de

redução de emissões setoriais. Quanto maior a disponibilidade de dados, maior a confiança no monitoramento e divulgação das emissões, facilitando as negociações internacionais.

Apenas 4 nações não-Anexo 1³⁹ não reportam suas emissões anuais de GEE ao Secretariado das Nações Unidas para Mudanças do Clima. Muitas dessas comunicações divulgam a emissão de vários GEE por setor, o que facilitaria a implantação de abordagens setoriais (UNFCCC, 2007a).

Em nível setorial, mais países são capazes de contribuir para a mitigação das emissões, em parte porque acordos setoriais podem ser mais gerenciáveis entre países desenvolvidos e em desenvolvimento (BRADLEY et al., 2007).

As abordagens setoriais para lidar com as emissões globais devem focar nos setores carbono-intensivos sem prejudicar o desenvolvimento econômico das economias emergentes (COMISSÃO EUROPÉIA, 2007).

De acordo com o princípio da responsabilidade comum, mas diferenciada, SCHMIDT et al. (2008) propõem uma abordagem agregada e rígida para as nações industrializadas e uma abordagem setorial baseada no critério *no-lose*⁴⁰ para os países em desenvolvimento.

Segundo WATSON et al. (2005), a aplicação de medidas setoriais pode servir para que países em desenvolvimento adquiram a capacidade necessária a implantação de políticas que envolvam o controle das emissões da economia agregada.

Apesar de as abordagens setoriais poderem ser uma alternativa à inclusão de nações em metas de redução de emissões, há certa controvérsia quanto ao tipo mais apropriado de abordagem. Enquanto as nações sujeitas a metas propõem medidas setoriais baseadas em metas e prazos, países em desenvolvimento levantam a questão dos compromissos diferenciados e alegam que aceitar metas e prazos seria aceitar muita responsabilidade, temendo que compromissos desse tipo criem barreiras comerciais nessas nações. Para os países em desenvolvimento, a interpretação das abordagens setoriais foca na transferência de tecnologia. Em suma, enquanto os países Anexo 1 querem que os países em desenvolvimento contribuam para a redução das emissões, esses solicitam transferência tecnológica e auxílio financeiro dos primeiros (MECKLING e CHUNG, 2009).

³⁹ As 4 classificadas como LDCs (*Least Developed Countries*).

⁴⁰ Definido na seção 1.6, capítulo 1.

2.1.2.1 Abordagem setorial e países em desenvolvimento

BARON et al. (2007) enfatizam que as emissões em países em desenvolvimento vêm crescendo rapidamente e devem ser consideradas como o principal foco das abordagens setoriais.

Bjorn Stigson, presidente do WBCSD, declarou que o envolvimento das nações em desenvolvimento em compromissos de mitigação de emissões é importante, tendo em vista que certos setores, como o cimenteiro, apresentam a maior parte das emissões em países em desenvolvimento. Segundo ele, 80% das emissões de GEE do setor cimenteiro ocorrem em nações em desenvolvimento (UNEP, 2009).

IEA (2006) *apud* BARON et al. (2007) evidencia que as oportunidades de eficiência energética até 2030 nos países em desenvolvimento são bem maiores que nos países pertencentes à OECD. A figura 2.2 ilustra essa questão.

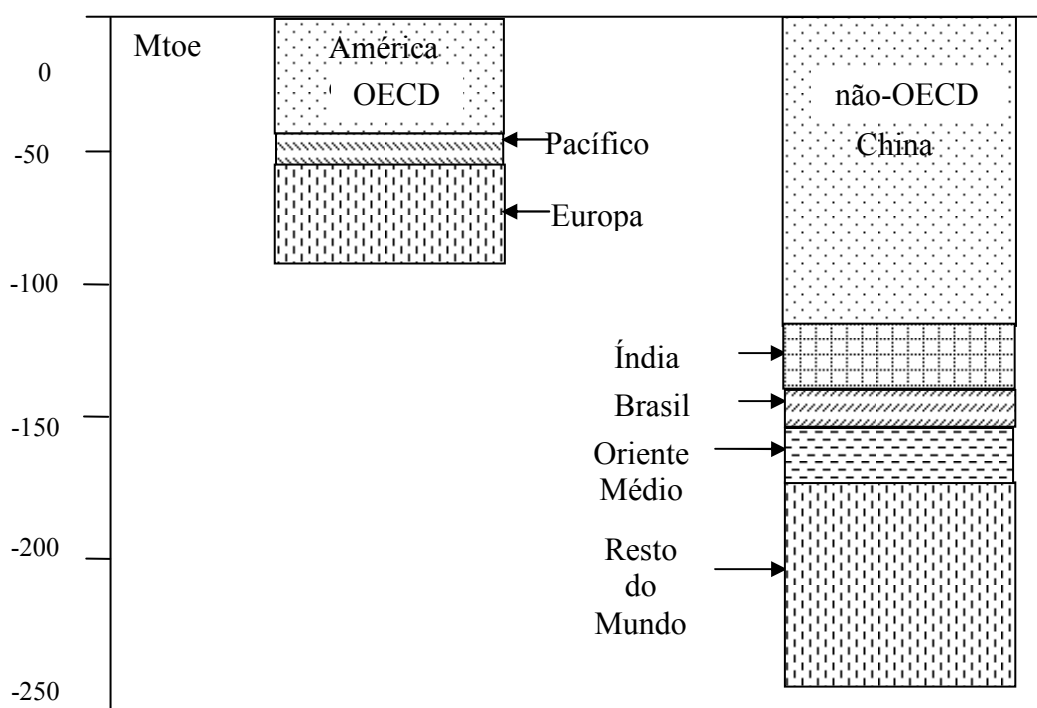


Figura 2.2 Oportunidades de economia na demanda de energia industrial por região

Fonte: IEA (2006) *apud* BARON et al (2007)

A intensidade do aumento das emissões nos países em desenvolvimento dependerá da acessibilidade e da capacidade desses países para financiar tecnologias mais eficientes. Sugere-se que as economias em avançado desenvolvimento pulem a etapa de uso de tecnologias convencionais, passando diretamente ao uso de tecnologias eficientes. Em geral, se o custo de uma tecnologia for calculado considerando-se todo seu ciclo de

vida, chega-se à conclusão de que as tecnologias mais eficientes são mais baratas. No entanto, seu custo de capital normalmente é mais elevado. Além disso, podem requerer nova infra-estrutura e mão-de-obra mais qualificada (WATSON et al., 2005).

Ainda, segundo SCHMIDT et al. (2008), a abordagem setorial ideal incluiria todos os maiores países em desenvolvimento, mas a ênfase naqueles países que representam a maior parte das operações e emissões de cada setor ajudaria a minimizar os problemas associados à competitividade e ao vazamento de emissões. No ano 2000, um número limitado de países em desenvolvimento respondeu por 80 a 90% das emissões de setores localizados nesse grupo de países (não Anexo 1). Isso pode ser observado na figura 2.3.

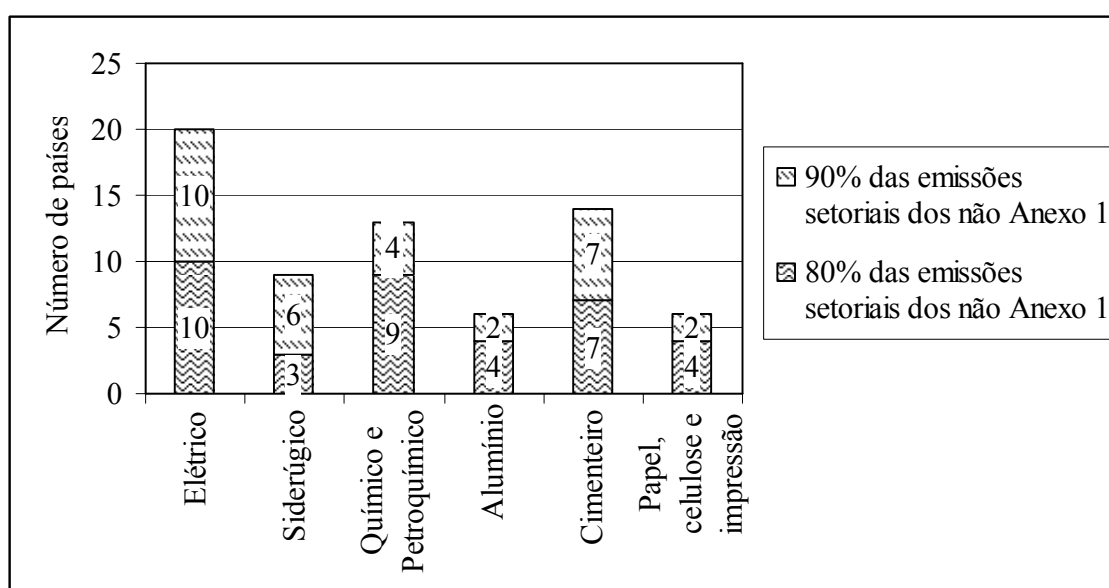


Figura 2.3 Número de países em desenvolvimento responsáveis por 80 e 90% das emissões setoriais

Fonte: SCHMIDT et al., 2008

Nota: A barra inferior mostra o número de países responsáveis por 80% das emissões das nações em desenvolvimento; a barra superior mostra o número adicional de países necessário para cobrir 90% dessas emissões.

SCHMIDT et al. (2008) também observam que alguns setores apresentam a maior parte das emissões nos países em desenvolvimento, conforme apresentado na figura 2.4. Conclui-se que focar ações de mitigação em certos setores desses países, como o cimentoeiro e o siderúrgico, pode reduzir significativamente as emissões dos respectivos setores globalmente e contribuir para a redução das emissões mundiais de forma expressiva.

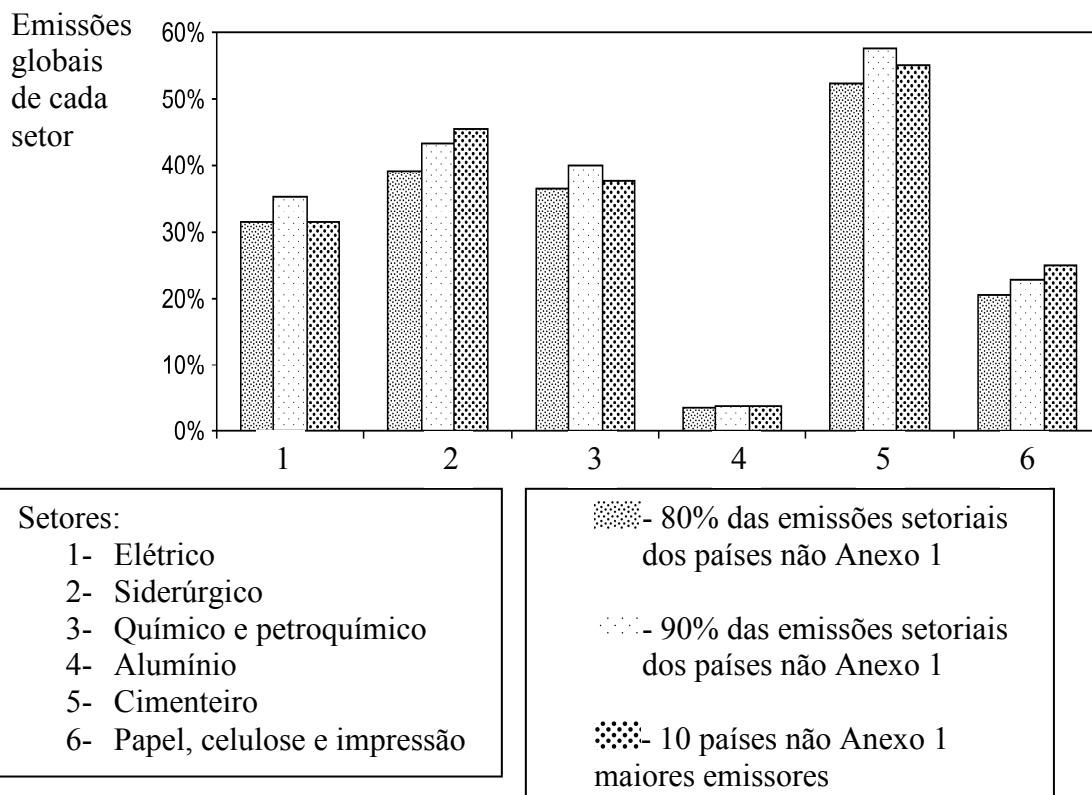


Figura 2.4 Participação dos países não Anexo 1 nas emissões de setores energo-intensivos

Fonte: SCHMIDT et al., 2008

SCHMIDT et al. (2008) também enfatizam que certos setores industriais localizados em determinados países em desenvolvimento possuem uma intensidade de emissões de GEE menor ou igual à verificada em países desenvolvidos. O setor cimentoiro, por exemplo, não é, necessariamente, menos carbono-intensivo nos países Anexo 1. O capítulo 3 mostrará isso em detalhes⁴¹.

2.1.3 Outras motivações: desenvolvimento e disseminação de tecnologias, sinergias ambientais

As abordagens setoriais podem auxiliar a renovação da tecnologia em setores críticos ou onde há incentivos inadequados para reduzir as emissões (BRADLEY et al., 2007). As abordagens setoriais também podem induzir a transferência de tecnologia e aumentar as possibilidades de eficiência e crescimento (BODANSKY, 2007; BARON et. al, 2007).

⁴¹ Figura 3.2.

Em certos casos, as abordagens setoriais incluem a cooperação para o desenvolvimento de tecnologias inovadoras, como é o caso da WSA com seu programa “*CO2 Breakthrough Programme*”. Desenvolvimento de tecnologia é comum a indústrias que usam tecnologias patenteadas, que é tipicamente o caso dos setores de alumínio, aço e químico (EGENHOFER e FUJIWARA, 2008).

Lições de desenvolvimentos tecnológicos do passado sugerem que somente pesquisa e desenvolvimento não são suficientes para tornar novas tecnologias comerciais. Por exemplo, uma projeção de um cenário alternativo realizado pela IEA mostra que, mesmo com rápido progresso tecnológico, as emissões continuarão a crescer durante os próximos 30 anos (IEA, 2002c⁴² *apud* PHILIBERT e WILLENS, 2003). Parece haver a necessidade da difusão tecnológica em nichos de mercado ou mercados subsidiados, com vistas a reduzir os custos e permitir que novas tecnologias atinjam competitividade (IEA, 2002a *apud* PHILIBERT e WILLENS, 2003).

O potencial de contribuição das medidas setoriais ao desenvolvimento econômico através da transferência de tecnologia é outro motivo para investigá-las. Enquanto países desenvolvidos temem o vazamento de emissões pela transferência de produção carbono-intensiva para países em desenvolvimento, nações em desenvolvimento permanecem necessitando de investimentos para alavancar o padrão de vida da sua população (WATSON et al., 2005).

Os estudos setoriais também evidenciam complementaridades entre as medidas relacionadas às MCG e outras ações ambientais, contribuindo para o estabelecimento de políticas que aproveitem esta vantagem de escopo. Reduções das emissões de GEE podem agir sinergicamente com a eficiência energética e a redução da poluição do ar (BODANSKY, 2007; WATSON et al., 2005). Medidas de mitigação também podem ser complementares a objetivos econômicos, como a melhoria da produtividade industrial (WATSON et al., 2005).

O relatório do Diálogo sobre Ação Cooperativa de Longo-Prazo para Lidar com as MCG sugere que o desenvolvimento mais limpo apresenta diversos co-benefícios, tais como o aumento da segurança energética e as reduções nos custos da saúde pública, como consequência da melhoria da qualidade do ar (UNFCCC, 2007b).

⁴² IEA, 2002c, *World Energy Outlook*, OECD/IEA, Paris. Disponibilidade gratuita apenas do sumário executivo.

Em julho de 2008 a declaração dos líderes do G8 enfatizou que as medidas setoriais podem ser poderosas ferramentas no fortalecimento da eficiência energética e da redução de GEE através da disseminação de tecnologias de modo compatível com o crescimento econômico (MECKLING e CHUNG, 2009).

Medidas setoriais podem proporcionar um meio viável à adesão de países em desenvolvimento a medidas de mitigação, especialmente quando essas medidas contribuírem para a segurança energética (COMISSÃO EUROPÉIA, 2007).

As abordagens setoriais baseadas nos países podem auxiliar na difusão de experiências relativas à redução das barreiras ao uso racional da energia e à difusão tecnológica. Além disso, certas abordagens setoriais podem proporcionar a aprendizagem conjunta entre governos e empresas com vistas a resolver o problema das mudanças climáticas (EGENHOFER e FUJIWARA, 2008).

Abordagens setoriais ajudarão os governos a entender o ambiente econômico de cada setor, entendendo melhor o potencial de melhoria tecnológica, os padrões de comércio e de investimentos e as estratégias das empresas (EGENHOFER e FUJIWARA, 2008).

2.2 Escolha dos setores para o uso da abordagem setorial

As abordagens setoriais devem focar a atenção em setores concentrados e energia e/ou carbono- intensivos, gerando redução de emissões a custos de negociação relativamente reduzidos quando comparados aos custos de negociação que envolvam toda economia (BARON et al., 2007). A concentração dos setores deve ser analisada tanto do ponto de vista da concentração de mercado quanto da concentração da produção entre os países do mundo. Na mensuração da concentração de mercado será verificada a concentração do volume de produção entre as empresas, sendo que a concentração da produção entre as nações também deve ser mensurada⁴³.

O estabelecimento de acordos em setores mais concentrados se torna mais fácil, já que menos interesses divergentes concorrem para um consenso. Setores como o cimenteiro, o siderúrgico, o de produção de alumínio e o automobilístico tendem a ser extremamente concentrados, tanto em termos de empresas como em termos de países. Assim, tratá-los de maneira setorial incluiria um considerável conjunto de fontes

⁴³ O capítulo 3 apresenta a concentração da produção para os setores cimenteiro, siderúrgico e alumínio.

emissoras por meio de acordos envolvendo um número relativamente pequeno de participantes (BODANSKY, 2007).

SCHMIDT et al. (2008) mostram que os setores elétrico, de refino de petróleo e de produção de ferro e aço, alumínio, minerais não metálicos (cimento e calcário) e papel e celulose representaram, em 2000 (excluindo-se a mudança de uso da terra e silvicultura), 33% das emissões de países não-Anexo 1 e 15% das emissões globais.

A figura 2.5 apresenta a participação de alguns setores nas emissões de GEE em 2004.

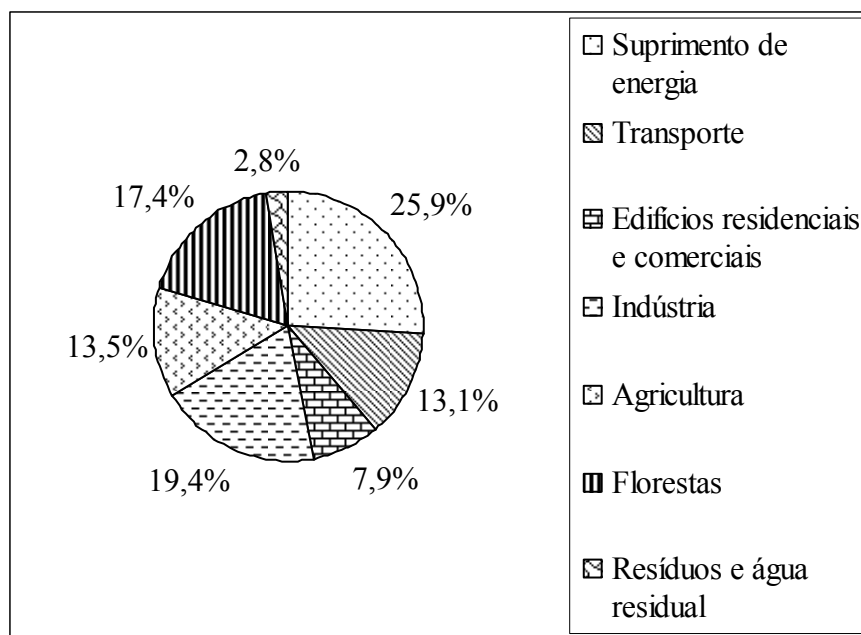


Figura 2.5 Participação dos setores nas emissões de GEE em 2004

Fonte: IPCC, 2007

Um pequeno número de setores responde pela maior parte das emissões. Os setores com maior concentração de emissões são o setor energético, que responde por 25,9% das emissões antropogênicas, o setor industrial, responsável por 19,4% das emissões e o setor de florestas, com 17,4% das emissões de GEE. O setor industrial engloba alguns setores cuja concentração das emissões são analisadas no capítulo 3⁴⁴.

Quanto mais energo e carbono-intensivo, mais globalizado e mais custoso para o setor for mitigar as emissões, mais provável é que companhias desse setor contribuam para os vazamentos. O vazamento de emissões deve ocorrer, principalmente, nas atividades do setor que são mais carbono-intensivas, ou seja, aquelas atividades que emitem mais

⁴⁴ No capítulo 3 será mostrado que o setor cimenteiro responde por 22% das emissões industriais de GEE, o setor siderúrgico responde por 16% dessas emissões e o setor alumínio é responsável por 5% das emissões industriais de GEE.

GEE por valor agregado pelo setor e que, portanto, têm prioridade de serem removidas para nações sem metas de emissões (BARON et. al, 2007). Atividades energo-intensivas se tornam tanto mais vulneráveis quanto maior o aumento do preço da eletricidade causado por restrições às emissões.

A expectativa é de que focando esforços em setores específicos seja possível chegar a acordos mais apropriados e customizados em países-chave, levando a um declínio global das emissões (BRADLEY et al., 2007).

É importante que as abordagens setoriais atuem sobre setores com investimentos que geram custos afundados, cujos equipamentos e instalações perdurarão por longos períodos, influenciando as emissões no longo prazo (BODANSKY, 2007; WATSON et al., 2005).

A título de exemplo, entre 2003 e 2030 US\$ 1,5 trilhão serão investidos em geração de eletricidade a carvão, sendo dois terços disso na China e Índia. Devido à escolha com base exclusiva em análises financeiras, a maior parte do investimento deverá ocorrer em tecnologias que não são as menos carbono-intensivas. Esses investimentos influenciarão fortemente as trajetórias de emissões futuras (WATSON et al., 2005).

SCHMIDT et al. (2008) afirmam que os setores energo-intensivos ou com lenta renovação do capital investido podem ser especificamente expostos a metas através das abordagens setoriais.

Metas setoriais poderiam ser estabelecidas para os setores mais críticos em termos de emissões, mais energo-intensivos, que apresentam forte trancamento tecnológico ou com mais oportunidades de mitigação. Dentre eles, aqueles setores onde as emissões são mais bem entendidas e previstas poderiam servir como setores piloto no monitoramento e na adoção de metas de redução das emissões (BODANSKY, 2007).

Há diversos fatores que determinam a aptidão de um setor às abordagens setoriais para lidar com as MCG. Tais fatores podem ser agrupados em fatores ambientais, econômicos e administrativos. Os fatores ambientais se referem à contribuição do setor as emissões, bem como a sua potencialidade para mitigar essas emissões. BODANSKY (2007) apresenta as seguintes variáveis para a análise da aptidão de um setor perante os fatores ambientais: participação nas emissões globais de GEE, taxa de crescimento das emissões, potencial para redução das emissões e co-benefícios ambientais e econômicos das medidas de mitigação. Já os fatores econômicos se referem à vulnerabilidade do setor às políticas de mitigação de emissões. Para a análise da aptidão do setor em termos econômicos a análise das seguintes variáveis é sugerida: custos de mitigação, nível de

trancamento tecnológico, exposição ao comércio internacional. Por fim, os fatores administrativos estão relacionados à facilidade para negociar metas, medir e monitorar as emissões. As variáveis de análise dessa categoria incluem: concentração do setor, tanto em termos de empresas, quanto em termos de países, receptividade do setor por medidas de mitigação, homogeneidade dos produtos e processos, facilidade de monitoramento, características específicas de um determinado setor e presença ou ausência de efeito de rede.

O foco dessa dissertação é analisar todas essas características para o setor refino de petróleo e concluir quais características tornam tal setor apto ao uso de abordagens setoriais para lidar com as MCG.

2.3 As abordagens setoriais como única arquitetura para medidas de mitigação das emissões

Inicialmente, são apresentados os desafios que excluem a possibilidade de adoção de abordagens setoriais como única arquitetura para medidas de mitigação das emissões globais, que envolvem: altos custos de negociação e perdas de custo-efetividade, eficiência econômica e eficiência ambiental. Por fim, apresenta-se como solução a integração das abordagens setoriais às medidas agregadas de mitigação.

2.3.1 Altos custos de negociação

Se a proposta for substituir os mecanismos de metas agregadas por acordos setoriais, o número de acordos necessários para cobrir a maior parte das emissões poderia levar a custos proibitivos em certas regiões. Além disso, certos acordos podem ser excessivamente técnicos e difíceis de negociar. Assim, se há metas agregadas, dos ganhos de excluir um setor dessas metas (e incluí-lo numa abordagem setorial) devem ser descontados os custos de negociar metas separadamente para aquele setor (BRADLEY et al, 2007).

Visando reduzir tais custos de negociação, BODANSKY (2007) propõe que vários acordos setoriais sejam negociados simultaneamente. Outro desafio está relacionado ao fato que cada acordo setorial pode ser realizado por um grupo diferente de países.

2.3.2. Perdas de custo-efetividade, eficiência econômica e eficiência ambiental

A abordagem setorial é menos eficiente que a abordagem agregada (metas por país) do ponto de vista da custo-efetividade da redução das emissões. Isso ocorre porque, no caso da abordagem agregada, as emissões tendem a ser reduzidas a partir da atividade de menor custo marginal de mitigação. Por sua vez, a abordagem setorial estabelece metas de redução para indústrias (setores) específicas e essas podem não ser as indústrias com o menor custo marginal de mitigação (BARON et. al, 2007).

Dito de outra maneira, as abordagens agregadas permitem que as reduções ocorram nos setores da economia onde os custos são mais baixos, em vez de obrigar a redução em setores específicos (BRADLEY et al., 2007).

Metas setoriais reduzem a flexibilidade de cada país para estabelecer metas. Ou seja, um sistema agregado proporciona a máxima flexibilidade para que o país realize a redução de emissões nos setores de menor custo e desencoraje vazamento de emissões dos setores regulados para os não regulados (BODANSKY, 2007; MECKLING e CHUNG, 2009). Segundo BODANSKY (2007), se medidas setoriais para setores-chave estivessem integradas numa estrutura comum, poderiam gerar benefícios ambientais e eficiência econômica comparáveis à estrutura de metas de emissões para a economia agregada. Entretanto, para que isso pudesse ocorrer um número grande de setores teria que ser envolvido, incorrendo em custos de negociação elevados.

Segundo WATSON et al. (2005), análises econométricas⁴⁵ indicam que padrões de emissões globais aplicados ao setor automobilístico seriam significativamente mais caros do que um modelo de metas agregadas, apesar de os custos de mitigação diminuir consideravelmente ao longo do tempo. A razão para tal diferença reside no fato de o modelo de metas agregadas distribuir a tarefa de mitigação por todos os setores, enquanto a outra abordagem obrigaria que a redução fosse realizada apenas pelo setor automobilístico.

BODANSKY (2007) apresenta uma sugestão para reduzir a perda de custo-efetividade da abordagem agregada para a abordagem setorial. Segundo o autor, um objetivo comum das políticas setoriais deveria ser igualar os custos marginais de mitigação entre

⁴⁵ Resultados não-publicados de modelos econométricos realizados pelo *Joint Global Change Research Institute*, Universidade de Maryland, para o *Pew Center on Global Climate Change's Climate Dialogue at Pocantico*.

os diferentes setores. Através dos mecanismos de flexibilização⁴⁶ o sistema agregado iguala os custos marginais de mitigação ao permitir que o mercado determine quanto da redução total é alcançada em cada setor. Dessa maneira, um acordo setorial poderia alcançar o mesmo resultado das medidas agregadas.

Como o Mecanismo do Desenvolvimento Limpo (MDL), a proposta dos Mecanismos de Créditos Setoriais é permitir que as mitigações ocorram nos setores de menor custo (MECKLING e CHUNG, 2009).

Dependendo do número e relevância dos setores envolvidos nas metas de redução de emissões, os Mecanismos de Créditos Setoriais podem ser poderosas ferramentas na melhoria da custo-efetividade das medidas setoriais.

SCHMIDT et al. (2008) resumem as sugestões para reduzir a diferença de custo-efetividade entre as medidas agregadas e as metas setoriais: pode-se permitir o comércio de emissões entre setores (Mecanismos de Créditos Setoriais) ou usar o critério da igualdade dos custos marginais de mitigação entre os setores ao estabelecer o nível de redução de emissões em cada setor.

Entretanto, as dificuldades das medidas apresentadas por BODANSKY (2007) e SCHMIDT et al. (2008) para reduzir a perda de custo-efetividade estão relacionadas ao acesso dos governos às informações dos custos das mitigações em cada setor, e do elevado número de setores que deveria ser considerado visando aproximar o resultado das medidas setoriais às medidas agregadas.

Além disso, nem sempre será possível estabelecer acordos setoriais que envolvam todas as medidas de redução de emissões. Um acordo com o setor automobilístico, por exemplo, poderia abranger a eficiência dos motores, mas poderia não tratar de aspectos como o desestímulo à motorização, o incentivo a outros meios de transporte ou aos combustíveis alternativos. Em contraste, quando os países adotam medidas agregadas, caso os governos adotem uma política de mitigação abrangente pode haver estímulos a redução das emissões por vários meios (BRADLEY et al., 2007).

Focar em alguns setores ignorará as emissões de setores que podem apresentar uma significativa contribuição para as emissões nacionais. Omitir certos setores energointensivos ou em rápido crescimento pode tornar a tarefa de estabilização dos níveis de emissões mais difícil (SCHMIDT et al., 2008).

⁴⁶ MDL, IC, EU-ETS.

Restrições severas aplicadas a determinado setor podem levar ao crescimento de emissões em setores de produtos substitutos. Esse aumento de emissões pode estar relacionado ao processo de produção ou ao ciclo de vida do produto. Já medidas setoriais muito leves podem inibir a efficientização de produtos e processos em setores carbono-intensivos (BRADLEY et al., 2007).

Os argumentos apresentados por BRADLEY et al. (2007) e SCHMIDT et al. (2008) reforçam a afirmação de MECKLING e CHUNG (2009) de que a cobertura menos abrangente das medidas setoriais em comparação às medidas agregadas pode reduzir a eficiência ambiental das políticas de redução das emissões, caso as medidas setoriais sejam aplicadas isoladamente.

A escolha dos setores envolvidos em abordagens setoriais deve ser cuidadosa, procurando reunir os setores que competem diretamente um com o outro, visando reduzir a probabilidade de criar incentivos a algum setor que produza itens competitivos aos produtos de outro setor envolvido em metas. Por exemplo, o envolvimento do setor de ferro e aço em metas setoriais sem envolver o setor alumínio poderia incentivar a substituição de aço por alumínio em aplicações onde os dois materiais são possíveis, levando ao vazamento de emissões entre os setores (SCHMIDT et al., 2008; WATSON et. al, 2005).

Medidas setoriais interferem mais nas decisões de cada país do que medidas agregadas, que permitem que cada governo decida a maneira de alcançar as metas através de imposições adaptadas às circunstâncias daquele país (BRADLEY et al., 2007).

2.3.3 Uma possível solução: As possibilidades de integração das abordagens setoriais às atuais políticas de mitigação das MCG

Diante do desafio de minimizar os custos de mitigação das emissões e evitar a criação de desequilíbrios competitivos entre setores, discute-se a integração das abordagens setoriais à infra-estrutura climática global, representada pelos mecanismos do Protocolo de Quioto e pelas políticas climáticas de cada país. O que se busca é a igualdade de custos de mitigação entre os setores da economia (BARON et al., 2007).

BODANSKY (2007) apresenta uma opção de integração dos compromissos setoriais à infra-estrutura climática de cada país. Por exemplo, alguns países com metas agregadas e outros com compromissos baseados em políticas poderiam se unir para estabelecer compromissos setoriais. Para uma nação com metas agregadas, um compromisso

setorial poderia ser uma das muitas maneiras de alcançar tais metas; ou a mitigação de emissões dos setores envolvidos em abordagens setoriais poderia ser excluída da contabilidade das metas agregadas (*carve-out*). Para países sem metas agregadas, compromissos setoriais poderiam ser incorporados à sua política climática nacional.

WATSON et al. (2005) também defendem a possibilidade de integrar medidas setoriais às políticas do Protocolo de Quioto. No entanto, os autores salientam que o desafio é assegurar que a sobreposição de medidas não destrua a coerência, crie custos de transação e incertezas na direção da política integrada.

A Comissão Europeia defende que a União Europeia explore as medidas setoriais como parte da solução climática pós-2012 aplicando, principalmente, medidas baseadas em desempenho e Mecanismo de Créditos Setoriais como forma de desenvolver o mercado de carbono. Essa Comissão justifica que tais medidas poderiam formar parte dos compromissos diferenciados entre as nações. Além disso, contribuiriam para o nivelamento da competição em setores competitivos internacionalmente (COMISSÃO EUROPEIA, 2007).

MECKLING e CHUNG (2009) afirmam que, se há algum consenso sobre medidas setoriais, ele se traduz na necessidade de essas medidas complementarem uma infraestrutura climática mais abrangente, em vez de substituírem tal infra-estrutura.

Medidas setoriais aplicadas por governos de países desenvolvidos são vistas como um atraso, caso a proposta seja substituir os atuais mecanismos agregados do Protocolo de Quioto, visto que não respeitariam o princípio da responsabilidade diferenciada entre os países desenvolvidos e os países em desenvolvimento (MECKLING e CHUNG, 2009). No entanto, nos países desenvolvidos medidas setoriais são vistas como um método útil na determinação da redução das emissões agregadas, já que permitem a estimativa do potencial de redução de emissões em setores energo-intensivos. O governo japonês e o CCAP⁴⁷ propuseram a utilização do potencial de redução de emissões de setores energo-intensivos como um meio de definir as metas agregadas de redução de emissões. (SCHMIDT et al., 2007 *apud* MECKLING e CHUNG, 2009). A idéia é que as metas agregadas sejam determinadas de maneira *bottom-up*, baseadas no potencial para reduzir emissões num setor específico. Na verdade, propõe-se utilizar a abordagem setorial para a determinação de metas agregadas. (MECKLING e CHUNG, 2009).

⁴⁷ Center for Clean Air Policy (CCAP)

Pelo que já foi discutido, observa-se que a aplicação de uma infra-estrutura que reúna medidas setoriais substituindo os mecanismos de metas agregadas pode apresentar custos de negociação muito elevados, caso se busque a custo-efetividade, o equilíbrio competitivo e a eficiência ambiental similar às medidas agregadas. A redução do número de setores envolvidos reduziria os custos de negociação, mas prejudicaria a custo-efetividade, a eficiência ambiental e poderia criar vantagens competitivas em setores de produtos concorrentes. Assim, parece que o estabelecimento de um sistema híbrido, adaptado às circunstâncias de cada país, pode ser o mais eficiente.

Alternativamente às medidas setoriais sendo aplicadas a todos os países como única medida de redução das emissões (*sectoral only*), SCHMIDT et al. (2008); EGENHOFER e FUJIWARA (2008) propõem que os países em desenvolvimento adotem metas setoriais tipo *no-lose targets* baseadas na intensidade de emissões, enquanto os países desenvolvidos adotariam limites fixos de emissões para toda economia, podendo adquirir créditos no mercado de carbono.

A eficiência ambiental do critério *no-lose target* depende do lucro da venda de créditos de carbono. Se o crédito de carbono estiver sendo negociado a um valor muito superior ao custo de mitigação de determinado setor, as empresas desse setor podem lucrar com a venda de permissões de emissões. Tal critério, no entanto, não apresenta mecanismos que penalizem o não-cumprimento da meta setorial. Assim, quando os custos de mitigação estiverem muito similares ao preço de comercialização do carbono, pequeno esforço será feito para mitigar. O critério *no-lose* seria interessante, dada a dificuldade de fazer com que as nações em desenvolvimento aceitem e respeitem limites de emissões, em especial no início da integração dessas nações às políticas internacionais de mudanças climáticas (PHILIBERT e WILLENS, 2003).

SCHMIDT et al. (2008) propõem que com o modelo *no-lose target* os países em desenvolvimento adotem metas setoriais de intensidade de emissões, negociadas com os países desenvolvidos. O estabelecimento dessas metas seria baseado nos processos de menor intensidade energética do mercado (*benchmark*), ou seja, cada nação em desenvolvimento analisaria suas características como, por exemplo, a disponibilidade de combustíveis, e estabeleceria suas metas de emissões baseando-se nas suas características e nos processos menos intensivos energeticamente. A fixação de *benchmarks* através da intensidade energética e não da intensidade de emissões justifica-se pela diferença na disponibilidade de combustíveis entre os países. Seria natural metas setoriais diferentes entre os países em desenvolvimento, dado que

aspectos naturais, tecnológicos, econômicos e políticos seriam considerados durante a determinação das mesmas. Para isso, o uso de *benchmarks* em intensidade energética garantiria comparabilidade e equidade na fixação de metas entre os países envolvidos. Os autores sugerem também que seja criado um sistema de apoio financeiro que facilite a transferência / parceria tecnológica entre os países desenvolvidos e os em desenvolvimento, salientando que o aporte financeiro gerado pela venda dos créditos de carbono não é suficiente para financiar todos os avanços tecnológicos necessários à mitigação de emissões de GEE.

Admite-se que há diferença de custos entre as duas abordagens, o que pode manter atuais desequilíbrios na competitividade entre empresas de países Anexo 1 e outras de países não Anexo 1, principalmente de setores com forte participação no comércio internacional. No entanto, SCHMIDT et al. (2008) defendem essa proposta com o argumento das responsabilidades comuns, mas diferenciadas, entre as nações desenvolvidas e em desenvolvimento.

Outro argumento que evidencia a vantagem da abordagem híbrida (países desenvolvidos com limites fixos e países em desenvolvimento com metas setoriais) em relação a um sistema global composto exclusivamente por abordagens setoriais é o resultado de uma simulação realizada por SCHMIDT et al. (2008), que estimaram os esforços necessários à estabilização da concentração de CO₂ em torno de 450-550 ppmv até o fim do século. Para alcançar tal estabilização, se a abordagem híbrida fosse aplicada a partir de hoje seria necessária uma redução das emissões da ordem de 2,2% ao ano no período 2020-2050, enquanto que a adoção exclusiva de abordagens setoriais (*sectoral only*) demandaria uma redução das emissões da ordem de 4% ao ano no mesmo período. Apesar disso, salienta-se que os autores realizaram a simulação utilizando dados apenas dos setores elétrico, siderúrgico e cimenteiro.

Os sistemas de mitigação do tipo *no-lose target* e Mecanismo de Créditos Setoriais são similares, ambos voluntários e possibilitando a geração de créditos de carbono em nações em desenvolvimento. A diferença reside no fato de que o primeiro seria negociado integrado à infra-estrutura de políticas climáticas globais, ou seja, ao mesmo tempo em que são negociadas as metas agregadas dos países desenvolvidos. Já o Mecanismo de Créditos Setoriais pode ser negociado através de processos administrativos, como ocorre com os projetos de MDL tradicional (BRADLEY et al., 2007).

Uma nova estrutura para lidar com as MCG deve garantir a implementação das políticas entre os países envolvidos. Essa garantia é tão maior quanto menores forem as perdas econômicas derivadas da implantação dessas políticas. Nesse contexto, percebe-se a necessidade de haver uma estrutura robusta o suficiente para garantir que as incertezas tecnológicas e climáticas não exijam ações de mitigação com custos inviáveis de implantação e operação (FRANKEL, 2007). Assim, pensa-se uma estrutura robusta como uma combinação de políticas adaptadas às mais diversas circunstâncias locais e setoriais. Uma combinação de políticas agregadas⁴⁸ e setoriais de mitigação pode ser uma boa opção para a estrutura que definirá os compromissos de mitigação pós-2012.

2.4 Desafios das abordagens setoriais

Mesmo adotando as abordagens setoriais como parte de uma infra-estrutura climática mais complexa, ainda há certos desafios a serem superados, como: questões relacionadas à definição e coleta de dados; prevenção de comportamentos anti-competitivos na estrutura setorial; garantia de incentivos para que países em desenvolvimento se envolvam em abordagens setoriais e a construção de uma estrutura de governança viável. Os dois primeiros desafios devem ser atacados por iniciativas da indústria, o terceiro deve ser executado tanto pela indústria quanto pelo governo e o último é um problema predominantemente de governo (EGENHOFER e FUJIWARA, 2008). A seguir detalham-se tais desafios.

2.4.1 Definição e coleta de dados

Possíveis desafios dessa etapa são:

- A determinação de *benchmarks* e do potencial de mitigação de emissões requer grande esforço em monitoramento, coleta, divulgação e verificação dos dados, o que exige considerável capacidade técnica e econômica de governos e indústrias, que nem sempre está disponível nas nações em desenvolvimento;
- *Benchmarks* são intensivos em dados e costumam consumir muito tempo e dinheiro. Assim, deve haver cuidado para não tornar o número de *benchmarks* excessivo, dadas as diferentes condições de cada setor ao redor do mundo.

⁴⁸ Que envolvem a economia como um todo.

Todos os gestores das empresas alegarão o direito a tratamento especial, solicitando condições especiais perante as metas. Essa situação já foi constatada na implementação do Plano Nacional de Alocações do EU ETS (EGENHOFER e FUJIWARA, 2008);

- Há dificuldade de definir quais empreendimentos compõem cada setor. Uma definição obscura pode levar à ausência na divulgação de emissões em instalações potencialmente pertencentes a determinado setor;
- Contratos de confidencialidade podem ser necessários, sendo divulgados apenas dados agregados, que possam servir para comparar a eficiência de processos intra-setorialmente. Auditorias externas podem ser usadas para garantir que informações sigilosas sejam preservadas;
- Sem incentivos é improvável que as empresas revelem a capacidade total de redução de emissões e seus custos reais, dado os altos custos da coleta de dados e a posição de vulnerabilidade em que se colocariam perante ações do governo. Em geral, as indústrias se envolvem em abordagens setoriais por acreditarem que tais setores de países em desenvolvimento se envolverão de forma mais efetiva em ações de mitigação de emissões através de iniciativas voluntárias do que por meio de exigências governamentais;
- Segundo a APP, a harmonização de dados de diferentes fontes (empresas, governos, organizações) é extensa e custosa. Certos setores apresentam falta de dados e países em desenvolvimento necessitarão de incentivos para a coleta de dados, como manuais em língua oficial do país e softwares (EGENHOFER e FUJIWARA, 2008).

2.4.2 Garantia de incentivos para que países em desenvolvimento se envolvam em abordagens setoriais

O envolvimento das maiores empresas de setores energo-intensivos de países emergentes em abordagens setoriais é importante, tendo em vista que essas são as fontes com maior potencial de crescimento das emissões. Países emergentes, no entanto, podem ser relutantes em participar de acordos setoriais, temendo que seja o passo inicial para metas legais. Isso indica a necessidade de incentivos à participação dessas nações.

Tais incentivos podem vir por meio de políticas como Mecanismos de Créditos Setoriais ou *no-lose targets*. Entretanto, à implementação dessas políticas associam-se:

- Disponibilidade de dados ou capacidade de coleta dos mesmos para a definição da *baseline*. Esse é um dos focos da APP;
- Definição da metodologia de atribuição dos créditos setoriais, que deve ser mais complexa que a do MDL tradicional;
- É necessário que seja criada demanda adequada aos créditos que serão atribuídos. Demandas serão tão maiores quanto mais ambiciosas forem as metas de emissões em países desenvolvidos;
- A ampla distribuição de créditos a países em desenvolvimento pelo bom desempenho de seus setores reforça a distorção da competitividade perante as empresas desses setores que se localizam em países desenvolvidos, principalmente se as ações sujeitas à créditos já forem economicamente viáveis;
- É provável que grande parte dos créditos sejam atribuídos às maiores empresas das nações em desenvolvimento devido à posição vantajosa dessas companhias quanto a capacidade técnica, acesso a recursos, influência política e peso econômico. Isso pode eliminar a competitividade nessas economias, tornando-se uma barreira à entrada de novas companhias e piorando o ambiente para investimento (EGENHOFER e FUJIWARA, 2008).

2.4.3 Prevenção de comportamentos anti-competitivos na estrutura setorial

O intercâmbio de informações entre companhias de setores altamente concentrados e que produzem mercadorias predominantemente homogêneas pode levar a ações que restrinjam ou distorçam a competição, permitindo a formação de trustes por tais companhias. A Comissão Européia, por exemplo, costuma restringir o intercâmbio de informações entre empresas de setores altamente concentrados. Assim, a realização de acordos setoriais com a preservação da competitividade pode requerer o uso de terceiros para a proteção das informações confidenciais (EGENHOFER e FUJIWARA, 2008).

2.4.4 Construção de uma estrutura de governança viável

Abordagens setoriais industriais são realizadas, em geral, por meio de Iniciativas Industriais Unilaterais em que as empresas firmam acordos voluntários, havendo associações setoriais para representá-las. Essas associações, no entanto, não possuem mecanismos regulatórios que obriguem o cumprimento das metas pelas empresas.

Já no caso em que as abordagens setoriais passem a integrar a política climática global, os governos dos países em desenvolvimento deverão definir as linhas de base setoriais, no caso dos Mecanismos de Créditos Setoriais, ou distribuir as permissões de emissões, no caso do critério *no-lose*. Isso exigirá grande capacidade de coleta e tratamento de dados, o que significa grande esforço para aprimorar a capacidade institucional para participar de políticas climáticas.

2.5 Abordagens setoriais e a adaptação à conveniência

O item 1.7 trouxe uma revisão das dimensões das abordagens setoriais que, quando combinadas, podem resultar num amplo conjunto de abordagens setoriais diferentes. Tais abordagens podem ser adaptadas para otimizar a eficiência ambiental, social e econômica das medidas de mitigação ou para atender os interesses dos proponentes do modelo.

Segundo UNEP (2009), está claro que as diferentes partes envolvidas entendem diferentemente o significado e a maneira de funcionamento das abordagens setoriais. O autor salienta que setores têm sido definidos diferentemente por diferentes instituições. Governos definem fronteiras e políticas setoriais de acordo com as circunstâncias particulares dos países que representam, e as atuais bases tecnológicas e de mercado dos setores em diferentes países podem variar dramaticamente, encorajando ou desencorajando acordos setoriais efetivos.

Para o WBCSD CSI,⁴⁹ uma abordagem setorial deve envolver a ação organizada por empresas-chave⁵⁰ e seus governos, com vistas a mitigar as emissões, funcionando integrada à UNFCCC. O WBCSD CSI também vê as abordagens setoriais como um conjunto de políticas e medidas com maior capacidade para atingir os objetivos da

⁴⁹ *World Business council for Sustainable development- Cement Sustainability Initiative.*

⁵⁰ Escolhidas pelo critério das emissões absolutas ou taxa de crescimento das emissões ou trancamento tecnológico que podem gerar em tecnologias carbono-intensivas.

Convenção do Clima, dado que tais políticas e medidas podem ser customizadas (WBCSD-CSI, 2009).

As abordagens setoriais devem tomar forma com vistas a alcançar seu principal objetivo, seja a redução na disparidade das condições de competitividade ou o auxílio aos países em desenvolvimento na redução de suas emissões (BARON et al., 2007). Abordagens setoriais podem ser adaptadas para refletir diferenças na responsabilidade, capacidade e circunstâncias de cada país (BODANSKY, 2007). FRANKEL (2007) enfatiza que a disponibilidade e a qualidade dos recursos naturais de cada país devem ser levadas em consideração no momento de estabelecer as metas. O Protocolo de Quioto considera ajustamentos às metas de países como Islândia onde a grande disponibilidade hidroelétrica e geotérmica faz o país planejar a expansão de plantas de produção de alumínio. Na Austrália a grande disponibilidade de carvão deve ser considerada quando metas forem estabelecidas para esse país.

Medidas setoriais permitem também que os governos customizem suas escolhas de tipos de compromissos de acordo com cada setor, por exemplo, padrões de eficiência para automóveis, metas de emissões para o setor de geração de eletricidade e assim por diante (BODANSKY, 2007). Isso ocorre porque a eficiência de qualquer abordagem setorial varia de setor para setor. Para uma indústria altamente concentrada um acordo voluntário pode ser possível, enquanto que para um setor difuso negociar qualquer acordo voluntário seria muito difícil, devido à dificuldade de um consenso entre um grande número de firmas. Um setor com alto nível de adoção tecnológica pode não ser o mais recomendado às metas de emissões. Um acordo baseado em pesquisa e desenvolvimento visando contínuos avanços tecnológicos pode ser mais apropriado (WATSON et al., 2005)

Uma das hipóteses levantadas sugere que a antecipação de algumas companhias para implantar políticas de mitigação visa criar uma boa imagem e permitir influenciar a criação de políticas governamentais vantajosas para as características dessas empresas. Muitas vezes, o foco da abordagem setorial busca atender os objetivos particulares dos proponentes. Observa-se que abordagens setoriais dirigidas pela indústria são uma forma alternativa de tentar se livrar dos compromissos mais rígidos das metas agregadas. Medidas setoriais são definidas por meio de uma análise *bottom-up*, que identifica as potencialidades de redução de emissões em cada setor, fazendo com que o estabelecimento de metas a partir dessas análises garanta que não serão necessários esforços extremos para alcançá-las. De fato, as principais pressões pela adoção de

abordagens setoriais que envolvem metas e prazos industriais vem sendo realizadas, principalmente, por firmas européias energo-intensivas desejando estabelecer uma auto-regulação industrial (MECKLING e CHUNG, 2009).

Nota-se que as abordagens setoriais têm potencial de auxiliar no estabelecimento de medidas ambientalmente eficientes e socioeconomicamente equilibradas (e esses são os objetivos descritos no item 2.1), dependendo da forma como são determinadas. Os dois parágrafos anteriores mostram que abordagens setoriais podem ser usadas para adaptar as melhores políticas aos setores ou para criar vantagens competitivas no mercado, dependendo da forma como são conduzidas.

Além de poder criar vantagens competitivas no mercado, ou seja, entre empresas, as abordagens setoriais também podem ser usadas para beneficiar a posição competitiva de países.

Algumas hipóteses / observações podem ser levantadas sobre as motivações do setor petróleo em aderir às políticas climáticas:

- Busca pelo equilíbrio na competitividade: apesar de ser este um objetivo que garante equilíbrio econômico, empresas de petróleo dos países Anexo 1 não são, neste momento, competitivamente prejudicadas por medidas de mitigação. Inclusive, BOUTABA (2009) aponta ganhos de receita pelas companhias petrolíferas européias diante do Plano Nacional de Alocações que, por alocar mais permissões do que o necessário, permitiu a geração de receita com a venda dos créditos excedentes. A vulnerabilidade do setor petróleo europeu à ausência de metas de mitigação de emissões em países em desenvolvimento, mesmo que as metas na Europa se tornem mais exigentes e não permitam a venda de créditos, será testada através da análise detalhada do comércio internacional entre regiões relevantes, permitindo concluir se o petróleo sofre ou não forte concorrência internacional;
- A hipótese da diferenciação por imagem ser uma motivação para as empresas adotarem políticas climáticas poderá ser verificada através da comparação entre as ações das empresas e as das associações setoriais;
- Como mencionado, iniciativas industriais unilaterais podem ser utilizadas para que as empresas se adiantem às regulamentações governamentais, influenciando na elaboração das metas oficiais, de modo que medidas de mitigação favoreçam os negócios dos proponentes das medidas. A força dessa hipótese também

poderá ser testada através da análise das medidas que vêm sendo tomadas pelas associações setoriais e pelas empresas de petróleo;

- A certificação de processos também é uma hipótese para a adoção de práticas de mitigação de emissões na indústria do petróleo. Com as reservas de petróleo cada vez mais escassas e concentradas em poucas regiões, o comércio internacional de petróleo e derivados, bem como, a internacionalização das operações tende a aumentar. Diante disso, a indústria do petróleo pode focar na certificação de seus processos e produtos para que possa atuar internacionalmente. Uma análise da evolução da intensidade do comércio internacional de petróleo e derivados bem como da concentração das reservas pode ajudar a elucidar essa hipótese;
- Convém notar que as companhias de petróleo tornam-se cada vez mais companhias de energia, ou seja, vêm diversificando sua atuação através da inserção em negócios de produção de energia elétrica, biocombustíveis entre outras fontes alternativas. A produção de energia elétrica, quando realizada por meio da queima de combustíveis fósseis emite GEE. Outras fontes alternativas também podem ter suas emissões associadas a seus processos e/ou produtos, de forma que iniciativas para a mitigação de emissões podem contribuir para a redução de emissões nos novos negócios em que o setor petróleo vem se inserindo.

2.6 A APP e os Elementos de Abordagens setoriais

Sete países da região da Ásia e do Pacífico formaram uma parceria (*Asia-Pacific Partnership on Clean Development and Climate-APP*) visando expandir o investimento e o comércio de energia limpa. A APP é composta pelos EUA, China, Austrália, Japão, República da Coreia, Canadá e Índia e desenvolve acordos multilaterais envolvendo indústrias, governos e comunidade científica (Acordos público-privados) visando desenvolver tecnologias avançadas e derrubar barreiras contra a implementação e a difusão dessas tecnologias em setores específicos. Sua estrutura é composta de medidas setoriais que incluem coleta de dados, *benchmarking* e difusão das melhores tecnologias e práticas em setores de suprimento de energia (energia fóssil mais limpa, energia renovável, geração distribuída, geração e transmissão de energia) e energo-intensivos (aço, alumínio, cimento, construções, aparelhos elétricos e mineração de carvão). São

acordos voluntários numa estrutura *bottom-up* (EGENHOFER e FUJIWARA, 2008; BARON et al., 2007).

A APP é uma parceria em busca da segurança energética, redução da poluição local e das emissões de GEE num contexto de crescimento econômico sustentável e redução da pobreza. Os países que compõem essa parceria representam mais da metade da economia mundial, em população e uso da energia, e produzem cerca de 65% do carvão, 62% do cimento, 52% do alumínio e mais de 60% do aço do mundo (UNEP, 2009).

A agência de pesquisa econômica do governo australiano concluiu que os esforços da APP poderiam reduzir as emissões globais em 2050 de 22 GtCeq (gigatoneladas de carbono equivalente) para 17 GtCeq. Essa redução é considerada insuficiente para alcançar a meta de aumento máximo de 2°C na temperatura global até o fim do século. Tal meta só pode ser alcançada se as emissões em 2050 se mostrarem inferiores às de 1990 (7GtC eq) (ABARE, 2006 *apud* HÖHNE et al., 2008).

A APP pode complementar as ações das Nações Unidas (Protocolo de Quioto). A complementação das ações do Protocolo de Quioto pode ocorrer se ela focar no desenvolvimento de tecnologias específicas (HÖHNE et al., 2008).

A IEA sob o Plano de Ação de Gleneagles desenvolveu o programa “*International Energy Agency benchmarking exercise*” que contém elementos de abordagens setoriais, focado na identificação de oportunidades de eficiência energética nos setores de construção, transporte, equipamentos elétricos e na indústria (EGENHOFER e FUJIWARA, 2008).

Uma experiência que não é uma medida setorial, mas utiliza os mecanismos de quantificação e divulgação de emissões que devem ser utilizadas pelas abordagens setoriais acontece no Japão, que passou a utilizar mecanismos setoriais para definir suas metas agregadas de redução de emissões, a partir de *benchmarks* tecnológicos⁵¹. Assim, adicionando a redução de emissões possível a cada setor, calculada a partir dos *benchmarks* tecnológicos, o país obtém a meta agregada. Tendo em vista que o Japão possui um parque industrial relativamente eficiente, o cálculo das metas agregadas através de um modelo setorial leva ao estabelecimento de metas mais modestas para o país. A União Européia critica a abordagem utilizada pelo Japão, argumentando que o cálculo das metas agregadas não deve ser realizado tomando como base a viabilidade de

⁵¹ A definição das metas de mitigação de emissões é baseada nas emissões da melhor tecnologia aplicada em cada processo do setor.

redução de emissões por setor, mas deve ser determinado cientificamente. Os países europeus alegam temer que o cálculo das metas agregadas através de um método setorial baseado em possibilidades de redução de emissões não produza a redução de emissões necessária para conter o aquecimento global (MECKLING e CHUNG, 2009).

2.7 Considerações finais

O capítulo 2 apresentou a revisão bibliográfica sobre as motivações e desafios das abordagens setoriais, mas não descreveu a aplicação das abordagens setoriais em setores específicos.

Assim, o capítulo 3 analisará as características de 3 setores energo-intensivos (cimento, siderúrgico e alumínio), que já apresentam Iniciativas Industriais Unilaterais de mitigação de emissões de GEE sendo aplicadas por suas associações setoriais. A descrição das características desses setores (reconhecidamente bem adaptados as abordagens setoriais) será útil para compará-las às características do setor refino de petróleo, permitindo verificar quão mais ou menos apto tal setor é a adoção de medidas setoriais de mitigação de emissões de GEE.

Capítulo 3- O que há em termos de cooperação setorial?

3.1 Introdução

EGENHOFER e FUJIWARA (2008) expõem que “Metas e prazos industriais” e “Cooperação tecnológica transnacional” (incluindo Acordos público-privados e cooperação tecnológica entre empresas) são modalidades de acordos setoriais que já vêm sendo implantadas, enquanto outros tipos de abordagens setoriais⁵² ainda se encontram em estágio de construção e testes.

Durante a pesquisa bibliográfica notou-se que diversos autores mencionavam os setores siderúrgico, alumínio e cimenteiro como bons candidatos às abordagens setoriais⁵³. MECKLING e CHUNG (2009) mencionam que os setores siderúrgico e alumínio são bons candidatos às abordagens setoriais. BARON et al. (2007) afirmam que os setores cimenteiro, siderúrgico e alumínio são importantes candidatos às abordagens setoriais, já que tais setores vêm mencionando preocupação com relação às distorções na competitividade e têm aumentado rapidamente sua produção em países não-OECD. BODANSKY (2007) também aponta os setores siderúrgico, alumínio e cimenteiro como bons candidatos às abordagens setoriais. Dentre os setores industriais, SCHMIDT et al. (2008) mencionam o siderúrgico, o alumínio, o cimenteiro, o de refino de petróleo, o de calcário e o de papel e celulose como bons candidatos às abordagens setoriais. UNEP (2009) apóia BODANSKY (2007) na escolha dos setores siderúrgico, alumínio e cimenteiro como bons candidatos às abordagens setoriais. ENGENHOFER e FUJIWARA (2008) citam os setores siderúrgico, alumínio, cimenteiro, papel e celulose, indústria química pesada como bons candidatos às abordagens setoriais. BODANSKY (2007) também menciona que os setores de aviação e navegação internacional, uso da terra e elétrico são bons candidatos às abordagens setoriais. No entanto, o maior interesse dessa dissertação é analisar a aptidão do setor refino de petróleo às abordagens setoriais, sendo mais apropriado compará-la à aptidão de outros setores industriais. Como os setores industriais mais mencionados como bons candidatos às abordagens setoriais são os setores siderúrgico, alumínio e cimenteiro, eles foram os escolhidos para serem analisados neste capítulo.

⁵² Metas e prazos governamentais e Cooperação tecnológica transnacional entre países. Maiores detalhes sobre os tipos de acordos setoriais existentes vide subitem 1.6 “Dimensões das Abordagens Setoriais”.

⁵³ Candidatos ideais são energo-intensivos, produzem produtos homogêneos ou possuem processos produtivos homogêneos, são altamente concentrados, são altamente expostos ao comércio internacional e possuem facilidade para coleta e monitoramento dos dados.

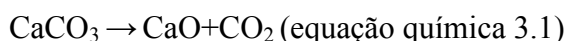
Assim, este capítulo analisa as características que tornam os setores siderúrgico, alumínio e cimenteiro bons candidatos às abordagens setoriais, bem como apresenta as medidas tomadas por associações setoriais desses setores. UNEP (2009) recorda que tais iniciativas podem ser classificadas como “Iniciativas Industriais Unilaterais”, que abrangem medidas industriais transnacionais, buscando envolver tais setores numa ampla base internacional. Abordagens setoriais aplicadas por instituições público-privadas como a APP também são analisadas.

Segundo BARON et al. (2007), nenhum desses setores possui proposta concreta para adoção das abordagens setoriais como integrante da política futura de mitigação das emissões. Mesmo assim, tais setores têm implantado medidas de mitigação como um grupo, através das associações setoriais, com vistas a aumentar o impacto dessas medidas em curto e longo-prazos.

3.2 Setor cimenteiro

3.2.1 O consumo de energia e as emissões de GEE da produção de cimento

O cimento é uma mistura de clínquer e aditivos⁵⁴. Uma das reações químicas que ocorre durante a produção do clínquer é a calcinação, cuja reação é a apresentada por meio da equação química 3.1:



O clínquer é composto por 64-67% em massa de óxido de cálcio e o restante por óxidos de ferro e de alumínio. Baseando-se nos pesos atômicos dos elementos constituintes dos compostos da reação de calcinação do calcário se conclui que cada quilograma de calcário produz 0,56 kg de óxido de cálcio e 0,44 kg de dióxido de carbono. Assim, se conclui também que as emissões de processo (não energéticas) da produção de 1,00 kg de clínquer são de cerca de 0,50 kg de dióxido de carbono.

Num processo bem controlado, o único GEE emitido na produção de cimento é o dióxido de carbono. Tais emissões são resultado tanto da queima de combustíveis para a produção de calor, quanto das emissões que ocorrem durante o processo de calcinação.

⁵⁴ O processo de produção de cimento é descrito no Anexo 2

Caso a energia elétrica consumida no processo produtivo seja gerada em unidades termelétricas à combustíveis fósseis, suas emissões também devem ser contabilizadas. A energia elétrica é utilizada nos processos de moagem e homogeneização das matérias-primas que formarão o clínquer e o cimento.

A energia térmica útil requerida para a produção de clínquer é da ordem de 1,76 MJ ($\pm$ 0,10 MJ) por quilograma do produto (HENDRIKS et al., 2004). Devido a perdas energéticas, a quantidade de energia térmica consumida é bem maior do que isso e depende do tipo de processo aplicado. Tipos de processo de produção de cimento variam entre processos via úmida e processos via seca. A tabela 3.1 apresenta o consumo de energia térmica de dois tipos básicos de processo de produção.

Tabela 3.1 Energia térmica média consumida pelos processos via seca e via úmida (MJ/kg)

Energia térmica requerida	Processo via seca	Processo via úmida
Reações químicas	1,76	1,76
Evaporação da água	0	2,4
Perda de calor	1,4	1,7
Total	3,2	5,8

Fonte: SZABÓ et al., 2006

A partir da tabela 3.1 é possível notar que o processo via seca é menos energo-intensivo, ou seja, requer menos energia térmica por quilograma de clínquer produzido. Além disso, se observa que a maior parte da diferença de intensidade energética é causada pela necessidade de evaporação da água no processo via úmida. Entretanto, quanto mais água contiver a mistura que entra no forno, mais homogênea ela será, formando um clínquer mais homogêneo (SZABÓ et al., 2006).

A tabela 3.2 apresenta a quantidade total de energia requerida para produzir cimento em combinações “processo x tipo de forno”.

Tabela 3.2 Quantidade total de energia requerida para produzir cimento em combinações “processo x tipo de forno”

Tipos de fornos	Fornos rotativos				Fornos verticais
Processo de produção	Via úmida	Lepol	Via seca longa ⁵⁵	Via seca curta ⁵⁶	
Uso de combustível (MJ/kg)	5,9	3,6	4,2	2,9-3,4	3,7-6,6
Uso de energia elétrica (kWh/kg)	0,025	0,030	0,025	0,022	
Energia Primária (MJ/kg)	6,2	3,9	4,5	3,5-3,7	

Fonte: HENDRIKS et al., 2004

O processo “via seca curta” apresenta considerável vantagem comparativa em relação aos outros, já que um consumo menor de combustível contribui tanto para a redução das emissões de GEE, quanto para a redução dos custos de produção. Segundo SOARES (1998), os gastos com combustíveis representam cerca de 18-20% do custo total e 35-40% do custo variável da indústria cimenteira.

Pela tabela 3.2 é possível notar que o consumo de energia elétrica corresponde entre cerca de 5% (via úmida) e 10% (outros) da energia total consumida para produzir cimento.

O tipo de processo de produção associado ao combustível usado para gerar a energia consumida por tal processo afeta as emissões de dióxido de carbono. A carbono-intensidade de cada combustível mede a quantidade de carbono emitida por unidade de energia gerada na combustão do mesmo. A tabela 3.3 apresenta a carbono-intensidade de diversos combustíveis que podem ser usados na produção de clínquer.

⁵⁵ Long dry

⁵⁶ Short dry kiln

Tabela 3.3 Carbono-intensidade de alguns combustíveis

Combustíveis	Carbono-intensidade (tC/TJ)
Gases de coqueria	18,2
Gases de refinaria	18,2
Solventes	20,0
Outros não-energéticos de petróleo	20,0
Lubrificantes	20,0
Coque de petróleo	27,5
Lenha comercial	29,9 ¹
Carvão vegetal	29,9 ¹
Óleo combustível	21,1
Gás natural úmido	15,9

¹Oriundos de desmatamento. Caso contrário, tais valores são debitados pela captação de carbono do uso da terra.

Fonte: MCT, 2005

Suponha que um produtor de cimento escolha utilizar o processo “via seca curta”, que possui intensidade energética de 2,9 MJ/kg de clínquer, alimentado a óleo combustível.

De acordo com a tabela 3.3 a carbono intensidade do óleo combustível é de 21tC/TJ.

Disso se conclui que um processo com intensidade energética de 2,9MJ/kg de clínquer que utiliza óleo combustível emite cerca de 61 g de C, ou seja, 224 g de CO₂/kg de clínquer produzido, sendo que essas emissões se referem apenas ao consumo energético, excluindo as emissões de processo (da calcinação). Suponha agora que o processo de produção escolhido seja um dos mais energo-intensivos, o processo via úmida, e que ele também seja alimentado a óleo combustível. Nesse caso, a intensidade de emissões de dióxido de carbono (apenas energéticas) seria de aproximadamente 460 g de CO₂/kg de clínquer produzido.

Dado que cada combustível apresenta uma carbono-intensidade diferente, a mudança para combustíveis menos carbono-intensivos pode reduzir as emissões energéticas (não inclui as emissões de processo) da produção de cimento.

Ao se utilizarem os mesmos pressupostos do último exemplo⁵⁷, apenas substituindo o óleo combustível por carvão vegetal, verifica-se que as emissões energéticas (excluindo-se as emissões de processo) devem alcançar 650 g de CO₂/kg de clínquer, um crescimento de 41% nas emissões energéticas (excluindo-se as emissões de processo) de CO₂ derivadas da substituição de óleo combustível por carvão vegetal.

⁵⁷ Processo de produção por via úmida, 5,9 MJ/kg de clínquer

3.2.2 Emissões de CO₂ da produção de cimento

Segundo HENDRIKS et al. (2004), as emissões mundiais de CO₂ do setor cimenteiro em 1994 foram de 1126 Mt, sendo cerca de 52% proveniente do processo de calcinação (emissões de processo) e o restante (48%) da combustão de combustíveis (emissões energéticas).

As emissões de processo da produção de cimento (só emissões de processo) no mundo em 2004 alcançaram 298 Mt de carbono (BODEN et al., 2009). Convertendo-se para emissões de CO₂, temos que em 2004 foram emitidas 1,1 Gt de dióxido de carbono no processo de calcinação (emissões de processo). Supondo que a participação das emissões de processo se manteve em 52% das emissões totais, as emissões globais do setor cimenteiro em 2004 alcançaram 2,1 Gt de dióxido de carbono.

A figura 3.1 apresenta dados das emissões globais de GEE que ocorreram em 2004.

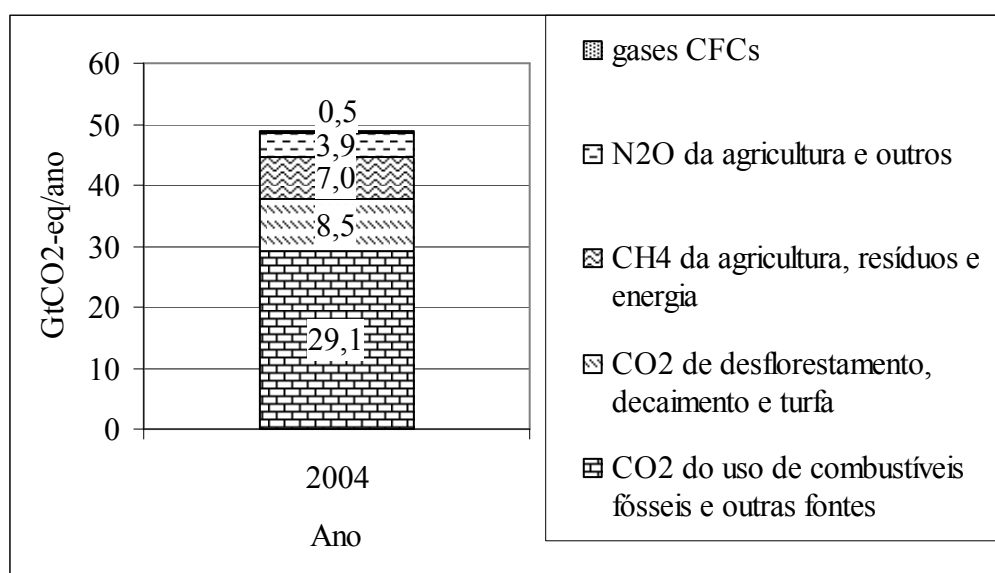


Figura 3.1 Emissões antropogênicas globais de GEE em 2004

Fonte: IPCC, 2007

A partir dos dados da figura 3.1, extraídos do relatório síntese do IPCC de 2007, é possível concluir que as emissões globais de CO₂ em 2004 foram de aproximadamente 38,0 Gt. Assim, as emissões de CO₂ do setor cimenteiro respondem por cerca de 6% das emissões globais desse gás. Supondo que o dióxido de carbono seja o único GEE emitido na produção de cimento⁵⁸ e, notando que as emissões globais de GEE em 2004

⁵⁸ Segundo SOARES (1998), o CO₂ é responsável por mais de 99% do total de emissões de GEE do setor cimenteiro

atingiram 49,0 GtCO₂-eq, conclui-se que o setor cimenteiro contribui com cerca de 4% das emissões globais de GEE.

A figura 2.5 apresenta a participação dos setores da economia nas emissões globais de GEE de 2004. Com os dados daquela figura é possível verificar que as emissões de GEE do setor industrial em 2004 foram de 9,5 Gt CO₂eq. Assim, o setor cimenteiro responde por cerca de 22% das emissões de carbono do setor industrial.

3.2.3 Concentração industrial na produção de cimento

A produção mundial de cimento em 2008 foi de 2870 Mt (INTERNATIONAL CEMENT REVIEW, 2009). A tabela 3.4 mostra a participação dos cinco países que mais produziram cimento na produção global de 2008.

Tabela 3.4 Participação dos maiores produtores de cimento na produção global de 2008

País	Produção (Mt/ano)	Participação (%)
China	1400	48,8
Índia	183	6,4
EUA	84	2,9
Japão	68	2,4
Rússia	53	1,8
Acumulado dos 5 maiores	1788	62,3
Mundo	2870	100,0

Fonte: INTERNATIONAL CEMENT REVIEW, 2009

Os cinco países que mais produziram cimento em 2008 responderam por cerca de 60% da produção mundial, sendo que a China produziu quase metade da produção mundial. A presença de multinacionais cimenteiras é significativa. A tabela 3.5 apresenta a venda de cimento pelas seis empresas que mais comercializaram o produto em 2008.

Tabela 3.5 Participação das maiores empresas na venda global de cimento em 2008

Empresa	Comercialização (Mt)	Participação na produção global- %
Lafarge	155	5,4
Holcim	143	4,9
Heidelberg Cement	89	3,1
Cemex	87	3,0
Italcementi	63	2,2
Buzzi Unicem	32	1,1
Acumulado 6 maiores	569	19,8
Produção global	2870	100,0

Fonte: INTERNATIONAL CEMENT REVIEW, 2009

As seis empresas que mais produziram cimento em 2008 respondem por cerca de 20% da produção mundial do produto. Na China, no entanto, a produção é mais pulverizada. Segundo MA (2008)⁵⁹ *apud* CAI et al. (2009), as 10 maiores companhias chinesas respondem por cerca de 19% da produção nacional. Além disso, há na China cerca de 5000 produtores, cuja capacidade média é de 200 mil toneladas, enquanto a capacidade média global é de 900 mil toneladas (BARON et al., 2007; CAI et al., 2009).

3.2.4 Comércio Internacional e o impacto das Alocações Nacionais de Emissões sobre a lucratividade do setor

O comércio internacional de cimento não é relevante, dado que o custo de transporte do produto é muito elevado em relação ao seu preço e a matéria-prima da produção de cimento pode ser facilmente encontrada, reduzindo a necessidade de importação do produto. Cimento é dificilmente transportado por terra por distâncias superiores a 150 km (SZABÓ et al., 2006). Entretanto, grande quantidade do produto é economicamente viável de ser transportada de navio. O comércio internacional de cimento e de clínquer em 2008 somaram 164 Mt, das quais 70 Mt representaram o comércio internacional de clínquer. O comércio internacional de clínquer e de cimento representaram cerca de 6% da produção mundial de cimento nesse ano (INTERNATIONAL CEMENT REVIEW, 2009).

A tabela 3.6 apresenta os dez países que mais exportaram e as dez nações que mais importaram cimento em 2008.

⁵⁹ Disponível só em chinês.

Tabela 3.6 Maiores exportadores e importadores de cimento em 2008

País	Exportação (Mt)	País	Importação (Mt)
China	26,0	EUA	11,4
Japão	11,6	Rússia	8,5
Tailândia	11,3	Nigéria	8,2
Turquia	10,6	EAU ⁶⁰	8,0
Alemanha	8,3	Espanha	7,7
Paquistão	7,7	Bangladesh	5,0
Taiwan	7,7	Iraque	5,0
Coréia do Sul	6,5	Singapura	4,5
Egito	5,9	Angola	4,3
Índia	5,6	Holanda	4,0

Fonte: INTERNATIONAL CEMENT REVIEW, 2009

Retomando o raciocínio desenvolvido no capítulo 2, que conclui que as plantas industriais mais afetadas pelas metas de mitigação são as eletro-intensivas, e tendo em vista que ELLERMAN e BUCHNER (2008) *apud* REINAUD (2008) concluem que no período 2005-2006 as plantas de produção de cimento da União Européia receberam permissões de emissões cerca de 7% acima das emissões realizadas, será analisado o impacto das Alocações Nacionais sobre a competitividade das plantas de cimento.

Pelas tabelas 3.2 e 3.13 é possível constatar que a intensidade elétrica da produção de cimento é menor que 1/450 a intensidade elétrica da produção de alumínio, cujo processo de redução da alumina consome entre 13.000 e 18.000 kWh/t de alumínio (IEA, 2007).

Além disso, QUIRION e WALKER (2008) *apud* REINAUD (2008) realizam um estudo com indústrias cimenteiras de 4 países europeus (França, Portugal, Espanha e Reino Unido) entre 1976 e 2005 e concluem que o custo da energia apresentou pequeno impacto sobre as exportações de cimento desse período, que foram influenciadas mais fortemente pela capacidade de produção disponível.

Assim, a pequena exposição ao mercado internacional, a não tão elevada eletro-intensidade da produção de cimento e a continuidade das alocações de emissões baseadas nas emissões históricas do setor, conferirá pequenas dificuldades competitivas às instalações sujeitas às restrições de emissões.

Caso as permissões de emissões passassem a ser leiloadas (em vez de distribuídas gratuitamente), o setor passaria a sofrer maiores impactos no custo de produção. Nesse caso, um preço de 25 euros/t de CO₂ acrescentaria 20 euros ao custo da tonelada de

⁶⁰ Emirados Árabes Unidos

cimento (assumindo 80% de clínquer no cimento⁶¹), o que representa um aumento de 40% no custo total do produto. Tais custos adicionais poderiam tornar plantas industriais localizadas na costa mais expostas aos competidores de regiões onde não há restrições às emissões (REINAUD, 2008).

3.2.5 Diferenças na carbono-intensidade da produção de cimento

Segundo HENDRIKS et al. (2004), a carbono-intensidade da produção mundial de cimento em 1994 foi de 0,81 kg CO₂/kg de cimento.

IEA (2007) apresenta as emissões da produção de cimento em alguns países durante o período 1990-2005. A figura 3.2 foi extraída desse estudo.

⁶¹ CEM II, de acordo com o padrão europeu (EN 197) (REINAUD, 2008)

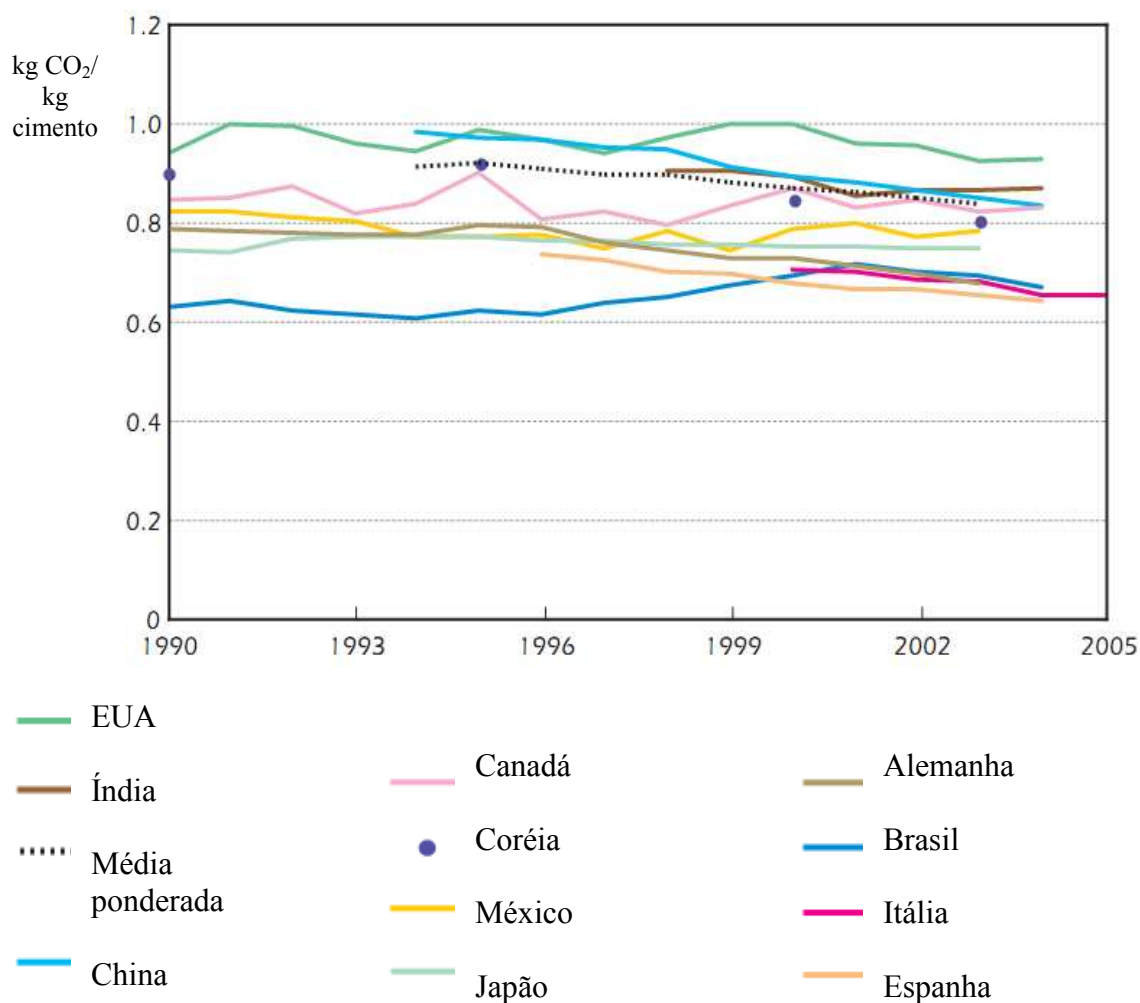


Figura 3.2 Carbono-intensidade da produção de cimento

Fonte: IEA, 2007

Nota: Números mostram emissões de CO₂ por quilograma de cimento, incluindo energia térmica, emissões da eletricidade consumida no *upstream* e emissões de processos. Note que quanto menor a razão em massa clínquer/cimento, isto é mais aditivos, menor a intensidade de emissões. Os dados acima refletem o desempenho de emissões de toda cadeia energética da produção de cimento.

A partir da figura 3.2 é possível notar que a intensidade de emissões do setor cimenteiro em determinados países desenvolvidos é superior à intensidade de emissões em certos países em desenvolvimento. Por volta de 2004, por exemplo, a carbono-intensidade da produção de cimento no Brasil, Espanha e Itália ficou em torno 0,65 kg de CO₂/kg de cimento, enquanto para os EUA esse valor ficou em torno de 0,95 kg de CO₂/kg de cimento.

Segundo BODEN et al. (2009), as emissões de processo da produção global de cimento (somente da calcinação) em 2006 foram de 348 Mt de carbono, ou seja, 1,3 Gt de dióxido de carbono. Considerando-se que as emissões do processo produtivo mantêm a mesma participação observada em 1994 (52%), conclui-se que as emissões globais do setor cimenteiro em 2006 foram de aproximadamente 2,46 Gt de CO₂. A produção mundial de cimento em 2006 foi de 2,57 Gt (INTERNATIONAL CEMENT REVIEW, 2009). Desse modo, estima-se que a carbono-intensidade da produção mundial de cimento em 2006 foi de 0,96 kg de CO₂/kg de cimento.

Em comparação, IEA (2007) divulga que em 2005 as emissões de CO₂ da produção de cimento alcançaram 1,80 GtCO₂. Ainda, segundo IEA (2007), a carbono-intensidade média da produção global de cimento é de 0,83 t de CO₂/t de cimento. Entretanto, INTERNATIONAL CEMENT REVIEW (2009) divulga que a produção de cimento em 2005 foi de 2,34 Gt que, dividida pela emissão de CO₂ apresentada pela IEA (2007), levaria a uma carbono-intensidade global de cerca de 0,77 t de CO₂/t de cimento. Apesar de os dados não apresentarem coincidência exata, é fato que, em 2005, a carbono-intensidade do setor devia estar em torno de 0,80 t de CO₂/t de cimento. Já a estimativa bem mais alta para 2006 pode ser resultado da entrada de plantas mais carbono-intensivas (crescimento da China), da imprecisão das fontes de dados ou da mudança no perfil das emissões, ou seja, as emissões de processo (não energéticas) podem ter aumentado a participação nas emissões totais.⁶²

3.2.6 Oportunidades de mitigação das emissões no setor cimenteiro

Tendo em vista que a maior parte das emissões energéticas do setor cimenteiro é proveniente da queima de combustíveis para a produção de calor, apresentam-se as seguintes ações para mitigar as emissões nessa área:

- Redução das perdas energéticas (calor), que podem ser alcançadas por meio de melhorias do processo ou mudança de tecnologia de produção, ou seja, do tipo de forno e/ou do processo produtivo. Conforme a tabela 3.2 mostra, o processo “via seca” costuma ser mais eficiente do que o “via úmida”. Apesar de, na maior parte dos casos, ser possível a substituição tecnológica, a aplicabilidade de cada tecnologia depende da disponibilidade de matéria-prima;

⁶² Em 1994 as emissões de processo respondiam por 52% do total de emissões do setor (HENDRIKS et al., 2004)

- Uso de combustíveis alternativos: menos carbono-intensivos e, se possível, renováveis;

Há duas outras medidas que podem contribuir para mitigar as emissões tanto de processo quanto da queima de combustíveis:

- Aplicação de mecanismos de remoção de carbono, como o CCS⁶³;
- Redução da proporção de clínquer ao cimento, através do aumento da participação de aditivos ao cimento, dado que a maior parte da energia utilizada na cadeia de produção do cimento é destinada ao processo de produção de clínquer. Além disso, a calcinação, uma das etapas da produção de clínquer, emite grandes quantidades de CO₂ (como estimado antes, cerca de 0,5 kg de CO₂ por kg de clínquer).

3.2.7 Eficiência das políticas de mitigação de emissões no setor cimenteiro

WBCSD-CSI (2009a) realiza uma modelagem na qual compara a capacidade de mitigação do setor cimenteiro diante de várias opções de políticas de mitigação, no período de 2005 a 2030. As diversas políticas de mitigação consideradas na simulação são:

- Inexistência de compromissos: Nenhum país possui qualquer compromisso de mitigação das emissões de GEE;
- Limites de emissões para Europa: Somente os países europeus possuem compromissos representados por metas fixas de emissões;
- Limites de emissões para os países Anexo 1: Somente os países Anexo 1 possuem compromissos representados por metas fixas de emissões;
- Objetivos Globais: O mundo todo aceita compromissos de eficiência de emissões (metas indexadas⁶⁴) ;
- Abordagem setorial: Os países Anexo 1 aceitam compromissos representados por metas fixas de emissões e o restante do mundo firma compromissos de eficiência de emissões;
- Metas Globais: O mundo todo aceita metas fixas de emissões.

A modelagem levou em consideração reações como vazamento de emissões, buscando representar a realidade da melhor maneira possível.

⁶³ *Carbon Capture and Storage*

⁶⁴ Emissões/PIB, por exemplo.

A figura 3.3 apresenta a previsão de emissões do setor cimenteiro, derivadas da aplicação de cada uma das políticas de mitigação apresentadas.

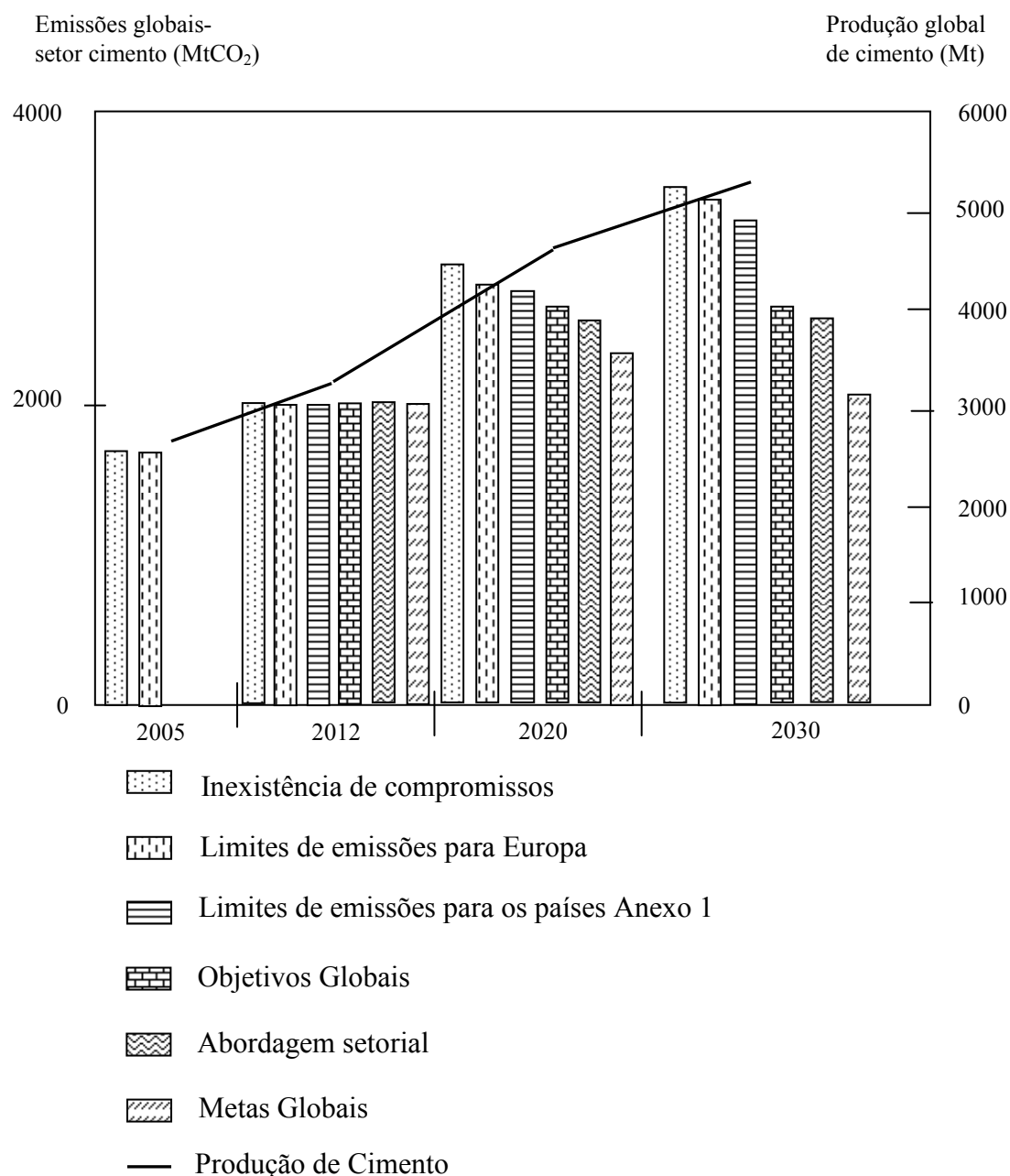


Figura 3.3 Emissões de GEE do setor cimenteiro de acordo com a política de mitigação de emissões

Fonte: WBCSD-CSI, 2009a

O resultado da simulação, mostrado pela figura 3.3, mostra que a abordagem setorial se destacou na redução das emissões do setor. Em essência, todas as políticas de mitigação apresentadas são setoriais, já que se aplicam ao setor cimenteiro. O que WBCSD-CSI (2009a) nomeou abordagem setorial é uma arquitetura de compromissos de mitigação

de emissões, composta por metas fixas para os países Anexo 1 e indexadas ao restante do mundo. Assim, a única diferença entre os tipos de políticas seria o tipo de compromisso de mitigação aceito pelas diferentes nações. WBCSD-CSI (2009a) nos leva a concluir que quanto mais abrangentes (envolvendo maior número de países) e exigentes os compromissos de mitigação, maior a eficiência ambiental desses compromissos. Na medida em que as abordagens setoriais podem viabilizar a participação de nações não-Anexo 1 em compromissos de mitigação de emissões, elas podem aumentar a eficiência ambiental do resultado global de mitigação das emissões. Outro resultado importante é apresentado na figura 3.4, que ilustra a potencialidade de diversas medidas para mitigar as emissões do setor cimenteiro em 2030 sob a proposta de abordagem setorial do WBCSD-CSI.

Emissões de CO₂
evitadas (MtCO₂)

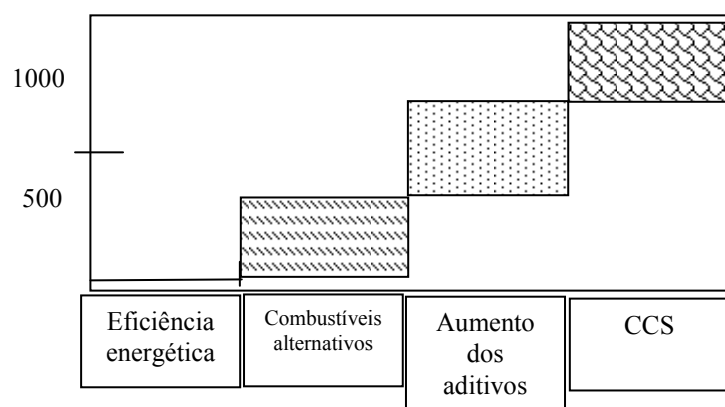


Figura 3.4 Potencialidade das alternativas de mitigação das emissões de GEE em 2030 sob o mecanismo das abordagens setoriais do WBCSD-CSI

Fonte: WBCSD-CSI, 2009a

A figura 3.4 revela um pequeno potencial para mitigar as emissões com medidas de eficiência energética em 2030. Isso se deve ao fato de que plantas novas têm se aproximado do limite de mínimo uso de energia, e muitas plantas antigas têm sido retiradas de operação. Isso não significa que até 2030 medidas de eficiência energética não tenham participação importante na mitigação das emissões do setor cimenteiro. Pelo contrário, tal fato pode ser evidência de que medidas de eficiência energética apresentem-se como opções de baixo custo marginal de mitigação, sendo realizadas primeiro.

3.2.8 Visão das abordagens setoriais pelo WBCSD- CSI

O grupo setorial mais relevante para tratar das questões associadas às MCG do setor cimenteiro é o WBCSD *Cement Sustainability Initiative* (CSI)⁶⁵, que envolve 18 das maiores empresas cimenteiras do mundo (BARON et al., 2007).

O WBCSD-CSI considera as abordagens setoriais como um conjunto de políticas e medidas com maior capacidade para atingir os objetivos da Convenção do Clima, dado que tais políticas e medidas podem ser customizadas para atingir a máxima eficiência ambiental, econômica e social diante das características de cada setor e de cada região.

O foco nos grandes emissores (tanto em termos de países, quanto em relação às empresas), as parcerias para o desenvolvimento tecnológico e a difusão das melhores práticas entre as empresas são medidas mais facilmente aplicadas pelas abordagens setoriais e podem contribuir para a redução das emissões. As abordagens setoriais também facilitam a implementação de medidas com vistas a corrigir distorções de competitividade causadas por políticas de mitigação heterogêneas. Além disso, a negociação de medidas no seio de um setor gera custos de transação inferiores às negociações de medidas agregadas (para toda economia) (WBCSD-CSI, 2009a).

Políticas de mitigação diferenciadas são exemplos de adaptação ao desenvolvimento econômico de cada região, respeitando o princípio da responsabilidade comum, mas diferenciada. Dessa maneira, enquanto em alguns países a participação em medidas de mitigação pode ocorrer através de compromissos de eficiência de emissões (intensidade de emissões), em outros tais compromissos podem ser firmados através do sistema *cap-and-trade* e ainda em outros através da adoção de padrões tecnológicos e de eficiência. Segundo o WBCSD-CSI, abordagens setoriais bem sucedidas são as que lidam com a maior parte das emissões através das ações dos maiores produtores e seus governos.

⁶⁵ O WBCSD-CSI não se envolve apenas com questões ligadas às MCG. Suas preocupações também englobam poluição local, Saúde e Segurança do Trabalho, Impactos sociais e de uso da terra. Vide: http://csiprogess2007.org/index.php?option=com_content&task=view&id=10&Itemid=16.

3.2.9 Medidas de mitigação das emissões de GEE desenvolvidas pelo WBCSD-CSI e pela APP

Algumas medidas desenvolvidas pelo WBCSD-CSI para lidar com as MCG buscam melhorar a acurácia dos dados de emissões. Alguns resultados das pesquisas com vistas a melhorar a acurácia dos dados de emissão de GEE são:

- Padrão de Contabilidade e Divulgação das Emissões de CO₂ pela Indústria de Cimento;
- Melhoria da base de dados - A iniciativa “*Getting the Numbers Right* (GNR)”;
- Auditoria independente dos dados de emissões de CO₂

O WBCSD-CSI também tem direcionado esforços para a definição de linhas de base de intensidade de emissões e para o estímulo ao sistema de créditos de emissões, através de um sistema do tipo *no-lose target* para os países em desenvolvimento.

Outra medida para lidar com as MCG se refere a um guia para a redução do uso de combustíveis fósseis na produção do cimento conhecido como “Instruções para a Seleção e Uso de Combustíveis/Matérias-Primas na Produção de Cimento”⁶⁶.

O WBCSD-CSI tem apoiado a contabilização da redução das emissões proveniente do uso de combustível e matéria-prima alternativa através do estabelecimento de um Protocolo (*WBCSD on Cement Protocol*). Tal Protocolo estabelece que o uso de materiais alternativos pode compensar parcialmente ou totalmente as emissões setoriais provenientes da queima de resíduos. É importante dizer que tais instruções não se restringem às MCG, mas envolvem o uso sustentável de todos os recursos necessários para produção de cimento.

Entretanto, a redução das emissões por meio do uso de combustíveis alternativos não é contabilizada como créditos no mercado do EU-ETS, o que implica a necessidade de harmonização dessa política com as políticas internacionais, com vistas a estimular a redução de emissões do setor (BARON et al., 2007). O argumento que alerta sobre a possibilidade de pequena abrangência de uma política internacional baseada apenas em medidas setoriais⁶⁷ também se aplicaria a uma política internacional calcada somente em medidas agregadas, cujos critérios poderiam excluir medidas importantes de mitigação de emissões de GEE.

⁶⁶*Guidelines for the Selection and Use of Fuels / Raw Materials in the Cement Manufacturing Process.*

⁶⁷Argumento apresentado por BRADLEY et al. (2007) em 2.3.2, capítulo 2.

A APP tem liderado iniciativas de cooperação tecnológica, procurando difundir as melhores práticas do setor. A difusão das melhores práticas na China contribuiria para a melhoria da eficiência do setor (BARON et al, 2007).

3.2.10 Representatividade e desempenho das medidas implementadas pelo WBCSD-CSI

Segundo WBCSD-CSI (2009b), em 2005 as emissões de CO₂ dos participantes do WBCSD-CSI foram de cerca de 450 Mt de dióxido de carbono, sendo a carbono-intensidade média das empresas do grupo de aproximadamente 0,73 kg de CO₂/kg cimento. Ou seja, em 2005 a soma da produção de todas as empresas participantes do WBCSD-CSI foi de 616 Mt.

Segundo INTERNATIONAL CEMENT REVIEW (2009), a produção mundial de cimento em 2005 foi de 2340 Mt. Isso significa que os participantes do WBCSD-CSI respondem por cerca de 26% da produção mundial de cimento.

Segundo IEA (2007), a carbono-intensidade da produção global de cimento está em torno de 0,83 t de CO₂/t de cimento. Desse modo, se conclui que os participantes do WBCSD-CSI apresentam carbono-intensidade cerca de 12% menor que o índice global. A figura 3.5 apresenta a queda da carbono-intensidade da produção de cimento dos participantes da CSI⁶⁸ entre 1990 e 2005. Convém notar que em 1990 a carbono-intensidade dessas empresas era praticamente igual à carbono-intensidade da produção mundial de cimento em 2005, cerca de 0,80 kg de CO₂/kg cimento. Ainda, pela figura 3.5 é possível observar que a carbono-intensidade dos participantes da CSI vem se reduzindo a uma taxa de cerca de 0,5% ao ano entre 1990 e 2005⁶⁹.

⁶⁸ *Cement Sustainability Initiative*

⁶⁹ A agenda de compromissos da CSI foi divulgada em 2002 com plano de trabalho de 3 anos.

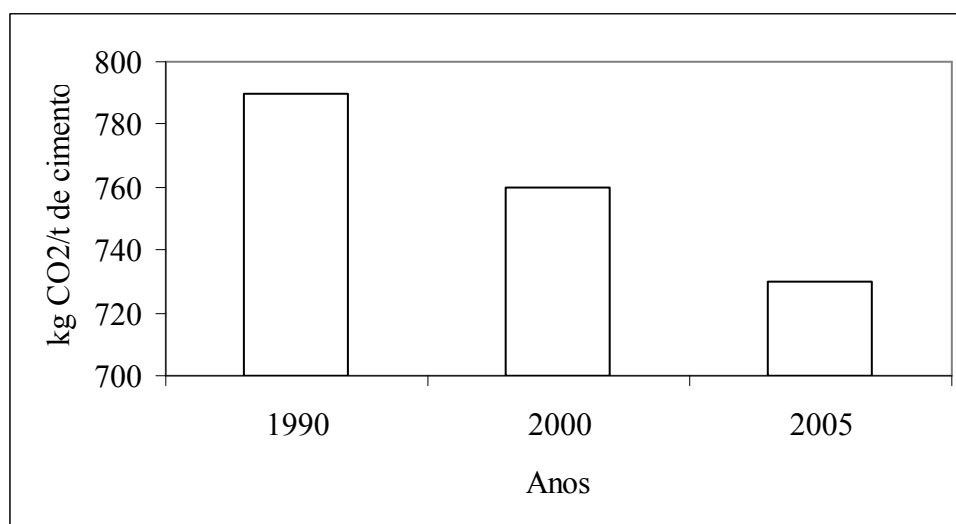


Figura 3.5 Carbono-intensidade dos participantes do WBCSD-CSI entre 1990 e 2005

Fonte: WBCSD-CSI, 2009b

O WBCSD-CSI demonstra preocupação pela ausência de empresas de países emergentes no CSI, dado que a maior parte do crescimento de produção do setor deve ocorrer nas nações em desenvolvimento. A figura 3.6 ilustra isso.

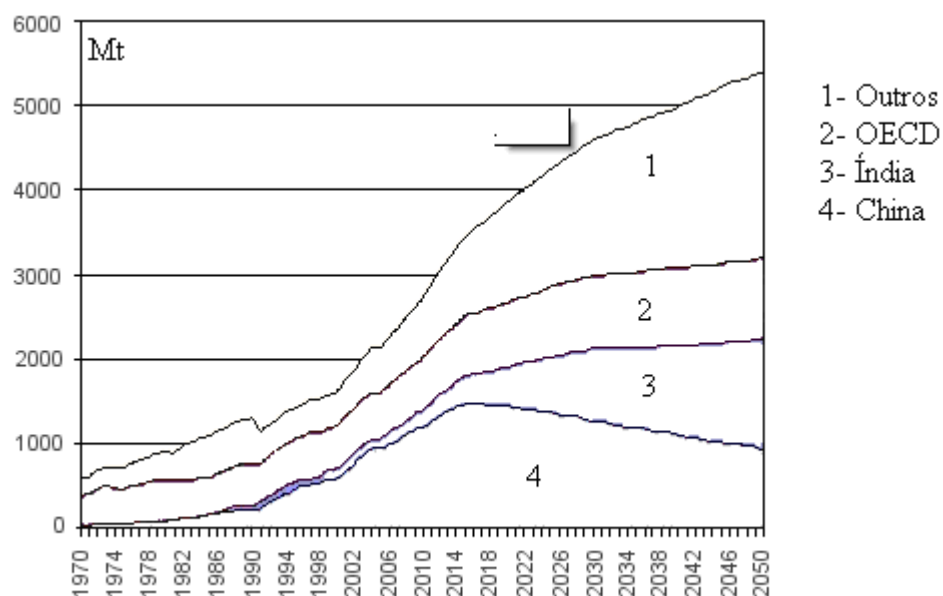


Figura 3.6 Estimativa da evolução da produção de cimento no mundo

Fonte: WBCSD-CSI, 2009b

O fato de a previsão de crescimento da produção de cimento apontar crescimento concentrado nas nações em desenvolvimento é mais uma justificativa para envolver tais nações em desenvolvimento em algum tipo de compromisso, tanto mais apropriado

quanto mais focado nos setores que mais emitem. Outra característica que indica a relevância de medidas setoriais para mitigar as emissões no setor cimento é a potencialidade de crescimento do setor no mundo, que segundo WBCSD-CSI (2009b), deverá mais que dobrar a produção mundial até 2050 (figura 3.6).

3.2.11 Principais desafios para mitigar as emissões no setor cimenteiro

Europa- As indústrias de cimento reclamam da diferença nas permissões de emissões alocadas às empresas cimenteiras localizadas em diferentes países europeus. Tal diferença deve ser resultado da diferença na responsabilidade de mitigação das emissões atribuída aos países europeus, ou seja, os países sujeitos as maiores reduções de emissões repartiram-nas por suas plantas industriais (BARON et al., 2007).

China- Tem atuado substituindo as plantas muito ineficientes por outras mais eficientes, o que fez com que as emissões de CO₂ se reduzissem em 234 Mt no período 2001-2007 (CAI et al., 2009). Entretanto, a mitigação das emissões na China apresenta uma série de barreiras, quais sejam:

- O consumo acumulado *per capita* de cimento na China em 2007 era cerca da metade desse consumo nos EUA, França e Alemanha em 1995 (CAI et al., 2009). O processo de industrialização e urbanização acelerado tanto da China quanto dos outros países em desenvolvimento tende a aumentar o consumo de cimento e, se a carbono-intensidade da produção se mantiver constante, as emissões de dióxido de carbono também aumentarão;
- O carvão extraído na China possui alta concentração de carbono e vem apresentando queda na qualidade, o que tende a tornar a produção de cimento mais carbono-intensiva (CAI et al., 2009);
- A pequena concentração industrial prejudica o desenvolvimento, transferência e difusão de tecnologia e aumenta os custos de transação;
- Tecnologias mais avançadas de produção de cimento podem reduzir as emissões de dióxido de carbono, mas costumam ser menos intensivas em trabalho, o que pode criar problema de desemprego. Segundo YAN (2007) *apud* CAI et al. (2009), a produtividade de cada trabalhador num processo NSP⁷⁰ é 5 a 6 vezes maior do que nos tradicionais *shaft kilns*;

⁷⁰ *New Suspension Pre-Heated Process*-NSP. Seria uma espécie de processo “via seca curta”.

- Uma tecnologia promissora é a incineração de lixo na produção de cimento. No entanto, há barreira técnica, dado que o lixo não é bem classificado e controlado e a pesquisa ainda está na fase exploratória. Devido à pequena concentração industrial, pequenas indústrias cimenteiras não conseguem alavancar capital necessário aos investimentos em mitigação de emissões. Muitas, inclusive, têm passado por dificuldades para alavancar capital de giro (CAI et al., 2009).

Segundo SCHMIDT et al. (2008), os países em desenvolvimento que mais contribuem para as emissões no setor cimento deveriam se engajar numa abordagem setorial do tipo *no lose target*, se comprometendo a reduzir a carbono-intensidade das emissões para 0,6 kg de CO₂/kg de cimento até 2020. Esse cenário levaria a redução de 25% (450 Mt de CO₂) nas emissões de CO₂ em 2020 em relação ao cenário referência.

3.3 Setor Siderúrgico

3.3.1 As emissões de GEE do processo de produção de aço⁷¹

Quanto ao processo produtivo as usinas siderúrgicas são classificadas em:

- Integradas: Operam o alto-forno para a redução do minério de ferro a ferro gusa, o forno básico à oxigênio (aciaria LD) para o refino do ferro-gusa (algumas vezes misturado à sucata), transformando-o em tarugos de aço carbono com a composição desejada, e a laminação para transformar os tarugos em aços acabados com o formato desejado;
- Semi-integradas: Operam apenas as fases de refino e laminação. Essas usinas usam ferro gusa, ferro esponja ou sucata metálica adquiridas de terceiros para transformá-los em aço em aciarias elétricas (fornos a arco elétrico) e, posteriormente, laminar os tarugos de aço produzidos pela aciaria (IBS, 2010).

Segundo WSA (2009a), em 2008 as usinas integradas responderam por 67,2% da produção global. Enquanto isso, as usinas semi-integradas produziram 30,6% do aço do mundo. Nesse ano, somente 2,2% da produção global ocorreu em processos ineficientes, como o *Open Heart Furnace*.

⁷¹ O processo de produção de aço é descrito no anexo 2.

Segundo COSTA (2002), o processo *Open Heart* é mais antigo e menos eficiente em termos energéticos e de produtividade, e está mais concentrado nos países da ex-URSS. A maior participação das aciarias elétricas se dá no conjunto de países do NAFTA, na África e no Oriente Médio. COSTA (2002) aponta, ainda, que a produção de aço através das usinas semi-integradas, e que têm como matéria-prima básica a sucata, vem aumentando em detrimento da redução da produção proveniente das usinas integradas, utilizando ferro-gusa como principal matéria-prima.

Cerca de 5% da produção global de aço se dá a partir do ferro-esponja, 35% a partir de sucata e o restante a partir de ferro-gusa (IEA, 2007).

A figura 3.7 compara as intensidades de emissões de dióxido de carbono de cinco processos de produção de aço cru⁷² derivados da combinação de uma tecnologia, com uma matéria-prima e um combustível: sucata com forno a arco elétrico; processo de produção de ferro-esponja (DRI) alimentado a carvão com forno a arco elétrico; processo de produção de ferro-esponja (DRI) alimentado a gás com forno a arco elétrico; alto-forno avançado com forno básico a oxigênio e alto-forno de médio desempenho com forno básico a oxigênio.

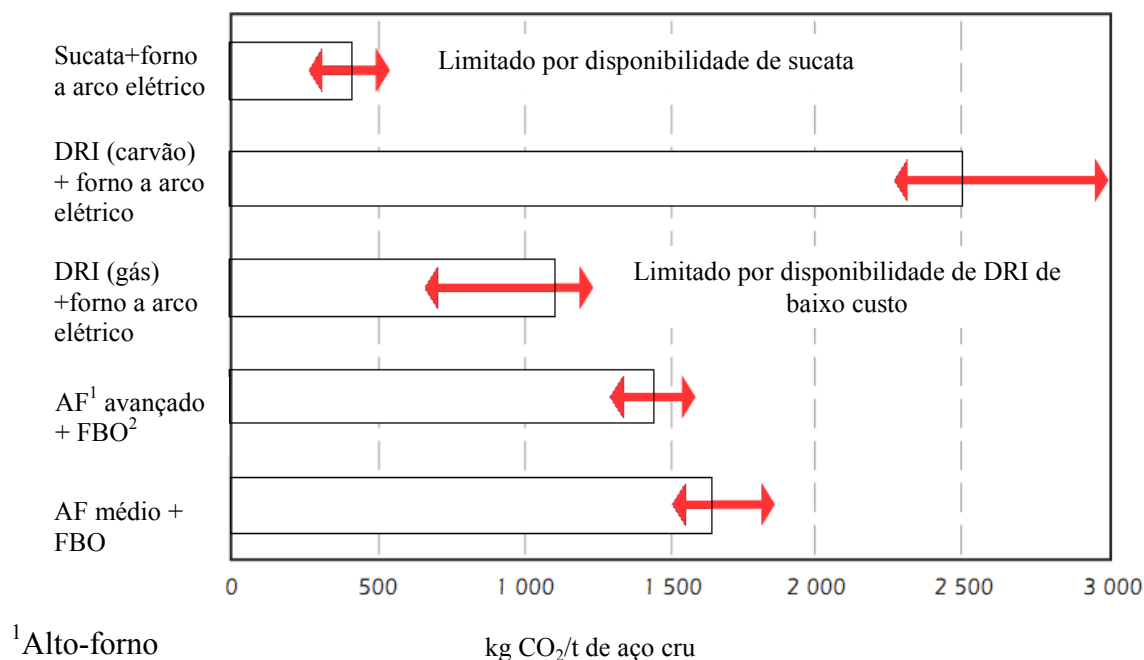


Figura 3.7 Intensidades de emissões de CO₂ em processos de produção de aço cru

Fonte: IEA, 2007

⁷² Não inclui laminação e acabamento.

A figura 3.7 apresenta as emissões energéticas e de processo para cada tecnologia em questão, inclusive as emissões relativas à produção da energia elétrica utilizada nos fornos a arco elétrico.

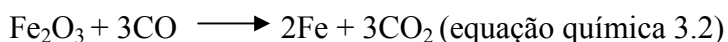
Os limites inferior e superior de emissões de cada processo refletem, respectivamente, o uso de energia elétrica cuja produção não emite dióxido de carbono e o uso de energia elétrica produzida em termelétricas a carvão. Além disso, os limites inferior e superior de emissões de cada processo também refletem diferenças na qualidade das matérias-primas.

O uso de processos com baixa carbono-intensidade depende da disponibilidade de matéria-prima e/ou combustível e da eficiência e custo da substituição. Por exemplo, a substituição do carvão por gás natural para alimentar o processo de redução direta do ferro não será realizada, se a diferença no custo das emissões não superar a diferença no custo de combustível.

3.3.2 Emissões de CO₂ da produção de ferro e aço

As emissões de dióxido de carbono da produção de aço são provenientes dos processos de queima direta e indireta de combustíveis fósseis e das emissões de processo, como a redução do óxido de ferro com carbono nos altos-fornos e a calcinação do calcário (CaCO₃) e da dolomita (MgCO₃). As emissões indiretas variam de um país para o outro, dadas as diferenças na matriz energética de cada país. O Brasil, por exemplo, apresenta uma baixa carbono-intensidade na produção de aço, devido, em parte, à participação da hidroeletricidade em 77% da geração elétrica em 2007 e da participação de carvão vegetal de floresta dedicada em parte da sua produção de aço (EPE, 2009).

O CO₂ gerado pela indústria siderúrgica é oriundo, principalmente, das emissões de processo (não energéticas) que ocorrem na reação química de redução do minério de ferro (WSA, 2010b). A equação química 3.2 apresenta essa reação:



A produção de aço no mundo em 2004 foi de 1069 Mt, sendo que 67,7% dessa produção ocorreu a partir de ferro-gusa e 5,0% dela a partir de ferro esponja (WSA, 2010a). Considere que todo o ferro-gusa seja consumido pelo forno básico a oxigênio (última tecnologia da figura 3.7) e que o restante da produção de aço do mundo (27,3%)

tenha sido realizada em fornos a arco elétrico alimentados com sucata. Levando-se em conta que BERNSTEIN et al. (2007) afirmam que todo o ferro esponja é produzido em fornos alimentados a gás natural e, recorrendo-se aos dados de intensidade de emissões de CO₂ apresentados na figura 3.7, é possível calcular o total de emissões de CO₂ da produção de aço cru no ano de 2004. Assim, recorrendo aos valores médios das intensidades de emissões de CO₂ da figura 3.7, tem-se, aproximadamente: 400 kg de CO₂/t de aço para o aço produzido a partir da sucata, 1100 kg de CO₂/t de aço para o aço produzido a partir do ferro esponja (gás natural) e 1600 kg de CO₂/t de aço para o aço produzido a partir do ferro-gusa. Com essas informações é possível concluir que, em 2004, a produção de aço cru emitiu cerca de 1,3 Gt de CO₂. Esse valor de emissões inclui as emissões energéticas e de processo, mas não inclui as emissões associadas à produção do coque usado nos altos-fornos, nem as emissões associadas ao processo de laminação e acabamento.

Segundo IEA (2007), o setor siderúrgico utilizou 359,5 Mt de coque em 2004. Tal fonte afirma ainda que o coqueamento consome entre 3,5 e 5,0 GJ/t de coque produzido. Utilizando-se a intensidade energética mínima da produção de coque (3,5 GJ/t) e considerando-se que toda energia gerada no coqueamento é produzida a partir do gás de coquearia, cuja carbono-intensidade é de 66,7 t CO₂/TJ de energia gerada (tabela 3.3), conclui-se que o processo de coqueamento contribuiu para aumentar as emissões do setor siderúrgico em 2004 em aproximadamente 0,1 Gt de CO₂.

O processo de laminação a quente consome energia para reaquecer os tarugos. Tanto a laminação a quente quanto a laminação a frio consomem energia elétrica para acionar os equipamentos. IEA (2007) afirma que, enquanto barras de aços estruturais necessitam somente de laminação a quente, aços para fabricação de automóveis e outras aplicações especiais necessitam de laminação a quente e de laminação a frio. Enquanto a laminação a quente consome entre 2,0 e 2,4 GJ/t de aço laminado, a laminação a frio consome entre 1,0 e 1,4 GJ/ t de aço laminado.

A tabela 3.7 apresenta a participação da laminação a frio na produção de aço de alguns países. O ano entre parênteses refere-se ao ano em que tal participação foi observada.

Tabela 3.7 Participação da laminação a frio na produção de aço

País	Laminação a frio (% da produção)
China (1996)	7
EUA (1994)	39
Índia (1995)	18
Coréia do Sul (1998)	36
México (1996)	17
Brasil (1995)	32

Fonte: KIM e WORRELL, 2002

Supondo que, em 2004, tais países (tabela 3.7) mantiveram a mesma participação da laminação a frio e que 10% do restante da produção mundial de aço nesse ano foi laminada a frio, é possível concluir que 151 Mt de aço foram laminados a frio em 2004 (WSA, 2010a; KIM e WORRELL, 2002). Sabendo-se que em 2004 foram laminados 1064 Mt⁷³ de aço e utilizando-se as intensidades energéticas mínimas dos processos de laminação, conclui-se que a laminação a quente e a frio consumiram 2279 PJ de energia em 2004. Supondo que toda essa energia tenha sido gerada a partir da queima do gás natural (tabela 3.3), estima-se que a laminação tenha contribuído com 0,1 Gt de CO₂ em emissões.

Assim, somando-se as emissões da produção de coque com as emissões dos processos de produção de aço e com as emissões da laminação conclui-se que, em 2004, o setor siderúrgico emitiu 1,5 Gt de CO₂.

Recorrendo-se a figura 3.1 é possível concluir que as emissões de GEE do setor siderúrgico representaram 4,1% das emissões de CO₂ e 3,1% das emissões de GEE geradas no ano de 2004. A figura 2.5 mostra que, em 2004, as emissões do setor industrial foram de cerca 9,5Gt de CO₂eq. Isso significa que o setor siderúrgico responde por 16,2% das emissões de GEE do setor industrial. Isso se deve à alta dependência do setor pelo carvão e à elevada produção global de aço.

WSA (2010b) afirma que produção de aço das companhias associadas ao WSA⁷⁴ apresenta uma carbono-intensidade de 1,7 tCO₂/t⁷⁵ de aço produzido e cita que as emissões de CO₂ da indústria siderúrgica global representam entre 4 e 5% das emissões

⁷³ Considera-se que todo aço produzido é laminado.

⁷⁴ Produziram 42% do aço mundial em 2006 (WSA, 2010b).

⁷⁵ Tais estimativas levam em conta os créditos de emissões gerados pelo uso de subprodutos da indústria (como a escória usada na pavimentação) e as emissões geradas no processo de produção do coque usado nas plantas siderúrgicas integradas (WSA, 2010b).

totais desse gás e entre 3 e 4 % das emissões antropogênicas de GEE, corroborando as estimativas realizadas nesse subitem.

3.3.3 Concentração industrial no setor siderúrgico

A produção mundial de aço cru em 2008 foi de 1327 Mt (WSA, 2009a). A tabela 3.8 mostra a participação dos dez países que mais produziram aço cru em 2008.

Tabela 3.8 Participação dos maiores produtores de aço cru na produção global de 2008

País	Produção (Mt)	Participação (%)
China	501	37,7
Japão	119	8,9
EUA	91	6,9
Rússia	69	5,2
Índia	55	4,2
Acumulado 5 maiores	834	62,9
Coréia do Sul	54	4,0
Alemanha	46	3,5
Ucrânia	37	2,8
Brasil	34	2,5
Itália	31	2,3
Acumulado 10 maiores	1035	78,0
Mundo	1327	100,0

Fonte: WSA, 2009a

Os cinco países que mais produziram aço cru em 2008 responderam por 62,9% da produção mundial, sendo que a China produziu mais de um terço da produção mundial. Já os dez maiores produtores de aço cru concentram 78,0% da produção mundial. A tabela 3.9 apresenta a produção de aço cru realizada pelas dez empresas que mais produziram aço cru em 2008.

Tabela 3.9 Participação das maiores empresas na produção global de aço cru em 2008

Empresa	Produção (Mt)	Participação na produção global- %
ArcelorMittal	103	7,8
Nippon Steel ¹	38	2,8
Baosteel Group	35	2,7
POSCO	35	2,6
Hebei Steel Group	33	2,5
JFE	33	2,5
Acumulado 6 maiores	277	20,9
Wuhan Steel Group	28	2,1
Tata Steel ²	24	1,8
Jiangsu Shagang Group	23	1,8
U.S. Steel	23	1,7
Acumulado 10 maiores	376	28,3
Acumulado 40 maiores	738	55,6
Produção global	1327	100,0

¹Inclui parte da Usiminas

²Inclui Corus

Fonte: WSA, 2009a

As seis empresas que mais produziram aço cru em 2008 respondem por cerca de 21,0% da produção mundial do produto, uma concentração muito similar à do setor cimento (20,0%). Já as dez maiores empresas produziram em 2008 28,3 % do aço, enquanto as quarenta maiores responderam por 55,6% da produção global. Em geral, tanto a concentração industrial como a concentração nacional da produção de aço cru são muito semelhantes a tais concentrações para o setor cimento. Tais concentrações passam a ser um pouco maiores para o setor siderúrgico, quando o número de empresas e países considerados passam para dez. Parte disso pode ser explicado pela baixa concentração das empresas do setor cimento na China, e pelo fato de a China produzir metade do cimento mundial.

3.3.4 Comércio Internacional e o impacto das Alocações Nacionais de Emissão sobre a lucratividade do setor

O comércio internacional de aço⁷⁶ em 2007 somou 502,4 Mt, dos quais 434,5 Mt representam o comércio internacional de produtos acabados e semi-acabados. Dado que

⁷⁶ Inclui produtos acabados, semi-acabados, tarugos e “semis” (identificado como aço líquido).

a produção global de aço em 2007 foi de 1342,6 Mt, o comércio internacional de aço representa 37,4% da produção global (WSA, 2009a).

A tabela 3.10 apresenta os dez maiores exportadores líquidos e os dez maiores importadores líquidos de produtos acabados e semi-acabados em 2007.

Tabela 3.10 Maiores exportadores e importadores líquidos de produtos acabados e semi-acabados em 2007

País	Exportação líquida (Mt)	País	Importação líquida (Mt)
China	49,2	EUA	17,9
Japão	30,9	Irã	11,7
Ucrânia	28,1	Vietnã	8,3
Rússia	22,1	Coréia do Sul	7,9
Brasil	8,8	União Européia (27) ¹	7,5
Bélgica-Luxemburgo	7,4	Espanha	7,1
Áustria	2,8	Tailândia	7,0
África do Sul	2,5	Itália	6,7
Alemanha	2,4	EAU	6,6
Eslováquia	2,3	Turquia	6,6

¹Exclui comércio intra-regional

Fonte: WSA, 2009a

A tabela 3.11 apresenta a exportação líquida de produtos acabados e semi-acabados em 2007 por região, excluindo o comércio intra-regional.

Tabela 3.11 Exportação líquida de aço por região

Região	Exportação líquida (Mt)
União Européia (25)	-7,5
Outros-Europa	-9,7
Economias em transição ¹	49,8
NAFTA	-20,7
Outros-América	2,1
África e Oriente Médio	-45,7
China	49,2
Japão	30,9
Outros-Ásia	-47,0
Oceania	-1,4

¹CIS; países da ex-URSS

Fonte: WSA, 2009a

Apesar da considerável participação do setor siderúrgico no comércio internacional (35,0% da produção de produtos acabados e semi-acabados em 2007), não há evidências de que tal comércio seja impulsionado por medidas de restrição às emissões aplicadas em países que ratificaram o Protocolo de Quioto. REINAUD (2008) afirma que não se constata diferenças significativas no padrão de produção e comercialização de aço antes e depois da introdução da EU-ETS. Enquanto os preços das alocações de emissões no mercado *spot* cresceram 152% entre janeiro e dezembro de 2005, as importações líquidas de aço pela União Europeia apresentaram queda nesse ano. Já em 2006, apesar de as importações líquidas de aço pela União Europeia terem aumentado, isso foi consequência do crescimento da demanda, dado que a utilização da capacidade das usinas siderúrgicas cresceu de 83 para 90%. Se o crescimento das importações tivesse sido resultado do aumento da competitividade do aço importado em relação ao aço regional, a utilização da capacidade das siderúrgicas europeias teria caído.

Para concluir que a EU-ETS não deve ter impactado o custo de produção do aço, basta observar que o nível de alocação de emissões para as empresas do setor foi 17,5%⁷⁷ acima das emissões declaradas pelas empresas siderúrgicas. Assim, as empresas do setor não precisaram adquirir créditos para cumprir suas metas de emissão (REINAUD, 2008). Pelo contrário, o setor siderúrgico europeu lucrou com a venda de créditos em excesso.

É difícil avaliar o impacto do custo do CO₂ sobre a lucratividade do setor, dado que os preços do aço apresentaram grande volatilidade entre 2004 e 2007, com crescimento da demanda mundial (puxada pela demanda na China) e dos preços regionais do produto (REINAUD, 2008).

Caso o sistema mude das alocações gratuitas de permissões de emissões para o leilão de permissões de emissões, o setor siderúrgico sofreria maiores impactos. Considerando-se o custo do CO₂ de julho de 2008 (25 euros/t de CO₂), o aço laminado produzido numa planta integrada sofreria um acréscimo no seu custo de 49 euros/t⁷⁸. Esse aumento de custo representa 12% do preço do produto em 2005⁷⁹ (REINAUD, 2008).

Além disso, 40% do aço produzido na União Europeia provem de fornos a arco elétrico, o que representa menor ameaça à competitividade, dado que a carbono-intensidade do

⁷⁷ Essa estimativa leva em conta as plantas siderúrgicas, as plantas de produção de coque e as plantas de produção de minério. A estimativa de super-alocação de permissões apenas para as plantas siderúrgicas é de 19% acima das emissões realizadas por tais plantas (REINAUD, 2008).

⁷⁸ Considerando uma carbono-intensidade de 2,35 t de CO₂/t de aço laminado (REINAUD, 2008).

⁷⁹ Em 2006 o aço e suas matérias-primas sofreram um aumento significativo de preço (REINAUD, 2008).

aço produzido a partir da sucata é menos de um terço da carbono-intensidade do processo de uma planta integrada. Considera-se aqui que a eletricidade não implique aumentos demasiados no custo, seja pela auto-geração⁸⁰ da maior parte da eletricidade consumida e/ou pela assinatura de contratos de compra de eletricidade a preços razoáveis (REINAUD, 2008).

Enquanto ferro e aço semi-acabado são considerados produtos homogêneos, aços acabados diferem em nível de qualidade e uso. Além disso, o mercado de produção de aços acabados na Europa é concentrado e o custo de frete desses produtos é elevado. Todos esses fatores permitem certo repasse do aumento dos custos ao preço do aço acabado (REINAUD, 2008).

Entretanto, o mercado de aço na Europa está praticamente estável, enquanto em países emergentes, como China, Índia e Brasil, ele continua crescendo. Na Europa os investimentos do setor são dirigidos à melhoria da qualidade e à adaptação as restrições ambientais. Já no Brasil e na China, por exemplo, os investimentos são alocados no aumento de capacidade de produção. No caso do Brasil, os investidores aproveitam-se da abundância de matéria-prima e energia, enquanto no caso da China o crescimento acelerado da demanda e o baixo custo da mão-de-obra são os principais atrativos (REINAUD, 2008). Tem-se notado também o investimento em plantas especializadas na produção de tarugos de aço (semi-acabados) no Brasil, México, Rússia e Ucrânia (BARON et al., 2007 *apud* REINAUD, 2008). Isso pode significar perda de mercado da siderurgia européia, caso o crescimento na demanda na Europa seja atendido pela importação de aço semi-acabado desses países.

3.3.5 Diferenças na carbono-intensidade da produção de aço

As emissões de dióxido de carbono por tonelada de aço variam muito de nação para nação. A tabela 3.12 apresenta a intensidade de emissões de alguns países. A intensidade de emissões de cada nação é referente ao ano entre parênteses.

⁸⁰ As plantas integradas da União Européia adquirem cerca de 10% da eletricidade que consomem, sendo o restante auto-gerado (REINAUD, 2008).

Tabela 3.12 Intensidade de emissões da produção de aço

País	Intensidade de emissões (tCO₂/t de aço)
China (1996)	3,10
EUA (1994)	2,00
Índia (1995)	3,80
Coréia do Sul (1998)	1,60
México (1996)	1,60
Brasil (1995)	1,25

Fonte: KIM e WORRELL, 2002

Diferenças na intensidade de emissões estão associadas às rotas de produção, qualidade do produto, eficiência na produção de energia, disponibilidade de combustíveis, carbono-intensidade dos combustíveis e carbono-intensidade da energia elétrica produzida. Apenas para citar alguns exemplos, foi verificado (figura 3.7) que a carbono-intensidade do processo que utiliza fornos a arco elétrico alimentados com sucata é cerca de um terço da carbono-intensidade do processo integrado de produção de aço. A produção de aços especiais exige uma etapa adicional de processamento (laminação a frio) e cada nação apresenta uma participação diferente na produção desses tipos de aço. O Brasil, por exemplo, produz parte do seu aço com o uso do carvão vegetal que, quando proveniente de floresta dedicada, contribui para reduzir suas emissões em comparação aos países que dependem exclusivamente do coque de carvão mineral. Como mencionado, a maior parte das emissões de CO₂ do setor siderúrgico são geradas pela redução do minério de ferro (emissões não energéticas). Mais de 90% das emissões de CO₂ da indústria siderúrgica são provenientes da produção de ferro em nove países/regiões: Brasil, China, União Européia, Índia, Coréia do Sul, Rússia, Ucrânia e Estados Unidos (WSA, 2010b).

3.3.6 Oportunidades de mitigação das emissões no setor siderúrgico

Antes de se apresentar os mecanismos de mitigação de emissões no setor siderúrgico é importante definir os limites para a contabilidade de emissões. Como o interesse desse subitem é apresentar o mais amplo conjunto de medidas de mitigação de emissões, optou-se por incluir tanto as emissões associadas à produção dos insumos e da energia consumida no processo, quanto as emissões evitadas no reuso dos subprodutos gerados no processo.

Há diversas formas de reduzir as emissões associadas à produção de ferro e aço que podem ser classificadas em dois grupos: ações pelo lado da demanda e ações pelo lado da oferta. Pelo lado da oferta temos:

- Eficiência energética;
- Substituição de combustíveis;
- Mudanças tecnológicas;
- Reciclagem de aço;
- Captura e estocagem de carbono (CCS);

Eficiência energética- O uso de fornos a arco elétrico alimentados por sucata requer bem menos energia que o uso de altos-fornos e fornos básicos a oxigênio.

A maior parte da produção de aço no mundo, cerca de 60%, é realizada por meio da combinação de alto-forno e forno básico a oxigênio. Nessa combinação, o processo mais energo-intensivo é o de redução do minério de ferro, que ocorre no alto-forno. Algumas medidas de eficiência energética no processo de redução incluem: injeção de carvão; melhor aproveitamento dos gases que, ao serem misturados a outros gases com maior densidade energética, podem ser usados para a produção de energia elétrica. Os gases de alto-forno também podem ser usados para produção de calor que aquece os tarugos de aço antes de serem laminados. A eficiência do uso dos gases de exaustão dos altos-fornos impacta a energia líquida utilizada no processo de redução.

Existem outros processos de derretimento do minério de ferro, como o processo corex, que elimina a necessidade de produção de coque e permite a utilização de carvão de qualidade inferior. Segundo COSTA (2002), o processo corex apresenta flexibilidade para plantas modulares e reduz prejuízos ao meio ambiente.

Tecnologias que melhorem a eficiência energética da laminação, dedicadas à produção de laminados de pequena espessura, têm sido desenvolvidas.

Substituição de combustíveis- Gás natural pode ser utilizado para substituir o coque dos altos-fornos, resultando em redução das emissões no processo de redução do minério de ferro, como verificado por GIELEN e MORIGUCHI (2001). A substituição de combustíveis depende da diferença de preços desses combustíveis. Onde o gás natural é muito barato pode ser economicamente vantajoso a utilização desse energético, mas, caso contrário, e na ausência de políticas de mitigação de emissões, será mantido o uso de coque. Deve-se verificar também se o maior uso de gás natural na siderurgia desloca este energético de outros consumos, onde ele passa a ser substituído por fontes

com maior teor de carbono, como óleo combustível e o próprio carvão. Nesse caso, tal substituição pode não se mostrar ambientalmente vantajosa.

O carvão vegetal pode substituir o carvão mineral injetado nos altos-fornos. O uso predominante do carvão vegetal em substituição ao coque encontra dificuldades associadas à estabilidade da carga do alto-forno, apesar de ser utilizado em altos-fornos de pequena capacidade. Para haver vantagens em relação à redução das emissões de GEE é necessário que o carvão vegetal seja oriundo de florestas dedicadas à produção de carvão, pois caso seja proveniente do desmatamento não há a captação de carbono pelo crescimento da floresta.

O uso de resíduos plásticos para substituição de coque e carvão nos altos –fornos reduz as emissões e tem sido testado no Japão e na Alemanha.

Reciclagem de aço e reuso dos subprodutos da produção de aço- Como pode ser observado na figura 3.7, a produção de aço a partir de sucata (100%) em forno a arco elétrico é bem menos carbono-intensiva do que a produção de aço em altos-fornos/forno básico a oxigênio. Há duas dificuldades para usar sucata: sua disponibilidade e as impurezas que ela pode conter, impossibilitando a produção de aços super especificados.

O reuso do gás de alto-forno e de outros gases (gás de coqueria) foi discutido na seção que trata de eficiência energética, dado que o aproveitamento desses gases se dá na geração de energia (em geral, térmica), o que provoca economia de energia produzida por outras fontes. O uso mais comum do gás de alto-forno é para aquecimento da corrente de ar injetada nos alto-fornos. Mas para tal propósito, o gás de alto-forno deve ser purificado e enriquecido com gás de coqueria.

As emissões também podem ser evitadas através do aproveitamento da lama de alto-forno na produção de determinados tipos de cimento. Nesse caso, a contribuição para a redução de emissões está associada às emissões evitadas pela redução da proporção de clínquer ao cimento.

Captura e estocagem de carbono- É tecnicamente possível separar o dióxido de carbono dos gases de exaustão do alto-forno e estocá-lo sob a superfície da terra ou do oceano. Entretanto, essa é uma opção de longo prazo, dados os custos ainda elevados e as incertezas ambientais da estocagem (GIELEN e MORIGUCHI, 2002). IEA (1999b) *apud* GIELEN e MORIGUCHI (2002) aponta custos entre US\$ 25 e US\$ 33 dólares por

tonelada de CO₂ absorvido quimicamente e transportado para um local profundo do oceano. GIELEN e MORIGUCHI (2002) afirmam que caso a recuperação de CO₂ seja por meio de adsorção física tais custos podem reduzir pela metade.

As ações de mitigação pelo lado da demanda envolvem a eficiência no uso dos materiais. Desenvolvimentos recentes têm mostrado que o redesenho de produtos a base de aço pode reduzir consideravelmente o peso desses produtos (GIELEN e MORIGUCHI, 2002).

3.3.7 Visão das abordagens setoriais pela WSA

O *International Iron and Steel Institute* (IISI), atualmente conhecido como *World Steel Association* (WSA), tem 180 companhias e várias associações regionais associadas. Dentre as 180 companhias associadas estão 19 das 20 maiores (WSA, 2009b).

A WSA tem sugerido aos governos uma abordagem climática setorial global, de modo a incentivar o crescimento da produção nas corporações mais eficientes e o declínio da produção em empresas menos eficientes. Esse instituto também tem trabalhado junto aos governos para envolver todos os países maiores produtores mundiais de aço numa infra-estrutura setorial global. Tal infra-estrutura estimularia a retirada de operação de tecnologias obsoletas e estimularia a reciclagem do aço.

Existem diversas abordagens setoriais nacionais e regionais de mitigação de emissões no setor siderúrgico aplicadas pela APP e pelo Japão⁸¹.

Políticas nacionais ou regionais podem incentivar o vazamento de emissões e prejudicar a competitividade dos países que ratificaram o Protocolo de Quioto. Além disso, não garantem a expansão das companhias mais eficientes e a retração das menos eficientes. Diante desse contexto justifica-se a proposição de uma abordagem setorial global para o setor siderúrgico.

A WSA advoga para que esse tipo de abordagem integre o acordo climático pós-2012. A vantagem dessa proposta de abordagem setorial global é a sua ampla aceitação pelos membros da WSA, tanto de países desenvolvidos quanto de nações em desenvolvimento, incluindo a China.

⁸¹ A indústria de aço japonesa estabeleceu uma meta de 10% de redução no consumo energético em 2010 em relação aos níveis de 1990 (WSA, 2007b).

3.3.8 Medidas de mitigação das emissões de GEE desenvolvidas pela WSA, pela APP e pela indústria siderúrgica

A WSA estabeleceu um grupo de trabalho que tem aprimorado a contabilidade de emissões e adotado a intensidade de emissões como medida de comparação de desempenho. Tal grupo também está incumbido de construir uma metodologia de divulgação das emissões e de divulgar as principais medidas de eficiência energética que podem ser aplicadas pelo setor siderúrgico.

A WSA também lançou o “*CO₂ Breakthrough Programme*” que vem impulsionando o desenvolvimento tecnológico regional para alcançar significativas reduções de emissões nas próximas décadas. Essa iniciativa é classificada como uma Medida Orientada à Tecnologia que busca complementar outras iniciativas de redução das emissões.

A APP também tem contribuído para a coleta de dados no setor. Tal organização de informações é importante, dadas as diferentes tecnologias de produção existentes no setor siderúrgico que apresentam diferentes desempenhos de emissões. As autoridades chinesas também lançaram recentemente um ambicioso programa nacional de eficiência energética para a siderurgia e têm implementado medidas para desincentivar as exportações de aço e retirado subsídios de atividades energo-intensivas (BARON et al., 2007).

Empresas da indústria siderúrgica têm implementado medidas que contribuem para a mitigação das emissões. Desenvolvimentos de tipos de aços mais leves e que garantem a segurança do produto são realizados. Aços mais resistentes à corrosão, estendendo o intervalo entre trocas e reduzindo a demanda e as emissões de GEE também são desenvolvidos. Outras medidas envolvem o estímulo ao uso de sucata e de subprodutos, como a lama de alto-forno para reduzir as emissões na indústria de cimento. A indústria siderúrgica também estabeleceu uma força-tarefa para desenvolver medidas setoriais globais para a redução das emissões no período pós-2012.

Em 2006 mais de 40% do aço foi produzido a partir de sucatas (WSA, 2007a). No entanto, não há sucata suficiente para atender a demanda global de aço via reciclagem, sendo necessária a combinação da produção com uso de minério de ferro com a produção a partir da fusão da sucata.

3.4 Setor Alumínio

3.4.1 O consumo de energia do processo de produção de alumínio

O processo de produção de alumínio primário consome cerca de 20 vezes mais energia final do que a produção a partir de alumínio reciclado (IEA, 2007).

A tabela 3.13 apresenta o consumo energético das etapas de refino da bauxita e de redução da alumina.

Tabela 3.13 Consumo energético das etapas de refino da bauxita e de redução da alumina

Etapas	Consumo energético (GJ/t de alumina)	Consumo energético (kWh/t de alumina)	Consumo energético (kWh/t de alumínio)
Refino da bauxita			
• Energia Térmica ✓ Digestão com soda cáustica ✓ Calcinação	6,3-12,6		
• Energia elétrica	3,4-4,2	403-697 ¹	
Redução da alumina - Eletrólise			13.000-18.000

¹Baseado na informação de que 13% do consumo de energia do processo de refino corresponde à energia elétrica

Fonte: IEA, 2007

Transformando a energia térmica consumida nos processo de digestão e calcinação de GJ/t para kWh/t temos que o processo de digestão consome entre 1750 e 3500 kWh/t de alumina, enquanto o processo de calcinação entre 944 e 1167 kWh/t de alumina. Assim, o refino da bauxita deve consumir entre 3097 e 5364 kWh/t de alumina (energia térmica + elétrica).

Uma comparação mais detalhada do consumo energético em cada etapa de produção do alumínio primário é apresentada na tabela 3.14.

Tabela 3.14 Participação de cada etapa da produção de alumínio primário no consumo energético

Energia (%)	Mineração bauxita	Refino da Bauxita em alumina	Produção dos anodos	Redução da alumina em alumínio	Produção de tarugos	Total
Eletricidade	0,0	1,0	0,3	60,4	0,8	62,4
Combustível fóssil	0,7	14,6	0,6	1,4	1,7	19,0
Transporte	0,6	0,4	0,0	0,0	0,4	1,4
Outra (<i>Ancillary</i>)		5,0	12,1			17,1
Total	1,3	21,0	13,1	61,8	2,9	100,0

Fonte: IPAI, 2000 *apud* WATSON et al., 2005

3.4.2 Emissões de GEE da produção de alumínio

As emissões de GEE do processo de produção de alumínio englobam as emissões oriundas do processo de mineração da bauxita, do seu refino, da produção dos anodos, da redução da alumina e da produção de tarugos. As emissões do processo de mineração da bauxita provêm da queima de combustíveis para a movimentação de máquinas, equipamentos e meios de transporte. As emissões de dióxido de carbono do refino da bauxita (extração da alumina), da produção dos anodos e da produção de tarugos são provenientes da queima de combustíveis fósseis para a geração de energia térmica e elétrica⁸² necessárias as etapas de cada processo. Também podem estar associadas a esses processos emissões de GEE oriundas do transporte de materiais.

As emissões de GEE do processo de redução da alumina em alumínio se devem às emissões de processo e às emissões da produção de energia elétrica. As emissões de processo envolvem o dióxido de carbono e os perfluorcarbonos (PFCs).

A formação de dióxido de carbono ocorre na redução da alumina em alumínio e é representada pela equação química 3.3: $2 \text{Al}_2\text{O}_3 + 3 \text{C} = 4 \text{Al} + 3 \text{CO}_2$. Os PFCs são gerados em condições especiais. Nas células de eletrólise, Al_2O_3 é dissolvida em criolita derretida (Na_3AlF_6). Se o nível de óxido de alumínio (Al_2O_3) nas células estiver muito baixo, criolita reagirá com o anodo e formará os PFC's, CF_4 e C_2F_6 , GEE de alto forçamento radiativo (BERNSTEIN et al., 2007). Outra fonte (indireta) de dióxido de

⁸² Quando a energia elétrica for gerada em termoeletricas a combustíveis fósseis.

carbono pode ser a queima de combustíveis fósseis para produzir energia elétrica para realização da eletrólise.

A redução da alumina é o processo mais carbono-intensivo, já que ele engloba as emissões associadas à geração de energia elétrica e as emissões de processo tanto de CO₂ quanto de PFC's. Ainda, a intensidade de emissões (emissões por tonelada de alumínio produzido) pode variar muito, dependendo da tecnologia de redução da alumina e da fonte de geração da energia elétrica utilizada na redução. Mais de 60% da eletricidade usada no processo eletrolítico em 2005 foi gerada por hidrelétricas (IEA, 2007). Hoje em dia, pelo menos 55% do alumínio primário do mundo é produzido usando energia elétrica gerada em hidrelétricas (IAI, 2009b).

A figura 3.8 apresenta as variações que ocorrem nas emissões de GEE quando diferentes processos de redução da alumina e diferentes fontes de geração de energia elétrica são aplicadas.

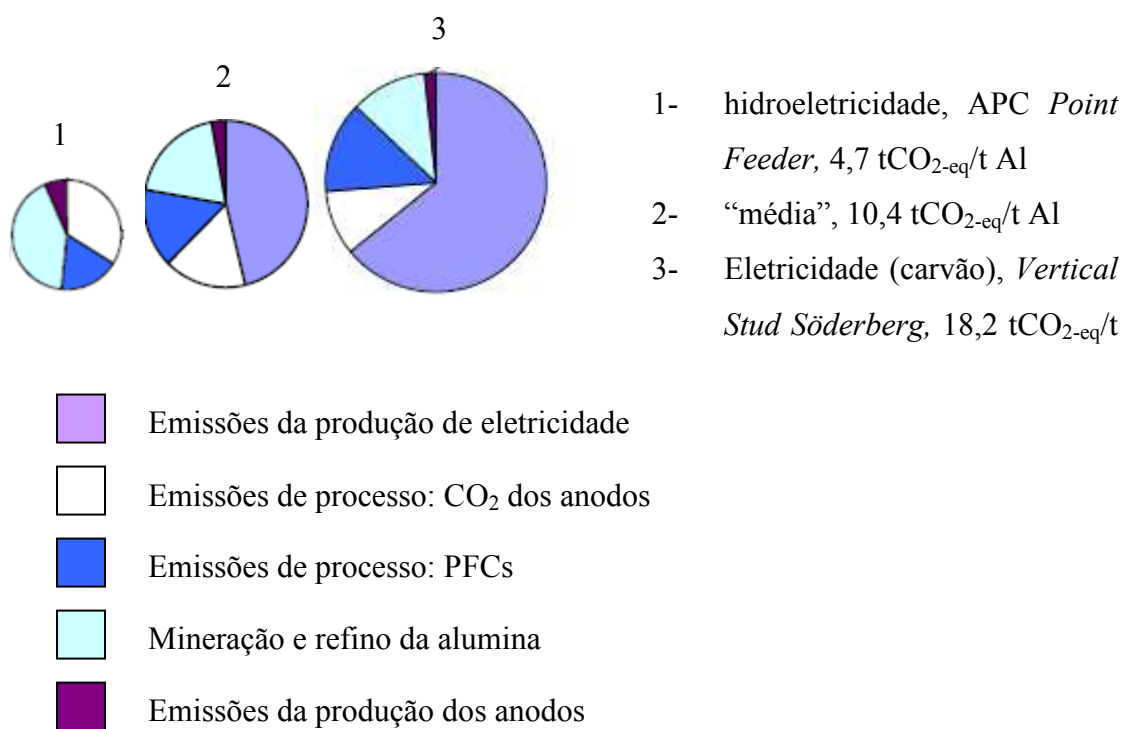


Figura 3.8 Variações nas emissões de GEE de acordo com o processo de produção de alumínio e a fonte de geração de energia elétrica

Fonte: ELLIS e BARON, 2005

Assim, a intensidade média de emissões de GEE na produção de alumínio primário fica em torno de 10 t CO₂-eq/t de alumínio produzido. A tabela 3.15 elucida a participação das fontes de emissões de GEE no processo de produção de alumínio primário.

Tabela 3.15 Participação das fontes de emissões de GEE no processo de produção de alumínio primário.

Fontes de emissão de GEE (% do total de CO ₂ -eq)	Mineração bauxita	Refino da Bauxita em alumina	Produção dos anodos	Redução da alumina em alumínio	Produção de tarugos	Total
Processo			1,4	12,8		14,2
Elettricidade		0,9	0,2	45,7	0,6	47,4
Combustível fóssil	0,6	12,0	0,5	1,0	1,2	15,4
Transporte	1,3	0,9	0,0	0,0	1,1	3,3
Outra (Ancillary)		1,3	0,9			2,2
PFC's				17,5		17,5
Total	1,9	15,1	3,0	77,1	2,9	100,0

Fonte: IPAI, 2000 *apud* WATSON et al., 2005

Nota: As emissões de GEE relacionadas à produção de eletricidade consumida no processo de redução da alumina foram estimadas a partir do: (1) consumo de eletricidade das plantas de redução, incluindo as perdas na transmissão; (2) características da produção de energia nos países (fatores de eficiência, tecnologias) estimadas pela OECD; (3) fatores de emissão de CO₂ para os combustíveis (toneladas de CO₂/tonelada de combustível) do IPCC e OECD.

A tabela 3.15 indica que o processo de redução da alumina é o mais carbono-intensivo, respondendo por quase 80% das emissões de GEE da produção de alumínio primário. Boa parte das emissões de GEE da produção global de alumínio primário se deve ao consumo de eletricidade (47,4%). As emissões de processo (inclusive PFCs) também apresentam forte participação nas emissões de GEE, respondendo por cerca de 32% dessas emissões, enquanto a queima de combustíveis fósseis representa cerca de 16% das emissões.

Segundo IAI (2009a), a produção global de alumínio primário emitiu em 2008 cerca de 1,0% das emissões antropogênicas de GEE. Segundo ELLIS e BARON (2005), as emissões de GEE do setor alumínio em 2004 responderam por cerca de 0,9% das emissões antropogênicas naquele ano. De acordo com os dados da figura 3.1 as emissões antropogênicas de GEE em 2004 atingiram aproximadamente 49,0 Gt de CO₂eq, ou seja, o setor de alumínio deve ter emitido em 2004 aproximadamente 0,4 Gt de CO₂eq.

Recorrendo à figura 2.5 é possível notar que as emissões de GEE do setor industrial em 2004 foram de cerca de 9,5Gt de CO₂eq. Isso significa que o setor alumínio responde por cerca de 5% das emissões de GEE do setor industrial.

Um cálculo simples permite verificar que as emissões de GEE provenientes da produção de alumínio secundário são desprezíveis. Considere que a produção de alumínio primário consome 77,5⁸³GJ/t de alumínio produzido. Como a produção de alumínio secundário consome 5% da energia consumida pela produção do alumínio primário, a produção de alumínio secundário consome 3,9 GJ/t de produção. Segundo MARTCHEK (2006) *apud* BERNSTEIN et al. (2007), a produção de alumínio secundário em 2004 alcançou cerca de 14,0 Mt. Isso significa um consumo de 54,6 PJ para produzi-lo. Supondo que toda a energia utilizada na produção de alumínio secundário seja gerada pela queima de gás natural, e utilizando-se a carbono-intensidade do gás natural (tabela 3.3), estima-se que a produção de alumínio secundário foi responsável pela emissão de 0,003 Gt CO₂, o que equivale 0,006% dos GEE emitidos em 2004.

3.4.3 Concentração industrial no setor de produção de alumínio

O crescimento médio anual da produção mundial de alumínio primário desde 1990 tem sido de 3,2% ao ano (WATSON et al., 2005).

A escolha das regiões onde devem ocorrer as etapas de produção de alumínio depende da análise de viabilidade técnico-econômica que considera a disponibilidade de matéria-prima, insumos, seus custos, custos de transportá-los, custos associados às restrições ambientais, entre outros. A mineração da bauxita ocorre onde há presença do mineral. A etapa de redução da alumina ocorre, normalmente, em regiões onde há suprimento de energia elétrica confiável e de baixo custo, já que a eletricidade representa entre 25 e 35% dos custos operacionais da produção de alumínio (WATSON et al., 2005). O refino da bauxita ocorre próximo tanto da mineração quanto perto da etapa de redução, dependendo da região do mundo. Já a produção de alumínio secundário é predominante em regiões com grande disponibilidade de alumínio descartado.

A mineração e o refino estão concentrados na Austrália e na América Latina, enquanto a etapa de redução é predominante na China e nos EUA. Nos últimos 30 anos, a produção

⁸³Foi considerado que o processo eletrolítico consome 13000 kWh/t. Também foi observado na tabela 3.14 que tal valor equivale a 60,4% da energia consumida para produzir alumínio primário.

verticalmente integrada⁸⁴ tem se intensificado em regiões como: Austrália, Brasil, China e a região da ex-União Soviética (WATSON et al., 2005).

Enquanto a produção global de alumínio primário em 2004 alcançou 29,9 Mt, a produção de alumínio secundário foi de cerca de 14,0 Mt (USGS, 2009; MARTCHEK, 2006 *apud* BERNSTEIN et al., 2007).

A produção de alumínio primário em 2006 alcançou cerca de 33,9 Mt enquanto a de alumina foi de 65,7Mt e a mineração de bauxita de 162,0 Mt (IAI, 2007). A produção mundial de alumínio primário em 2007 foi de 37,9 Mt (USGS, 2009). A tabela 3.16 mostra a participação dos dezessete países que mais produziram alumínio primário em 2007.

Tabela 3.16 Participação dos maiores produtores de alumínio primário na produção global de 2007

País	Produção (Mt)	Participação	País	Produção (Mt)	Participação
China	12,60	33,2%	Acumulado 10 maiores	30,07	79,1%
Rússia	3,96	10,4%	Barém	0,87	2,3%
Canadá	3,08	8,1%	Venezuela	0,61	1,6%
EUA	2,55	6,7%	Moçambique	0,56	1,5%
Austrália	1,96	5,2%	Alemanha	0,55	1,5%
Acumulado 5 maiores	24,15	63,7%	França	0,43	1,1%
Brasil	1,61	4,2%	Tajiquistão	0,42	1,1%
Noruega	1,30	3,4%	Islândia	0,40	1,1%
Índia	1,22	3,2%	Outros	4,01	10,6%
África do Sul	0,90	2,4%	Mundo	37,94	100,00%
EAU ¹	0,89	2,4%			

¹ Emirados Árabes Unidos

Fonte: USGS, 2009

Os cinco países que mais produziram alumínio primário em 2007 responderam por 63,7% da produção mundial, sendo que a China produziu mais de um terço do total da produção mundial. Já a produção acumulada dos 10 maiores produtores de alumínio primário em 2007 alcançou 79,1% da produção global. A participação dos 5 e dos 10

⁸⁴ Envolvendo os estágios de mineração, refino e redução.

maiores produtores de alumínio primário, cimento e aço na produção mundial de cada um desses produtos é praticamente igual entre os setores.

A tabela 3.17 apresenta a produção de alumínio primário das dez empresas que mais o produziram em 2003.

Tabela 3.17 Participação das maiores empresas na produção global de alumínio primário em 2003

Empresa	Produção (Mt)	Participação na produção global- %
Alcoa	3,47	12,4
Alcan ¹	3,25	11,6
RusAl	2,21	7,9
Norsk Hydro	1,51	5,4
BHP Billiton	1,09	3,9
Rio Tinto	0,81	2,9
Acumulado 6 maiores	12,35	44,1
Chalco	0,76	2,7
Sual Holdings	0,64	2,3
Dubal	0,56	2,0
Acumulado 9 maiores	14,31	51,1
Produção global	28,00	100,0

¹Inclui produção da Pechiney adquirida pela Alcan em dezembro de 2003

Fontes: USGS, 2009, ROLING e LYNCH, 2004 *apud* BERGSDAL et al., 2004

As seis empresas que mais produziram alumínio primário em 2003 respondem por cerca de 44,1% da produção mundial do produto, uma concentração muito maior que as dos setores siderúrgico e de cimento (em torno de 20,0%) em 2008. Já as nove maiores empresas produziram em 2003 51,1% do alumínio primário, bem maior que a concentração de produção das dez maiores empresas cimenteiras (máximo estimado de 24,2%) e das dez maiores companhias siderúrgicas (28,3%) em 2008. Tal fato indica que, enquanto a concentração industrial da produção de alumínio primário tende a ser bem maior que a concentração industrial da produção de aço cru e cimento, a concentração nacional (entre países) da produção dos três setores não é muito diferente. Apesar de a produção de alumínio apresentar a participação de grandes corporações multinacionais, na China e na Rússia, dois grandes produtores de alumínio, ocorre a presença de várias companhias nacionais (ELLIS e BARON, 2005). Tal fato tende a dificultar a aceitação de abordagens setoriais para o setor alumínio desses países, dado

que os governos da China e da Rússia teriam que arcar com grande esforço e custo de negociação para definir as metas do setor alumínio em seus países.

3.4.4 Comércio Internacional e o impacto das Alocações Nacionais de Emissões sobre a lucratividade do setor

Do total da produção de alumínio (primário e secundário), 77% é comercializado internacionalmente (WATSON et al., 2005). A tabela 3.18 apresenta os maiores exportadores líquidos e os maiores importadores líquidos de alumínio em 2003.

Tabela 3.18 Maiores exportadores e importadores líquidos de alumínio em 2003

País	Exportação líquida (Mt)	País	Importação líquida (Mt)
Ex-URSS	3,45	EUA	3,76
Canadá	2,17	Japão	2,61
Austrália/Nova Zelândia	1,77	Oeste da Europa	1,71
América Latina	1,66	Sudeste da Ásia	0,59
Coréia	0,72	Índia	0,04
África	0,41		
China	0,36		
Leste da Europa	0,28		
Oriente Médio	0,07		

Fonte: WATSON et al., 2005

O preço do alumínio é estabelecido globalmente pelo *London Metal Exchange*. A estrutura da indústria é tal que nenhum produtor isoladamente pode influenciar os preços internacionais (ELLIS e BARON, 2005).

GRUBB e WILDE (2004) estudaram o impacto do Plano Nacional de Alocação do Reino Unido sobre o lucro das empresas de alumínio que atuam no país, diante da atual política climática global⁸⁵. O setor de alumínio, apesar de não estar sujeito a limites de emissões (não é um setor incluído no EU-ETS), sofrerá o impacto indireto das restrições do setor elétrico. Para o setor elétrico, o resultado da simulação sugere que quase todas as firmas desse setor serão capazes de manter o mesmo lucro de antes das restrições as emissões, com exceção de poucas geradoras muito carbono-intensivas. Isso ocorreria

⁸⁵ Tais autores também estudaram o impacto do Plano Nacional de Alocação do Reino Unido sobre o lucro dos setores elétrico, cimenteiro, siderúrgico, de papel e de alumínio que atuam no país, diante da atual política climática global.

por meio do repasse do aumento de custo ao preço da eletricidade, dado que a demanda por energia elétrica é razoavelmente inelástica ao preço e com mercado regionalizado. Isso afeta principalmente a competitividade de setores muito eletro-intensivos, como é o caso do setor de alumínio. Pelo fato de o alumínio ser bastante comercializado internacionalmente, há sérias dificuldades em compensar o aumento dos custos no preço do produto. Assim, sujeito ao forte impacto do aumento no preço da eletricidade, que compõe cerca de 35% do seu custo, o setor alumínio está entre os setores que mais se preocupam com ameaças à competitividade, que podem levar ao vazamento de emissões. Somado a isso, o alumínio é uma *commodity* com preço estipulado no mercado internacional, ou seja, não há liberdade para repasse dos custos de mitigação ao preço do produto. Uma solução comumente encontrada pelas companhias de alumínio é a propriedade de geradoras da própria energia (GRUBB e WILDE, 2004).

A análise dos dados do período 1999-2006 não evidencia impacto das restrições às emissões sobre os fluxos europeus de comércio internacional de alumínio primário. Além disso, a extensão na qual os produtores de alumínio primário ficaram sujeitos ao aumento dos custos da eletricidade é restrita, tendo em vista que, em 2006, apenas 18% deles não possuíam contratos de longo prazo de aquisição de eletricidade (REINAUD, 2008).

Os preços do alumínio cresceram 82% entre 2003 e 2006, a margem de lucro operacional dos produtores europeus de alumínio em 2005-2006 foi o dobro da de 1998-1999, dificultando a observação de qualquer impacto do aumento do preço da eletricidade sobre a perda de competitividade dos produtores europeus de alumínio (REINAUD, 2008).

No entanto, a situação futura do setor alumínio não parece tão animadora quanto a situação atual. Até 2010, 65% dos contratos de longo prazo de compra de eletricidade terá expirado. Além disso, a possibilidade da implantação do sistema de leilão de permissões (em substituição as permissões gratuitas) para o setor elétrico e do acirramento das metas de emissões podem aumentar significativamente os custos de eletricidade para o setor alumínio. A inclusão das emissões diretas do setor alumínio na EU-ETS pode piorar ainda mais a situação (REINAUD, 2008).

A importação de alumínio na União Européia tem aumentado, tendo em vista que a região tem experimentado crescimento na demanda e estagnação no nível de produção. Não há planos de expansão da capacidade produtiva na União Européia, de modo que há a tendência de que a Europa se torne cada vez mais importadora do produto.

3.4.5 Diferenças na carbono-intensidade da produção de alumínio

As emissões de dióxido de carbono equivalente por tonelada de alumínio primário variam muito de nação para nação, dadas as diferenças tecnológicas e ligadas à matriz energética de cada país. Tendo em vista que a eletricidade utilizada no processo de eletrólise responde por quase 50% das emissões de GEE da produção de alumínio primário, a tabela 3.19 apresenta a carbono-intensidade das emissões associadas à produção da energia utilizada no processo de eletrólise.

Tabela 3.19 Intensidade das emissões energéticas do processo de eletrólise

País	Intensidade de emissões da produção de energia elétrica (tCO ₂ /MWh)	Intensidade de emissões energéticas da eletrólise (tCO ₂ /t de alumínio primário)	País	Intensidade de emissões da produção de energia elétrica (tCO ₂ /MWh)	Intensidade de emissões energéticas da eletrólise (tCO ₂ /t de alumínio primário)
Leste da Europa ¹	1,10	16,7	EUA	0,61	9,5
China	1,06	15,9	América Latina ²	0,48	7,3
Índia	0,98	15,0	Ásia ³	0,42	6,3
Austrália	0,82	12,1	União Européia ⁴	0,38	5,4
Ex-URSS	0,64	11,6	Canadá	0,19	2,8
Alemanha	0,67	10,3	Brasil	0,05	0,7
África	0,71	10,3	Oeste da Europa ⁵	0,00	0,1
Oriente Médio	0,68	10,3			

^{1,2,3,4 e 5} Estão excluídas dessas regiões os países que aparecem isoladamente na tabela e que pertencem a tais regiões.

Fonte: SCWARZ et al., 2001

Nota: Os dados utilizados nessas estimativas são de 1995.

Diferenças na intensidade das emissões energéticas do processo de eletrólise estão associadas à carbono-intensidade da energia elétrica produzida e à eficiência do consumo de eletricidade no processo eletrolítico, o que depende da tecnologia utilizada para reduzir a alumina. A partir da tabela 3.19 é possível notar a correlação positiva

entre a intensidade de emissões da produção de eletricidade e a carbono-intensidade energética da redução da alumina. Países com forte participação da hidroeletricidade como o Brasil, o Canadá, a Noruega, a Suécia e a Islândia apresentam baixa intensidade de emissões na geração de energia elétrica. Já a Alemanha, a China, a Índia e os EUA apresentam forte participação da geração termelétrica a carvão, resultando numa elevada carbono-intensidade na produção de energia elétrica e, conseqüentemente, elevada intensidade de emissões na redução da alumina.

Na seção 3.4.2 foi estimado que as emissões de GEE da produção global de alumínio de 2004 alcançaram 0,4Gt de CO_{2eq}. USGS (2009) divulga que a produção global de alumínio primário em 2004 foi de cerca de 29,9 Mt. Segundo MARTCHEK (2006) *apud* BERNSTEIN et AL. (2007), a produção de alumínio secundário em 2004 foi de cerca de 14,0 Mt. Desse modo, estima-se que a intensidade de emissões de GEE da produção de alumínio em 2004 foi de cerca de 10,02 t de CO_{2-eq}/ t de alumínio. WATSON et. al (2005) apontam que a carbono-intensidade da produção de alumínio primário nos países da OECD é de cerca de 12,6 t de CO_{2-eq}/ t de alumínio, enquanto nos países não OECD esse valor chega a 13,0 t de CO_{2-eq}/ t de alumínio. Apesar de o alumínio primário apresentar uma carbono-intensidade bem superior à do aço cru (1,45 t CO₂/t de aço), IAI (2009a) afirma que a análise das emissões de GEE da utilização do alumínio no setor dos transportes deve considerar todo ciclo de vida do produto. Deve-se ter em mente que a redução do peso dos veículos contribui para a redução do consumo de combustíveis. Além disso, a produção de alumínio secundário possibilita a redução de 95% do consumo de energia em relação a produção de alumínio primário.

3.4.6 Oportunidades de mitigação das emissões no setor alumínio

Há diversas formas de reduzir as emissões associadas a produção de alumínio. As mais promissoras estão associadas à difusão de tecnologias estado da arte como *Point Feeders Prebake*, aperfeiçoamento no controle de processos (em especial na fase de redução da alumina) e aumento da reciclagem de alumínio. Pesquisas estão sendo desenvolvidas para a construção de anodos inertes que eliminariam as emissões de CO₂ e de PFC's associadas ao consumo desses anodos. Muitas iniciativas são de baixo custo ou de custo zero e têm sido aplicadas especialmente na reforma dos equipamentos de redução da alumina (BERNSTEIN et al., 2007). Dentre elas temos:

- **Redução das emissões de PFC's** –Essas emissões podem ser significativamente reduzidas através de aperfeiçoamento do controle de processo. A atualização tecnológica também pode contribuir para a redução das emissões de GEE, através da adição de mecanismos conhecidos como *Point Feeders* que melhoram o controle de alimentação da alumina;
- **Eficiência energética-** Dado que o consumo de energia elétrica responde por cerca de 35% dos custos totais da produção de alumínio, há grande incentivo para a busca da eficiência energética. A tecnologia “*Point Feeder Prebake* (PFPB)” utilizada na redução da alumina é a mais eficiente energeticamente, apresentando necessidade de 13,3 MWh/t de alumínio. Enquanto isso, tecnologias mais antigas do tipo Söderberg consomem cerca de 16,6 MWh/t de alumínio. A tecnologia PFPB mais eficiente também tende ao menor nível de emissão de PFC's, apesar de isso depender muito do modo de operação do processo de redução (ELLIS e BARON, 2005);
- **Redução das emissões de CO₂ de processo-** Emissões de dióxido de carbono de processo ocorrem nas fases de redução da alumina e de preparação dos anodos. Durante a redução da alumina o carbono dos anodos reage com a alumina (Al₂O₃) e forma dióxido de carbono (equação química 3.3). Plantas usando tecnologias similares apresentam pequena variação na formação de CO₂ a partir da reação da alumina com os anodos. Desse modo, o foco das medidas de redução das emissões no setor está no PFC e nas emissões associadas à produção de energia elétrica, dado que a redução das emissões de PFC's e a eficiência energética podem ser alcançadas por meio da melhoria do processo, o que não exige grandes investimentos em capital.
- **Reciclagem de alumínio-** A produção de alumínio secundário mitiga até 95% das emissões de GEE geradas na produção de alumínio primário;
- **Redução do peso dos veículos-** A aplicação de alumínio em veículos reduz seus pesos, o consumo de combustível e a emissão de GEE. IAI (2008) afirma que um estudo de ciclo de vida realizado pelo Instituto conclui que cada quilograma de alumínio usado para substituir outro material mais denso na fabricação de um

automóvel evita a emissão de 15 a 20 kg de GEE. O estudo aplicado aos metrô e trens subterrâneos aponta mitigação de 26 kg de GEE para a Europa e 51 kg para os EUA, para cada kg de alumínio utilizado na substituição de materiais mais densos.

3.4.7 Medidas de mitigação das emissões de GEE desenvolvidas pelo IAI, pela APP e pela indústria de alumínio

O *International Aluminum Institute* (IAI) envolve 25 companhias, que representam 80% da produção de alumínio primário do mundo (IAI, 2009c,d). O IAI atua aplicando medidas setoriais que atuam no âmbito de Iniciativas Industriais Unilaterais focadas em medidas quantitativas.

Os membros do IAI se propuseram a reduzir em 80% a intensidade de emissões de PFC's da indústria de alumínio e em 10% a intensidade energética da redução da alumina entre os membros do Instituto até 2010, em relação a tais índices em 1990 (BERNSTEIN et al., 2007). A intensidade de emissões de PFC's caíram de 4,9 para 0,6 t CO₂-eq / t de alumínio entre 1990 e 2006, ou seja, uma redução de quase 88% nesse período⁸⁶ (IAI, 2008). Além disso, a redução da intensidade energética no processo de eletrólise (redução da alumina) alcançou cerca de 6% nesse mesmo período, devido principalmente à instalação de novas plantas de produção de alumínio (IAI, 2007). O IAI tem trabalhado no sentido de difundir as melhores práticas para a melhoria da eficiência energética da produção de alumínio.

De 2001 a 2006 o consumo de alumínio pelo setor de transportes cresceu cerca de 28%, o que é promissor do ponto de vista da redução das emissões no setor transportes (IAI, 2007). IAI (2007) estima que a mitigação das emissões associada ao uso do alumínio no setor transportes pode dobrar entre 2005 e 2020, podendo alcançar mitigação de emissões da ordem de 500 Mt de CO₂ por ano em 2020.

Enquanto as emissões diretas da produção de alumínio reduziram 30% de 1990 a 2005, impulsionadas exclusivamente pela redução nas emissões de PFC's⁸⁷, as emissões indiretas foram mais resistentes a queda. Isso se deve em parte ao investimento de

⁸⁶ A pesquisa envolveu 64% da produção global de alumínio. As emissões referentes aos representantes dos 36% restantes da produção foram estimadas pelo IAI (IAI, 2008).

⁸⁷ Nesse período as emissões de PFC's reduziram 70%, enquanto as emissões diretas de CO₂ aumentaram 62%, acompanhando o crescimento da produção de alumínio (IAI, 2008).

capital necessário para realizar a substituição tecnológica por equipamentos de redução da alumina mais eficientes (IAI, 2008).

No entanto, cerca de 20% da produção global de alumínio é responsável por 50% das emissões de PFC's (IAI, 2008). Isso indica que há muito espaço para aplicar e aprimorar as medidas de mitigação de emissões.

O *Climate Change Task Group* está propondo novas metas para o setor, que envolvem a redução de 20% na intensidade energética do processo de refino da alumina até 2020 (IAI, 2007). Outras metas se referem à redução do consumo de anodo e à eficiência no processo de produção de tarugos de alumínio (IAI, 2008).

A intensidade de emissões da produção de alumínio reduziu cerca de 2 t de CO₂-eq/ t de alumínio entre 2000 e 2007 (IAI, 2008). Isso significa uma queda de quase 17% na intensidade de emissões, ou seja, nesse período a intensidade de emissões caiu a uma taxa de cerca de 2% ao ano.

Em 2006 a reciclagem respondeu por cerca de 33% da produção de alumínio. Com o aumento da produção de alumínio, a demanda por matéria-prima é respondida com cerca de 66% de produção a partir de alumínio primário e o restante a partir de alumínio reciclado (IAI, 2007). A figura 3.9 ilustra isso. Enquanto eixo esquerdo apresenta a produção total de alumínio, o eixo direito apresenta as porcentagens de participação do alumínio primário e secundário na produção mundial de alumínio.

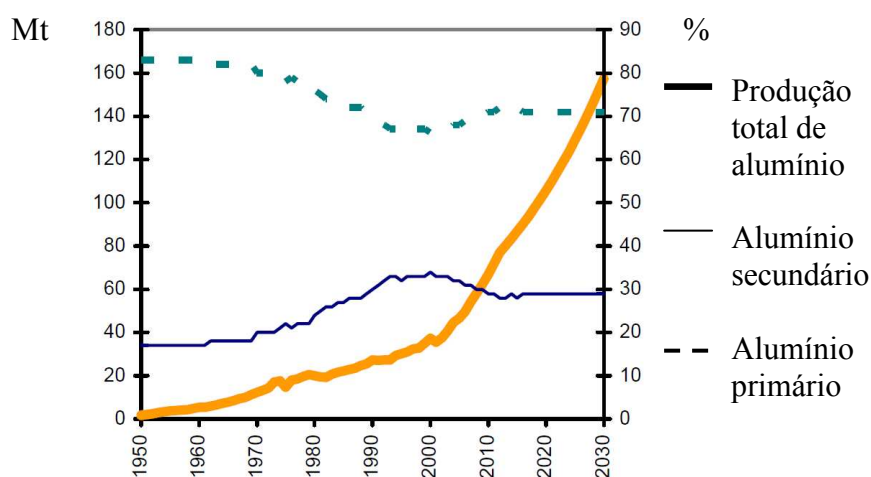


Figura 3.9 Participação do alumínio secundário na produção total de alumínio

Fonte: IAI, 2007

Além de todas as metas de mitigação das emissões do setor, o IAI divulga anualmente o desempenho climático por meio de um Relatório de Sustentabilidade. Além disso,

participa das COPs⁸⁸, bem como junto à WSA, vêm participando da elaboração de uma abordagem setorial para o setor de metais (IAI, 2009a)⁸⁹.

Como os setores cimenteiro e siderúrgico, o setor de alumínio também é coberto pela APP que estabelece regras para divulgação das emissões de PFC's, estabelece *benchmarks* e realiza o intercâmbio das melhores tecnologias e práticas na redução de emissões de PFC's. Nos EUA o setor de alumínio se engajou com a *Environmental Protection Agency* para reduzir as emissões de PFC's. O resultado foi a redução da intensidade de emissões de CO₂ equivalente pela metade entre 1990 e 2002 (BARON et al., 2007). A tabela 3.20 apresenta as principais características dos setores siderúrgico, alumínio e cimenteiro que revelam a aptidão desses setores às abordagens setoriais.

⁸⁸ Conferência das Partes.

⁸⁹ Devo agradecer a Régis Rathmann que auxiliou com a fonte de informações.

Tabela 3.20 Características dos setores cimenteiro, siderúrgico e alumínio

Características	Cimenteiro	Siderúrgico	Alumínio(primário e secundário)
Participação nas emissões globais (%)	4 ¹	3 ²	0,9 ^{3 *}
Intensidade de emissões (t CO2-eq/ t de produto)	0,8	2,25	13,4 t CO2-eq/ t de alumínio primário ⁴ 10,02 t CO2-eq/ t de alumínio (primário e secundário) ⁵
Participação nas emissões do setor industrial (%)	22	16	5
Concentração da produção nos países (%)	5>: 62 ⁶ 10>:71	5>: 63 ⁷ 10>:78 ⁷	5>: 64 ⁸ (primário) 10>:79 ⁸ (primário)
Concentração da produção nas empresas (%)	6>: 20 ⁹ 10> 24 ⁹	6>: 21 ¹⁰ 10> 28 ¹⁰ 40>56 ¹⁰	6>: 44 ¹¹ (primário) 9> 51 ¹¹ (primário)
Comércio Internacional (% da produção global)	6 ¹²	38 ¹³	77 ¹⁴
Crescimento anual da produção (%) (período)	6,6 ¹⁵ (1998-2008)	6,3 ¹⁶ (1998-2007)	3,2 ¹⁷ (1990-2004)

Fontes: ¹HENDRIKS et al., 2004 e BODEN et al., 2009; ²KIM e WORRELL, 2002; WSA, 2010 ; BERNSTEIN et al., 2007 ; IEA, 2007 ; MCT, 2005 ; ³ELLIS e BARON, 2005; ⁴ ELLIS e BARON, 2005 e USGS, 2009 ⁵ ELLIS e BARON, 2005; USGS, 2009 e BERNSTEIN et al., 2007; ⁶INTERNATIONAL CEMENT REVIEW, 2009; ⁷WSA, 2009a; ⁸USGS, 2009; ⁹idem 6 ; ¹⁰idem 7 ; ¹¹USGS, 2009 e ROLLING e LYNCH, 2004 *apud* BERGSDAL et al., 2004; ¹²idem 6; ¹³idem 7; ¹⁴idem 5; ¹⁵idem 6; ¹⁶idem 7; ¹⁷idem 5.

*As emissões da produção de alumínio secundário são desprezíveis (vide 3.4.2)

3.5 Abordagens setoriais em estudo

Há setores que apresentam características que dificultam sua inclusão em metas agregadas. Apesar de o Protocolo de Quioto tratar da maior parte das emissões dos países que o ratificaram, os setores de aviação internacional e de transporte marítimo são excluídos das metas agregadas, em parte devido à dificuldade de atribuir as emissões desses setores a países específicos. Dado o caráter internacional desses setores, países têm desejado sua regulação internacional, visando evitar que a criação da regulamentação fique dividida em diversos padrões nacionais. As entidades às quais o Protocolo de Quioto atribui as emissões desses setores são a Organização Internacional de Aviação Civil e a Organização Marítima Internacional. Além disso, a União Européia tem proposto incluir as emissões do setor de aviação no seu mercado de emissões (EU-ETS), cobrindo inicialmente somente os vôos nacionais e incluindo, no futuro, os internacionais. O setor de uso da terra e de florestas também é excluído do Protocolo, em parte por causa das dificuldades para medir suas emissões e para assegurar a permanência das reduções de emissões do setor. Esse setor é o segundo maior emissor, apresenta as emissões concentradas em poucos países e com potencial de serem reduzidas a baixo custo, tornando-o um bom candidato à abordagem setorial. Mas suas emissões não são bem quantificadas, e os fatores responsáveis por essas emissões variam entre os países, colocando desafios para definir as medidas de mitigação das emissões (BODANSKY, 2007).

Há estudos da potencialidade da implantação de acordos setoriais no setor de geração de energia elétrica. O setor elétrico parece um improvável candidato às abordagens setoriais quando analisado do ponto de vista da heterogeneidade, descentralização e dificuldade de transmissão da eletricidade a distâncias muito grandes, o que faz com que competitividade não seja uma preocupação primordial desse setor. Por outro lado, esse é o setor que apresenta as maiores emissões, que são bem quantificadas e que apresentam rápido crescimento. Decisões de investimentos em capital de longo prazo poderiam associar-se ao crescimento de emissões por décadas, tornando alta a prioridade de políticas de mitigação para o setor. Reduzir drasticamente as emissões do setor elétrico requerirá tecnologias como captura e estocagem de carbono, cujo desenvolvimento em larga escala só é possível através de cooperação internacional. A tecnologia e o financiamento necessários podem ser mais rapidamente alcançados como parte de um acordo específico para o setor elétrico (BODANSKY, 2007).

O *PEW Center on Global Climate Change* estuda a possibilidade de que compromissos voluntários *bottom-up* sejam integrados à infra-estrutura climática global. São baseados em acordos multilaterais (intergovernamentais, “Metas e prazos governamentais”) em que governos se comprometem a reduzir emissões num setor específico. Esses acordos podem apresentar várias configurações: vários acordos setoriais independentes, um conjunto de acordos ligados a uma infra-estrutura comum (podendo cada um apresentar participação de países diferentes) ou acordos setoriais como complemento à infra-estrutura climática global⁹⁰ (EGENHOFER e FUJIWARA, 2008).

Existe um modelo de medidas integradas para o setor de transporte sendo desenvolvido pelos integrantes do setor automotivo europeu no programa chamado “*Competitive Automotive Regulatory Systems for the 21st Century (CARS21)*”, que avalia o potencial de redução de emissões de cada ator através de desenvolvimento tecnológico de automóveis e combustíveis, comportamento na direção, infra-estrutura de transporte etc.. A partir dessa avaliação são sugeridas políticas e medidas que possam ser aplicadas de modo mais eficiente possível. Abordagens integradas buscam envolver todos os atores envolvidos e distribuir as tarefas de acordo com o conceito de custo-eficiência (EGENHOFER e FUJIWARA, 2008).

3.6 Considerações finais

O capítulo 3 apresentou exemplos de setores onde as abordagens setoriais vêm sendo aplicadas, analisando com cuidado as características dos setores cimenteiro, siderúrgico e alumínio que contribuem para a aptidão desses setores às abordagens setoriais para lidar com as MCG. Tal análise torna-se importante diante do fato de que os capítulos seguintes se dedicarão a analisar a aptidão do setor refino de petróleo às abordagens setoriais para lidar com as MCG. Assim, será possível comparar as características dos setores estudados nesse capítulo com as características do setor refino de petróleo. Como salientado por diversos autores (introdução desse capítulo), os setores cimenteiro, siderúrgico e alumínio são bons candidatos às abordagens setoriais para lidar com as MCG. A partir das análises dos capítulos seguintes e da comparação com os dados levantados nesse capítulo, será possível determinar em que medida o setor refino de petróleo é um bom candidato (ou não) às abordagens setoriais para lidar com as MCG.

⁹⁰ Maiores detalhes sobre essas configurações são encontradas em Bodansky (2007).

Capítulo 4 – Consumo de energia, emissões de GEE e oportunidades de mitigação das emissões no refino de petróleo

4.1 Introdução

Este capítulo analisará a contribuição de cada atividade do setor petróleo às emissões de GEE. Como será verificado, o segmento de refino do petróleo é o que apresenta a maior contribuição às emissões de GEE do setor. Assim, essa dissertação focará na análise da aptidão do segmento refino de petróleo às abordagens setoriais para lidar com as MCG. Como foi apresentado na seção 2.2, os parâmetros que devem ser analisados para verificar a aptidão de um setor às abordagens setoriais são: participação nas emissões globais de GEE, taxa de crescimento das emissões, potencial para redução das emissões, co-benefícios ambientais e econômicos das medidas de mitigação, custos de mitigação, nível de trancamento tecnológico, exposição ao comércio internacional, concentração do setor, tanto em termos de empresas, quanto em termos de países, receptividade do setor por medidas de mitigação, homogeneidade dos produtos e processos, facilidade de monitoramento, características específicas de um determinado setor e presença ou ausência de efeito de rede. Dentre estes parâmetros o capítulo 4 analisará o setor refino de petróleo quanto à participação nas emissões globais de GEE, à taxa de crescimento das emissões, e em relação à homogeneidade dos processos. Por fim, serão apresentadas as oportunidades de mitigação de emissões de GEE no setor refino, a fim de analisar o potencial que o setor possui para reduzir suas emissões.

4.2 As atividades do setor petróleo

LORETI et al. (2003) elaboraram os “Princípios para a Divulgação de GEE na Indústria do Petróleo⁹¹” para a IPIECA, no qual delimitam as atividades do setor petróleo. Tais atividades envolvem desde os processos de descoberta de petróleo e gás até a entrega dos produtos finais (derivados de petróleo ou petroquímicos) aos consumidores. Tais processos são normalmente agrupados da seguinte forma:

- Operações do *Upstream*: exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás;

⁹¹ *Petroleum Industry Guidelines for Reporting Greenhouse Gas Emission.*

- Operações do *Downstream*: transporte de petróleo e gás, refino, processamento, distribuição e comercialização dos derivados e do gás, incluindo a comercialização no varejo.
- Petroquímicos: Produção, distribuição e comercialização de produtos químicos derivados do petróleo e gás (petroquímicos).

Grandes corporações petrolíferas são, normalmente, verticalmente integradas e estão envolvidas em todas essas atividades. Companhias petrolíferas menores podem ter operações em apenas uma ou em parte de uma dessas atividades. Companhias petrolíferas também podem desenvolver atividades que não são associadas tipicamente à indústria do petróleo, como: mineração de carvão, geração de energia elétrica, transporte de gás natural, produção de energias renováveis e produção de metais. No entanto, a análise das emissões de GEE pelas empresas de petróleo se restringirá às atividades que mais contribuem para as emissões de GEE. Na verdade, as análises se concentrarão na atividade de refino do petróleo, já que, como será mostrado no item 4.4, esta é a atividade que concentra a maior parte das emissões do setor petróleo.

4.3 Emissões de GEE pelo setor petróleo

A figura 4.1 mostra a participação das emissões de CO₂ de cada combustível fóssil nas emissões globais de CO₂ de todos os combustíveis fósseis no ano de 2008

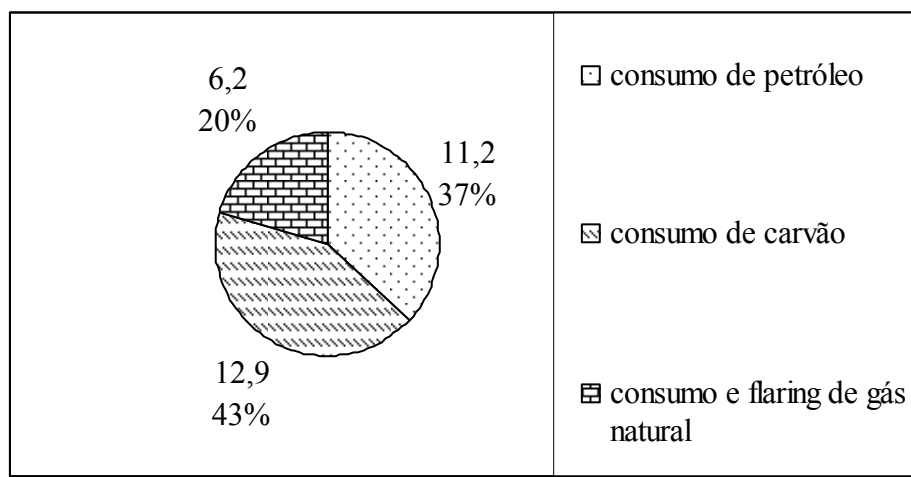


Figura 4.1 Emissões globais de CO₂ do uso dos combustíveis fósseis no ano de 2008 (em GtCO₂)

Fonte: EIA, 2009d

Pela figura 4.1 pode ser observado que, em 2008, as emissões derivadas do consumo do petróleo e do consumo e *flare* de gás natural responderam por 57% das emissões de todos os combustíveis fósseis.

Segundo EIA (2009d), em 2004 o consumo do petróleo e o consumo e *flare* de gás natural responderam pela emissão de 16,4 GtCO₂. Já as emissões de GEE de 2004 alcançaram 49,0 GtCO_{2-eq} (IPCC, 2007). Isso significa que o consumo de petróleo e o consumo e *flare* de gás natural responderam por 34% das emissões de GEE de 2004.

Segundo BAUMERT et al. (2005), as emissões associadas a extração, processamento e refino de petróleo e gás representaram 6,3% dos GEE emitidos em 2000. Já segundo MCKINSEY & CO. (2009), a produção de petróleo, gás natural e gás natural liquefeito, o refino de petróleo, o transporte e a distribuição de gás natural⁹² foram responsáveis pela emissão 2,9 Gt CO_{2-eq} em 2005, o que representou 6% das emissões de GEE desse ano (incluindo as emissões indiretas).

Supondo que, em 2004, a participação das emissões de GEE da produção de petróleo, gás natural e gás natural liquefeito, do refino de petróleo, do transporte e da distribuição de gás natural também tenha ficado em torno de 6% das emissões de GEE, e que as emissões desses processos sejam derivadas, predominantemente, da combustão de petróleo e gás natural, estima-se que cerca de 25% das emissões globais de GEE tenham sido geradas pelo uso final de petróleo e de gás natural.

De acordo com MCKINSEY & CO. (2009), na ausência de medidas de mitigação, as emissões da produção de petróleo, gás natural e gás natural liquefeito, do refino de petróleo, do transporte e da distribuição de gás natural podem atingir 3,9 Gt CO_{2-eq} até 2030, um crescimento de cerca de 35% em relação às emissões de 2005.

4.4 Concentração das emissões de GEE entre as atividades do setor petróleo

A figura 4.2 apresenta a participação das atividades de transporte do petróleo, refino, transporte dos derivados (distribuição) e uso dos derivados na soma das emissões de GEE de todas essas etapas.

⁹² São consideradas apenas a transporte e a distribuição de gás natural via gasoduto. As emissões do transporte via navios e caminhões são contabilizadas pelo setor transporte.

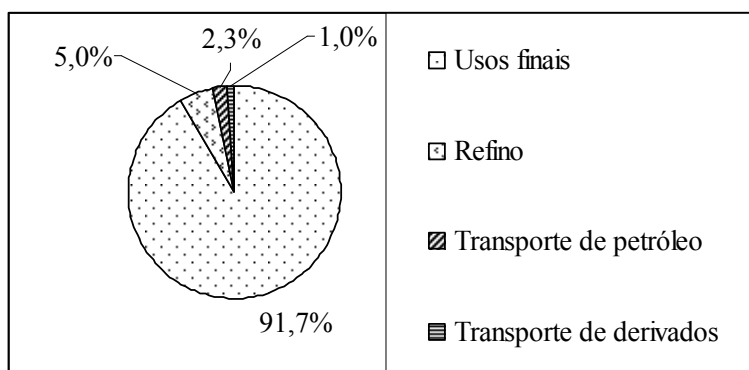


Figura 4.2 Participação das emissões do refino mundial nas emissões de atividades do setor petróleo no mundo

Fonte: CLARKE, 2003

A queima dos derivados pelo consumidor final⁹³ responde pela maior parte das emissões (91,7%). No entanto, a pretensão dessa dissertação é analisar na cadeia do petróleo (exceto usos finais) a atividade industrial mais carbono-intensiva. O refino responde por 5,0% da soma dessas emissões. Já o transporte do petróleo até as refinarias é responsável por 2,3% dessas emissões, enquanto o transporte dos derivados responde 1,0% delas (CLARKE, 2003).

Ainda, segundo PETROBRAS (2009a), suas emissões de GEE de 2004 dividiram-se entre suas atividades nas proporções mostradas na figura 4.3

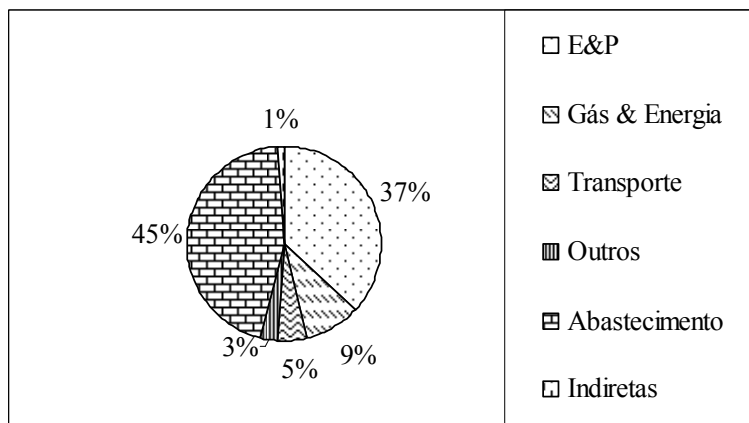


Figura 4.3 Participação das etapas de produção de petróleo e gás nas emissões de GEE da Petrobras no mundo em 2004

Fonte: PETROBRAS, 2009a

⁹³ Exclui a queima dos derivados para a produção de energia usada para refinar o petróleo, transportá-lo e transportar os derivados.

Convém notar que o termo Abastecimento da figura 4.3 refere-se à atividade de refino realizada pela Petrobras. Dessa maneira, observa-se que dentre todas as atividades realizadas pela companhia, o refino se destacou como a atividade que mais gerou GEE em 2004.

A figura 4.4 apresenta a participação das atividades da Shell nas suas emissões diretas de GEE de 2008. Foram consideradas como atividades da Shell as operações realizadas pelas *joint-ventures* e associados que a Shell controlava ou operava em 2008⁹⁴.

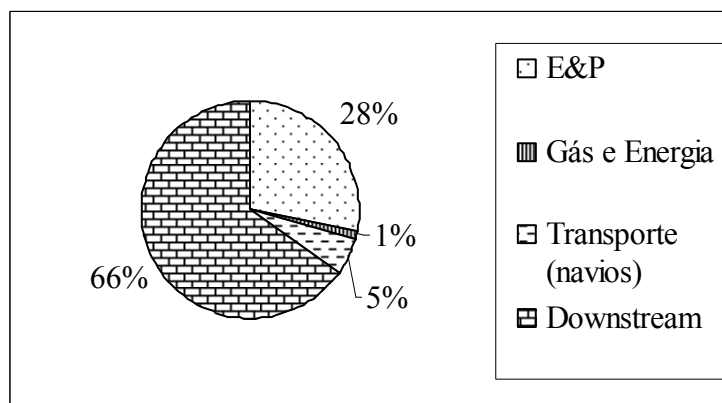


Figura 4.4 Participação das atividades da Shell nas suas emissões diretas de GEE em 2008

Fonte: SHELL, 2009a

Conforme mencionado no item 4.2 o *downstream* envolve o transporte de petróleo e gás, o refino, o processamento, a distribuição e a comercialização do petróleo e do gás. Como se observa na figura 4.4, as emissões associadas às atividades de produção, distribuição e comercialização do gás são tratadas separadamente no item gás e energia. Supondo que o transporte por navios envolva o transporte de petróleo e que as emissões de GEE associadas à comercialização dos derivados sejam desprezíveis, o item *downstream* englobaria apenas as emissões do refino e distribuição dos derivados. Ainda, recorrendo à figura 4.2, pode-se aproximar que a atividade de distribuição dos derivados emite 20% do que é emitido pela atividade de refino. Assim, a figura 4.4 permite concluir que, em 2008, as emissões de GEE do refino da Shell responderam por 55% do total de emissões da empresa. Tal estimativa reforça o argumento de que grande

⁹⁴ Para a Shell são incluídas as emissões dos processos que ela controla ou opera. Já a BP divulga suas emissões utilizando o critério da participação da BP nos ativos da *joint-venture*. Esse critério multiplica a participação de cada integrante da *joint-venture* pelo total de emissões das operações da *joint-venture*, para encontrar os valores de emissões que devem ser atribuídos a cada participante da *joint-venture*.

parte das emissões de GEE do setor petróleo (na sua fase industrial, ou seja, excluindo a combustão dos produtos derivados de petróleo) é gerada pelo refino de petróleo.

Os dados das emissões de GEE da BP em 2008 são ilustrados na figura 4.5. Eles foram segregados por setor da produção de petróleo.

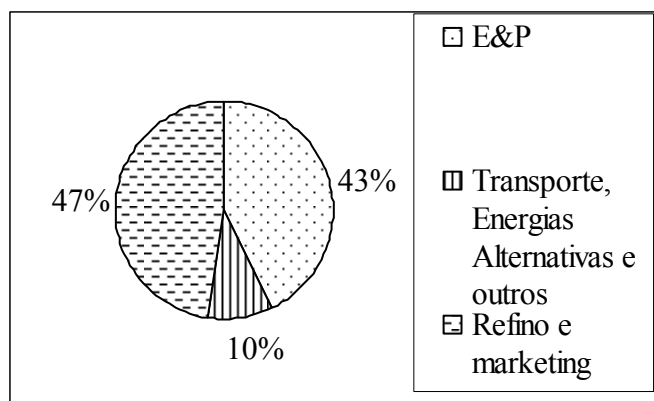


Figura 4.5 Participação das atividades da BP nas suas emissões de GEE em 2008

Fonte: BP, 2009a

Novamente, considerando que o *marketing* seja a comercialização dos derivados e que tal atividade apresente emissões desprezíveis, conclui-se que a maior parte das emissões da BP deriva do refino de petróleo.

Os dados sobre emissões de GEE das três empresas de petróleo (Petrobrás, Shell e BP) apontam que o refino é a atividade industrial, que mais contribui para as emissões de GEE dessas companhias integradas.

A figura 4.6 apresenta as emissões de GEE dos segmentos do setor petróleo em 2005 e as projeções dessas emissões até 2030, considerando um cenário sem a presença de medidas de mitigação de emissões.

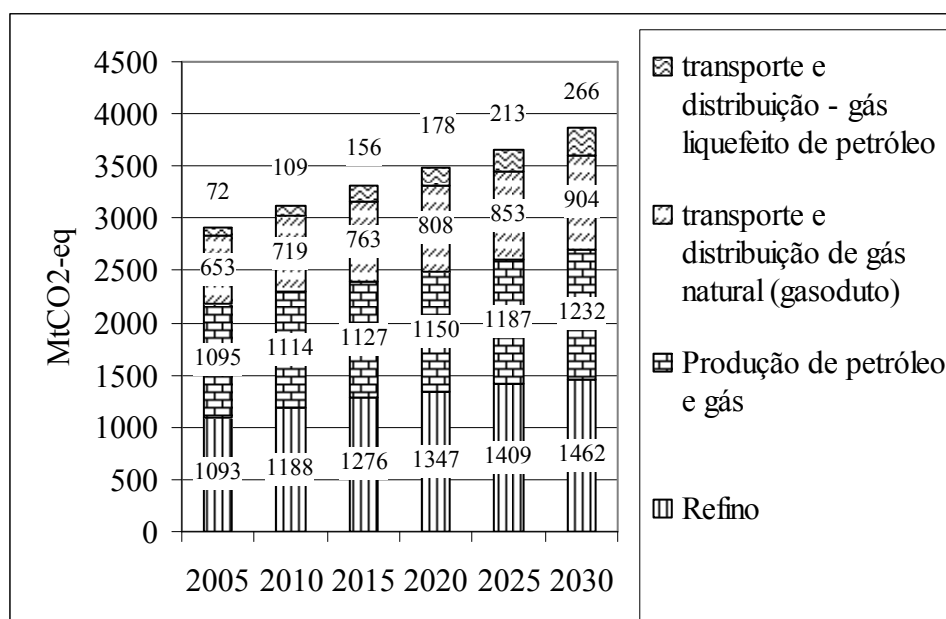


Figura 4.6 Projeções das emissões de GEE das etapas de produção do setor petróleo

Fonte: MCKINSEY & CO., 2009

Segundo MCKINSEY & CO. (2009), em 2005 as emissões do refino mundial de petróleo quase se igualaram às emissões derivadas da produção de petróleo e gás, sendo que cada um desses segmentos respondeu pela maior parcela das emissões do setor (38%).

As projeções realizadas por MCKINSEY & CO. (2009) indicam um crescimento de 1,2% ao ano nas emissões de GEE do segmento de refino entre 2005 e 2030, ou seja, um crescimento de cerca de 34% nas emissões do refino nesse período (figura 4.6). De acordo com as projeções, em 2030 o refino continuará a responder por 38% das emissões de GEE do setor petróleo e será o segmento com a maior contribuição às emissões de GEE do setor. Esse crescimento baseia-se na hipótese de forte crescimento na demanda de derivados e no aumento da complexidade dos processos do refino. Ainda, MCKINSEY & CO. (2009) afirma que o Oriente Médio e os BRIC (Brasil, Rússia, Índia e China) devem aumentar sua participação no refino mundial de 19% em 2005 para 25% em 2030.

Já a etapa de produção de petróleo e gás deve aumentar suas emissões à uma taxa de 0,5% ao ano. Tal aumento deve resultar do crescimento de quase 50% na demanda, da extração de petróleos cada vez mais pesados e provenientes de campos cada vez mais maduros⁹⁵ (MCKINSEY & CO., 2009).

⁹⁵ Próximos à exaustão.

As emissões das etapas de transporte de gás natural e gás natural liquefeito devem crescer, respectivamente, às taxas de 1,3 e 5,3% ao ano entre 2005 e 2030, impulsionadas pelo aumento de 60% na demanda por gás natural e pela triplicação na demanda por gás natural liquefeito (MCKINSEY & CO., 2009).

Diante da constatação de que o segmento do refino é o que mais deve contribuir para as emissões futuras de GEE do setor petróleo e, face à disponibilidade de dados desse segmento, optou-se daqui em diante por analisar as características que permitem verificar a aptidão do setor refino às abordagens setoriais para lidar com as MCG.

4.5 Os produtos do refino de petróleo

O objetivo do refino é converter matérias-primas como o petróleo, o gás natural e, em certos casos, produtos intermediários em produtos comercializáveis, dentre os quais:

- Combustíveis para carros, caminhões, aviões, navios e outros meios de transporte;
- Combustíveis para a geração de calor e eletricidade para indústrias e residências;
- Matérias-primas para as indústrias química e petroquímica;
- Produtos especiais como óleos lubrificantes, parafinas, graxas e betume (EUROPEAN COMMISSION, 2003);

Segundo PELLEGRINO et al. (2007), normalmente 90% dos derivados produzidos numa refinaria são combustíveis. GARY et al. (2007) reforçam essa estimativa confirmando que 90% da produção do refino norte-americano são dedicados aos combustíveis.

Os combustíveis produzidos por uma refinaria são gasolina, óleos combustíveis destilados (diesel, óleo para aquecimento ambiental, combustível industrial), combustíveis de aviação (querosene e nafta), óleo combustível residual (óleo para *bunker*, óleo para uso em gerador de vapor), gases liquefeitos de petróleo (propano, etano e butano), coque e querosene. Entre os não combustíveis estão os lubrificantes, asfalto, solventes, parafinas, coque (não-combustível), produtos petroquímicos e matérias-primas para a indústria petroquímica como: nafta, etano, propano, butano, etileno, propileno, butileno, benzeno, tolueno e xileno (PELLEGRINO et al., 2007; GARY et al., 2007).

4.6 O processo de refino de petróleo e o consumo de energia

Conforme EIDT (2004) *apud* BERNSTEIN et al. (2007), as atividades do setor petróleo consomem entre 15 e 20% da energia contida no petróleo, ou entre 5 e 7% do consumo mundial de energia primária, sendo que a etapa de refino do petróleo consome a maior parte dessa energia.

MURTISHAW et al. (2001) estudaram a participação do refino no consumo de energia do setor industrial de um conjunto de oito países⁹⁶ membros da Agência Internacional de Energia. Eles concluíram que em 1994 o refino respondeu, em média, por 12% do consumo energético do setor industrial desses países. Tais autores também constataram que, no início da década de 90, o refino de seis⁹⁷ desses países aumentou a participação no consumo de energia do setor industrial.

Dentre os setores de manufatura dos EUA, o setor de refino de petróleo é um dos que mais consome energia (WORRELL e GALITSKY, 2003). Segundo PELLEGRINO et al. (2007), o consumo energético do refino norte-americano em 2002 representou 7% de todo o consumo de energia dos EUA naquele ano.

Segundo EUROPEAN COMMISSION (2003), a demanda pelos tipos de produtos refinados, a qualidade do cru disponível e determinadas especificações governamentais influenciam o tamanho, configuração e a complexidade das refinarias. Por sua vez, todas essas características influenciam o consumo de energia das refinarias. Condições operacionais como nível de utilização da capacidade, práticas de manutenção e a idade dos equipamentos da refinaria também afetam o consumo de energia.

O refino de petróleo envolve um conjunto de processos que exige elevado consumo de calor. Há também o consumo de eletricidade, mas a maior parcela da energia final requerida para refinar o petróleo é térmica. WORRELL e GALITSKY (2003) estimaram que, em 2001, o refino norte-americano consumiu 2748,6 PJ de energia final térmica⁹⁸ e 171,4 PJ de energia final elétrica, ou seja, a energia elétrica representou apenas 5,9% de toda energia final consumida pelo refino norte-americano em 2001.

Já o refino holandês é estudado por ALSEMA (2001), que apresenta o consumo final de energia relativo ao uso de derivados de petróleo, gás natural, vapor e eletricidade em 1990 e 1995. Para o refino holandês, a participação da eletricidade no consumo de

⁹⁶ Austrália, Dinamarca, Finlândia, Itália, Japão, Suécia, Reino Unido e Estados Unidos.

⁹⁷ Exceção para os EUA e a Finlândia.

⁹⁸ Aquecimento direto e vapor.

energia final foi de 4,0% em 1990 e de 5,5% em 1995⁹⁹. O consumo final “vapor” se refere apenas ao vapor adquirido. Considera-se que a energia para produzir vapor nas refinarias holandesas está contabilizada como energia final do uso dos derivados de petróleo e do gás natural na geração desse vapor. Os dados detalhados são apresentados na tabela 4.1.

Tabela 4.1 Participação da eletricidade na energia final total consumida pelo refino holandês e norte-americano

Refino	Ano	Derivados de petróleo (PJ)	Gás Natural (PJ)	Vapor (PJ)	Eletricidade (PJ)	Total final (PJ)	Eletricidade/Total (%)
Holandês	1990	123,3	8,9	17,2 ¹	6,3	155,7	4,0 ²
	1995	112,8	9,1	16,8 ¹	8,0	146,7	5,5 ²
Norte-americano	2001	1776,6		972,0	171,4	2920,0	5,9

¹Somente o vapor suprido por fontes externas

²Vide nota de rodapé 94

Fontes: ALSEMA, 2001, WORRELL e GALITSKY, 2003

REINAUD (2005) estuda o refino europeu e afirma que uma refinaria padrão utiliza entre 5 e 7% do petróleo para gerar eletricidade, consumindo aproximadamente 60% do combustível do refino.

Entretanto, o cálculo do consumo de combustível necessário para gerar eletricidade para o refino norte-americano apresenta uma estimativa bem inferior à apontada por REINAUD (2005). Segundo WORRELL e GALITSKY (2003), a geração de energia elétrica no refino norte-americano possui uma eficiência de 32%, enquanto a geração de vapor possui uma eficiência de 77%. Tais autores também estimam que, em 2001, 28% da eletricidade consumida pelo refino norte-americano foi auto-gerada, enquanto 91% do vapor consumido pelo refino foi auto-gerado. Isso significa que 4,9% do combustível consumido pelo refino foi utilizado para auto-gerar energia elétrica, enquanto 37,4% do combustível foi usado para auto-gerar vapor.

Supondo que toda energia elétrica e todo vapor consumidos pelo refino norte americano sejam gerados com a mesma eficiência da energia elétrica e do vapor auto-gerados,

⁹⁹ A participação da eletricidade no refino holandês pode estar subestimada, dado que o consumo de derivados de petróleo e gás natural incluem o uso desses insumos como matéria-prima.

conclui-se que, em 2001, a energia elétrica foi responsável por 14,9% do consumo de energia primária do refino norte-americano, o vapor respondeu por 35,3% desse consumo e o restante da energia primária se deveu ao consumo de calor para aquecimento direto (excluído o vapor). Se se utilizarem os mesmos parâmetros para calcular a participação da energia elétrica no consumo de energia primária do refino holandês em 1995, concluir-se-á que 14,8% da energia primária teria sido usada para gerar a energia elétrica consumida pelo refino holandês naquele ano.

A dessalgação consome energia elétrica para separar a água salgada do petróleo. Já a destilação atmosférica consome energia térmica para aquecer a carga de petróleo até 400°C, temperatura na qual tal carga é transferida para a torre de destilação¹⁰⁰.

O hidrotratamento consome energia para aquecer a carga de petróleo que é misturada ao hidrogênio, para transportar os fluxos (energia elétrica) e energia indireta para produzir hidrogênio. A maior parte do hidrogênio é gerada no reformador catalítico, uma outra parte é subproduto da destilação e o restante é produzido na HCU.

O FCC demanda energia para pré-aquecer o gasóleo a ser convertido. Mais aquecimento é necessário para que a mistura com o catalisador resulte na quebra desse óleo combustível em derivados mais leves. No entanto, a demanda de energia pode ser otimizada, tendo em vista que o craqueamento é um processo endotérmico, enquanto a regeneração do catalisador é exotérmico.

A HCU consome combustíveis, vapor e eletricidade (para as bombas). Os combustíveis são usados para gerar calor. Calor também é consumido indiretamente para produzir hidrogênio, que é um insumo da reação que ocorre na HCU. A produção de hidrogênio, através da reforma a vapor, é um processo endotérmico. Segundo GARY e HANDWERK (1994) *apud* WORRELL e GALISTSKY (2003), enquanto o consumo específico do hidrogênio no hidrotratamento é de 27-54 Nm³/barril, ele é de 180-540 Nm³/barril para toda a planta de refino.

O coqueamento é um consumidor de combustível (no preaquecimento), vapor e eletricidade.

A HCU necessita de energia térmica para aquecer o reator, para gerar o vapor utilizado como reagente nas reações de produção de hidrogênio e energia elétrica para compressão. O processo de absorção química do dióxido de carbono costuma ser energo-intensivo. Atualmente, processos de adsorção do dióxido de carbono têm sido

¹⁰⁰ Descrição dos processos do refino encontra-se no Anexo 3.

desenvolvidos, dada a reduzida intensidade energética desses processos em comparação aos processos de absorção (WORRELL e GALITSKY, 2003).

Segundo WORRELL e GALITSKY (2005) *apud* BERNSTEIN et al. (2007), 4% do consumo energético das refinarias norte-americanas se deve à produção de hidrogênio.

As unidades de processamento de gás das refinarias consomem combustível para gerar energia térmica para aquecer os gases de entrada e utilizam energia elétrica para fazer funcionar os compressores e outros equipamentos.

A remoção de gases ácidos consome combustível e eletricidade e o processo Claus produz vapor a baixa pressão (1,7 bar) (WORRELL e GALITSKY, 2003).

WORRELL e GALITSKY (2003) estimaram a quantidade de energia relativa ao combustível, vapor e energia elétrica consumida em diversas etapas do refino norte-americano em 2001. A tabela 4.2 apresenta a intensidade de energia primária de cada unidade de destilação/conversão/tratamento do refino norte-americano em 2001. Tal intensidade é dada pelo consumo de energia primária¹⁰¹ da unidade dividido pelo volume de matérias-primas que ela processa.

¹⁰¹ Inclui a energia primária para a produção de calor, vapor e energia elétrica usados no refino.

Tabela 4.2 Intensidade energética das etapas do refino norte-americano em 2001

Unidade/Processo	Processamento- mbbl ¹⁰² /ano 2001	Consumo de energia primária (PJ)	Intensidade energética (MJ/bbl)
Dessalgação	5313,3	3,17	0,60
CDU	5313,3	779,96	146,79
VDU	2416,7	305,53	126,42
Craqueamento térmico	723,4	168,06	232,32
FCC	1885,4	193,80	102,79
HCU	507,2	188,95	372,54
Reforma catalítica	1166,0	398,58	341,84
Hidrotratamento	3679,8	819,42	222,68
<i>Desasfaltação</i>	112,5	19,83	176,27
Alquilação	366,8	211,00	575,25
Aromáticos	97,2	21,21	218,21
Asfalto	284,9	71,21	249,95
Isômeros	204,3	154,45	756,00
Lubrificantes	67,8	109,83	1619,91
Hidrogênio	269,9 ¹⁰³	29,33	¹⁰⁴
Enxofre	9,0 ¹⁰⁵	-110,04	
Outros		193,38	

Fonte: WORRELL e GALITSKY, 2003

* 3412 Btu = 1kWh ou 1,06 kJ = 1Btu

Através da figura 4.7 é possível comparar mais facilmente os valores da coluna “consumo de energia primária” apresentados na tabela 4.2.

¹⁰² Milhões de barris.

¹⁰³ Milhares de toneladas.

¹⁰⁴ As intensidades energéticas da produção de enxofre e de hidrogênio não foram calculadas pois a produção de tais produtos não é medida em barris.

¹⁰⁵ Milhões de toneladas (*short tons*).

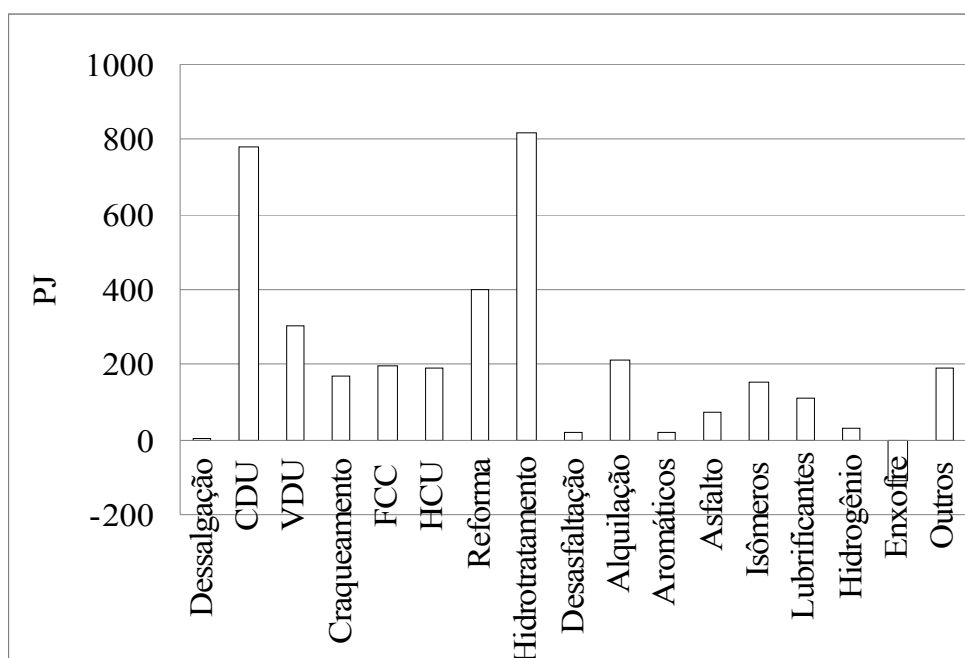


Figura 4.7 Consumo de energia primária dos processos do refino norte-americano em 2001

Fonte: WORRELL e GALITSKY, 2003

Nota-se que as unidades que apresentaram os maiores consumos de energia primária foram a destilação atmosférica e o hidrotratamento. O grande consumo de energia da destilação atmosférica se deveu, principalmente, à grande quantidade de carga processada nessa unidade. Todo petróleo cru processado numa refinaria deve passar pelas unidades de separação. Segundo API (2000) *apud* SZKLO e SCHAEFFER (2007), essas unidades representam, em geral, de 35 a 45% do uso de energia de uma refinaria. No caso do refino norte-americano em 2001, a CDU e a VDU representaram 31% do consumo de energia primária. Já o hidrotratamento apresentou considerável processamento de carga, consumindo 23% da energia primária do refino norte-americano (vide figura 4.7).

As unidades de reforma catalítica e de destilação a vácuo também apresentaram considerável consumo energético. Enquanto boa parte do consumo de energia da reforma catalítica se justificou por sua alta energia-intensidade, no caso da destilação a vácuo o alto consumo energético se deveu, especialmente, ao grande volume processado por essa unidade (vide figura 4.8). Em seguida, em ordem decrescente de consumo de energia primária, aparecem os processos de alquilação, craqueamento (HCU, FCC, termo), produção de isômeros e produção de lubrificantes.

A figura 4.8 apresenta a intensidade energética (MJ de energia primária/bbl) dos processos do refino norte-americano em 2001, reproduzindo os valores da última coluna da tabela 4.2.

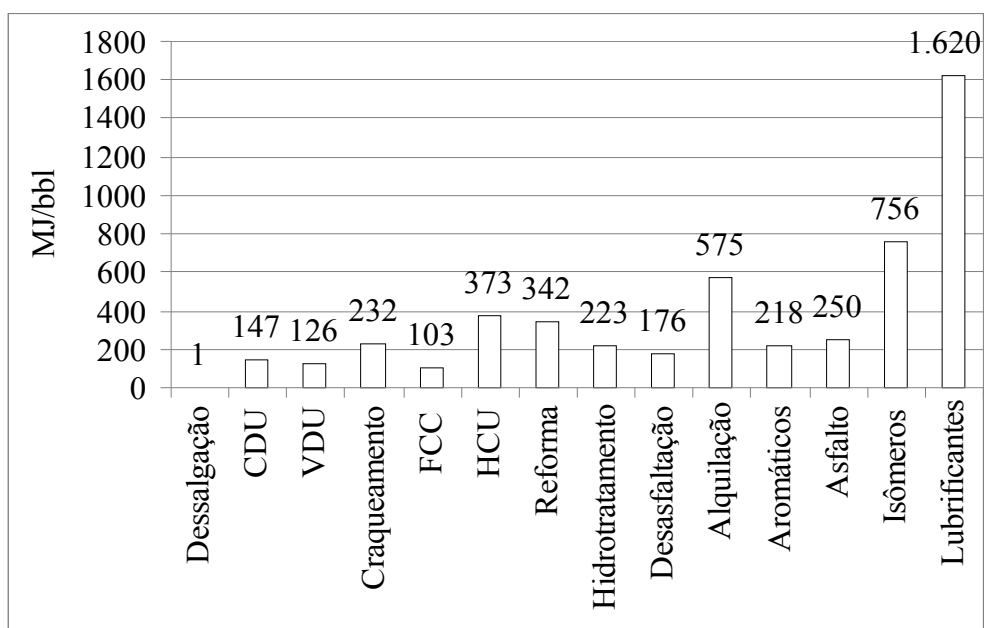


Figura 4.8 Intensidade de energia primária dos processos do refino norte-americano em 2001

Fonte: WORRELL e GALITSKY, 2003

A alquilação, isomerização e a produção de lubrificantes se mostraram processos bastante energo-intensivos, sendo que, dentre eles a alquilação foi a menos energo-intensiva e a produção de lubrificantes foi a etapa mais energo-intensiva. Segundo SZKLO e SCHAEFFER (2007), a produção de lubrificantes é encontrada num pequeno número de refinarias e os processos de alquilação e isomerização são encontrados apenas nas refinarias que focam na produção de gasolina de alta qualidade. Isso significa que os processos mais energo-intensivos não são os principais processos que usam energia na indústria mundial de refino, dado que o volume processado por eles não é significativo.

Dentre as unidades de craqueamento, a mais energo-intensiva foi a HCU, em seguida veio a unidade de termo-craqueamento, e a unidade menos energo-intensiva foi a de FCC.

A produção de asfalto, o hidrotratamento e a produção de aromáticos também apresentaram intensidade energética relevante.

Convém salientar que a severidade do craqueamento e o tipo de carga tratada no hidrotratamento afetam o consumo de energia desses processos (WORRELL e GALISTSKY, 2003).

A tabela 4.3 apresenta a capacidade, a intensidade energética e o consumo de energia de vários processos do refino norte-americano no ano de 2005.

Tabela 4.3 Consumo e intensidade energética dos processos do refino dos EUA em 2005

Unidade/ Processo	Capacidade- mbbl ¹ 2005	Intensidade energética (MJ/bbl)	Intensidade energética média (MJ/bbl)	Unidade/ Processo	Consumo de energia (PJ)
Lubrificantes	62,1	1596,4	1596,4	CDU	698,3
Isomerização- Isobutileno	n/d	504,6	504,6	Hidrotratamento	468,5
Produção de Éteres	36,5	312,7-597,8	427,2	FCC	442,6
Isomerização- Isobutano	73,0	380,5	380,5	Reforma catalítica	351,0
Alquilação-Ácido Sulfúrico	157,0	349,8-360,4	355,1	Hidrogênio	307,9
Reforma catalítica	1241,0	225,8-362,5	285,1	VDU	252,8
<i>Fluid Coking</i>	25,6	273,5	273,5	Coqueamento retardado	130,3
Alquilação-Ácido Hidrofluórico	237,3	270,3	270,3	Lubrificantes	97,7
FCC	2000,2	221,5	221,5	HCU	92,8
Isomerização- Isopentano/ Isohexano	153,3	108,1-250,2	185,5	Alquilação- Ácido Hidrofluórico	63,9
HCU	522,0	168,5-340,3	178,1	Alquilação-Ácido Sulfúrico	56,1
<i>Flexicoking</i>	40,2	177	177,0	Isomerização- Isopentano/ Isohexano	28,5
Coqueamento retardado	741,0	120,8-243,8	176,0	Isomerização- Isobutano	27,8
<i>Visco-redução- Coil</i>	1,9	144,2	144,2	Produção de Éteres	17,2
CDU	5788,9	86,9-197,2	120,8	<i>Fluid Coking</i>	7,1
Hidrogênio	2617,1 ²	66,8-167,5 ³	117,7 ³	<i>Flexicoking</i>	7,0
VDU	2606,1	54,1-119,8	97,5	<i>Visco-redução- Coil</i>	0,3
Hidrotratamento	5000,5	64,7-173,8	93,3	<i>Visco-redução- Soaker</i>	0,3
<i>Visco-redução- Soaker</i>	3,9	26,5-100,7	66,8	Isomerização- Isobutileno	n/d
Total				Total	3049,9

¹Milhões de barris

²Milhões de kg

³MJ/kg de H₂

Fonte: PELLEGRINO et al., 2007

Nota-se que a tabela 4.3 apresenta duas colunas denominadas “Unidade/Processo”. Em tal coluna à esquerda os processos estão dispostos em ordem decrescente da intensidade energética média. Já a coluna “Unidade/Processo” mais à direita apresenta os processos dispostos em ordem decrescente do consumo de energia.

A coluna “Intensidade Energética” inclui as perdas de geração e transmissão de energia elétrica, mas não inclui a energia associada ao consumo/produção de hidrogênio ou oxigênio. A coluna “Capacidade” já inclui o fator de capacidade de 2005 (90,4%). A energia atribuída à CDU inclui a energia gasta pela dessalgação do petróleo. A energia consumida para produzir o hidrogênio inclui o gás natural usado como matéria-prima, combustível e eletricidade usados no processo de reforma a vapor do gás natural.

Se se comparar a classificação da intensidade energética dos processos de refino apresentada na tabela 4.3 à classificação apresentada na figura 4.8, verificar-se-á grande semelhança entre as duas classificações. Novamente, na tabela 4.3 a produção de lubrificantes apresenta alta intensidade energética, seguida de processos como isomerização, alquilação, reforma catalítica, entre outros. Algumas diferenças que podem ser apontadas entre as duas classificações são: apresentação, na tabela 4.3, da produção de éteres como atividade de elevada intensidade energética, e a evidência, na tabela 4.3, da diferença na intensidade energética provocada por diferentes rotas de um mesmo processo (exemplo, isomerização de isobutileno mais energo-intensiva que isomerização de isobutano). Além disso, o fato de PELLEGRINO et al. (2007) não considerarem a energia gasta na produção de hidrogênio, faz com que as estimativas de intensidade energética da HCU e do hidrotratamento na tabela 4.3 sejam inferiores às da figura 4.8.

A classificação dos processos em relação ao consumo total de energia não apresenta grande diferença entre os resultados apresentados na tabela 4.3 e na figura 4.7. Os destaques, em ordem decrescente do consumo de energia, foram a destilação atmosférica, o hidrotratamento, o FCC, a reforma catalítica e a produção de hidrogênio (tabela 4.3).

Para atender a alta demanda de energia do refino, os derivados que possuem menor valor agregado ou demanda pequena, como o coque depositado no catalisador do FCC e o gás de refinaria, podem ser queimados em caldeiras ou turbinas para suprir, totalmente ou parcialmente, a quantidade de calor e eletricidade requerida pela refinaria. É possível, também, a aquisição de energia elétrica, gás natural e vapor para atender as necessidades energéticas do refino, sendo que os dois primeiros são os energéticos mais

adquiridos pelas refinarias (WORRELL e GALISTSKY, 2003). A figura 4.9 apresenta os combustíveis que satisfizeram o consumo final de energia do refino norte-americano entre 2000 e 2008.

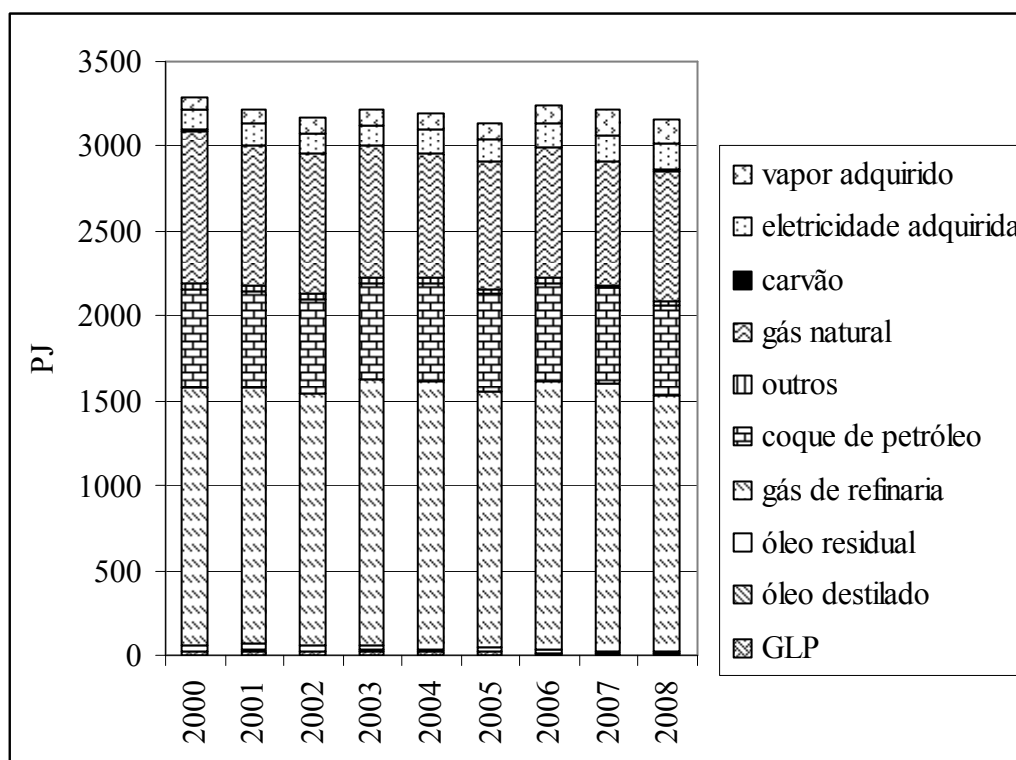


Figura 4.9 Consumo de energia por tipo de combustível no refino norte-americano

Fonte: EIA, 2010a

A figura 4.9 mostra que os principais combustíveis usados no refino norte-americano são o gás de refinaria, o coque de petróleo e o gás natural. Em 2008, os gases de refinaria responderam por quase metade do consumo de energia final (47,7%). Já o gás natural respondeu por 24,5% desse consumo, o coque de petróleo por 16,5% e a eletricidade adquirida por 4,9% do consumo de energia final.

Enquanto o coque e o gás de refinaria são subprodutos do processo de refino, o gás natural e a eletricidade são os combustíveis em maior quantidade adquiridos pelo refino. O gás natural pode ser utilizado como matéria-prima para produção de hidrogênio, combustível para co-geração e combustível complementar de fornos.

CONCAWE (2008) estuda o refino na União Européia e conclui que a maior parte dos combustíveis queimados nas refinarias são combustíveis leves gerados internamente (C_1 - C_2)¹⁰⁶ e, em refinarias que possuem craqueamento catalítico (FCC), o coque que é

¹⁰⁶ Gases de refinaria.

depositado no catalisador. Como resultado da legislação de controle de emissões e da pressão ambiental local, várias refinarias européias têm substituído óleo combustível pesado por gás natural importado, que representa entre 5 e 10% do uso energético das refinarias. Em média 25% das necessidades energéticas das refinarias da União Européia são atendidas por combustíveis líquidos, principalmente combustíveis residuais de baixo valor agregado. Nesse ponto é notável que, enquanto o refino norte-americano depende muito mais do gás natural do que o refino da União Européia, a situação se inverte em relação ao uso dos combustíveis líquidos residuais.

SZKLO e SCHAEFFER (2007) afirmam que entre 7 e 15% do volume de petróleo processado por uma refinaria são consumidos internamente, para atender a demanda de energia necessária ao processo, que, como pode ser verificado na tabela 4.1, é predominantemente térmica.

Já para CBS (1996) *apud* ALSEMA (2001), o processo de refino holandês consumia em 1995 em média 6% da energia contida no petróleo que refinava.

A tabela 4.4 apresenta o balanço do consumo de energia do refino holandês em 2008. O balanço do consumo é calculado como a diferença entre a energia recebida na refinaria e a entregue por ela para cada fonte apresentada na primeira coluna da tabela 4.4.

Tabela 4.4 Balanço energético do refino holandês em 2008

Refino holandês - 2008	Fontes	Balanço do consumo de energia das companhias (PJ)
	Todas as fontes de energia	172
	Cru, matérias-primas e derivados	119
	Cru e matérias-primas	2336
	Derivados de petróleo	-2218
	Gás natural	49
	Eletricidade	1
	Calor, biomassa e resíduos	3

Fonte: CBS, 2009

O valor da coluna “balanço do consumo de energia” representa a diferença entre a energia recebida e a energia entregue pelo refino. A energia recebida ou entregue pode ser calculada pelo produto do poder calorífico inferior de cada material pela massa desse material que passa pelo refino. A maior parte da “energia recebida” pelo refino se mantém embutida nos derivados que ele produz. Essa maior parte configura-se como a energia entregue pela refinaria. Ou seja, a energia entregue pela refinaria é aquela que

poderá ser obtida pela combustão dos derivados que a refinaria produz. Assim, a diferença entre a energia recebida pela refinaria e a energia entregue por ela é, justamente, a energia da queima de parte dos derivados para atender as necessidades energéticas do próprio refino. Exclui-se desses derivados o gás natural, que é tratado particularmente. Analisando a fonte “cru, matérias-primas e derivados” conclui-se que o refino holandês consumiu em 2008 119 PJ de energia da queima de seus derivados de petróleo.

O refino não produz gás natural; todo gás natural consumido é adquirido. Parte do gás natural é utilizada como energético e o restante como matéria-prima da produção de hidrogênio. Baseando-se em CONCAWE (2008), que afirma que entre 5 e 10% do consumo energético do refino europeu deriva da queima de gás natural, se considera que entre 5 e 10% do uso energético do refino holandês derive da queima de gás natural. Assim, conclui-se que, em 2008, foram utilizados entre 7 e 14 PJ de gás natural para gerar energia e o restante (entre 35 e 42 PJ) como matéria-prima da produção de hidrogênio.

Para o refino holandês como um todo, quase toda eletricidade consumida é produzida na própria refinaria. Algumas refinarias podem consumir pequenas quantias de eletricidade da rede, enquanto outras podem vender pequeno excedente para rede, resultando num valor pequeno para o balanço do consumo de eletricidade no refino (1PJ).

Note que o balanço do consumo de energia da fonte “cru, matérias-primas e derivados” e o gás natural utilizado como energético são os valores que somados resultam em quase toda a energia primária, transformada em energia térmica ou elétrica, que supriu o refino holandês em 2008. O restante da energia primária que supriu o refino holandês em 2008 foi a utilizada para produzir 1 PJ da eletricidade adquirida, a energia contida na biomassa e nos resíduos consumidos pelo refino, além da energia primária utilizada para produzir o calor consumido pelo refino. O valor da linha referente a “todas as fontes de energia” resume o consumo total de energia do refino holandês em 2008, acrescido do gás natural utilizado como matéria-prima na produção do hidrogênio. Descontando do valor dessa linha (172PJ) a energia associada ao gás natural utilizado como matéria-prima da produção do hidrogênio (entre 35 e 42 PJ), temos um intervalo de valores da energia consumida pelo refino holandês em 2008 (entre 130 e 137PJ). Tal valor é praticamente o valor da energia primária, dado que o consumo direto de energia elétrica e calor é muito reduzido.

Ao observar o valor do balanço de consumo de energia para a linha “cru e matérias-primas” constata-se que tal valor refere-se ao montante de energia que poderia ser gerado pela combustão de todo petróleo e matérias-primas processados pelo refino holandês em 2008. Resgatando o intervalo de valores do consumo de energia primária (entre 130 e 137PJ) e dividindo pela energia contida em toda matéria processada pelo refino, encontra-se o intervalo (0,056-0,059), que significa que entre 5,6 e 5,9% da energia contida no petróleo processado pelo refino holandês em 2008 foi consumida para refinar esse petróleo.

A tabela 4.5 apresenta o balanço de energia do refino holandês em 2001.

Tabela 4.5 Balanço energético do refino holandês em 2001

Refino holandês - 2001	Fontes	Balanço do consumo de energia das companhias (PJ)
	Todas as fontes de energia	191
	Cru, matérias-primas e derivados	166
	Cru e matérias-primas	2452 ¹⁰⁷
	Derivados de petróleo	-2286
	Gás natural	32
	Eleticidade	0
	Calor, biomassa e resíduos	-8

Fonte: CBS, 2009

O valor da linha “todas as fontes de energia” da tabela 4.5 representa a energia consumida pelo refino holandês em 2001 mais a energia contida no gás natural utilizado como matéria-prima para a produção de hidrogênio. Utilizando a mesma metodologia utilizada para calcular a porcentagem do petróleo processado que foi consumido no refino de 2008, encontra-se o intervalo 0,068-0,072. Ou seja, entre 6,8 e 7,2% da

¹⁰⁷ É interessante notar na tabela 4.5 o princípio da conservação da energia. Como já foi concluído, o balanço do consumo de energia da fonte “cru, matérias-primas e derivados” representa a energia recebida pelo refino na forma de derivados de petróleo. Por outro lado, a fonte “cru e matérias-primas” representa toda a energia recebida pelo refino que, necessariamente, vai ser transformada em derivados. Já a fonte “derivados de petróleo” representa toda energia recebida pelo refino na forma de derivados de petróleo menos toda energia entregue pelo refino na forma de derivados de petróleo. Ou seja, substituindo os valores para o cálculo do balanço do consumo de energia da fonte “derivados de petróleo” temos:

$$-2286 = 166 - x$$

x representa a energia entregue pelo refino na forma de derivados de petróleo. Resolvendo a equação, o valor de x encontrado é 2452, valor igual ao da fonte “cru e matérias-primas”, ou seja, a energia entregue pelo refino na forma de derivados é igual à energia recebida no refino na forma de cru e matérias-primas, o que mostra a conservação de energia e a coerência na interpretação dos valores da tabela 4.5.

energia contida no petróleo processado pelo refino holandês em 2001 foi utilizada para refinar esse petróleo.

Em 2001 o refino norte-americano processou $5,52 \times 10^9$ barris de cru e matérias-primas (BP, 2009b). Considere a densidade energética média do petróleo refinado nos EUA como sendo igual a 6,12 GJ/barril (EIA, 2009b). Assim, é possível calcular quanta energia, em termos de cru e matérias-primas, foi recebida no refino norte-americano em 2001. Ou seja, em 2001 o refino norte-americano recebeu 33793 PJ de energia, em termos de cru e matérias-primas. Já a energia primária consumida pelo refino norte-americano em 2001 foi de cerca de 3560 PJ¹⁰⁸. Dividindo esse valor pela quantidade de energia contida no cru e matérias-primas processados pelo refino, é possível concluir que 10,6% da energia contida no petróleo processado pelo refino norte-americano em 2001 foi utilizada para refinar esse petróleo.

A tabela 4.6 apresenta a porcentagem da energia contida no petróleo processado, que foi utilizada para refinar esse petróleo. Foram analisados o refino norte-americano e holandês para os anos de 2001, 2005 e 2008. CONCAWE (2008) apresenta o consumo de energia do refino da União Européia para os anos 2000, 2005 e a projeção para o ano 2010.

Tabela 4.6 Porcentagem da energia do petróleo utilizada para refiná-lo

Refino	2001	2005	2008
Norte-americano	10,6 ^{2,3,4}	9,9 ^{2,3,5}	10,8 ^{2,3,6}
Holandês	6,8-7,2 ¹	6,0-6,3 ¹	5,6-5,9 ¹
União Européia	7,0 ⁷ (ano 2000)	7,5 ⁷	7,5 ⁷ (projeção para 2010)

Fontes: ¹CBS, 2009; ²EIA, 2009b; ³BP, 2009b; ⁴WORRELL e GALITSKY, 2003;

⁵PELLEGRINO et al., 2007; ⁶EIA, 2010a; ⁷CONCAWE, 2008

Segundo BP (2009b), a quantidade de petróleo processada globalmente em 2008 foi igual a 75179 kbd. Para os EUA, a intensidade energética¹⁰⁹ é fornecida na tabela 4.6 e, portanto, tal valor será usado para calcular o consumo de energia do refino norte-americano em 2008. Então, é possível constatar que os EUA consumiram 1582 kbd (14645 kbd * 10,8%) para refinar 14645 kbd em 2008. Já, em 2005, o refino da União Européia consumiu 7,5% do petróleo processado para gerar a energia consumida no seu

¹⁰⁸ Vide tabela 4.2.

¹⁰⁹ Aqui expressa em termos da porcentagem do petróleo que é consumido para seu próprio refino.

processamento, e CONCAWE (2008) projeta que tal porcentagem deve manter-se até 2010. Em 2008 a União Européia processou 13549 kbd (BP, 2009b). Nesse ano, o refino da União Européia consumiu 7,5% do petróleo que refinou, ou seja, consumiu 1016 kbd de petróleo. Supondo que o restante do mundo tenha consumido em média 7,0% da energia contida no petróleo para refiná-lo, é possível estimar o consumo mundial de energia para refinar petróleo. Por meio desse raciocínio é possível concluir que o refino mundial consumiu 5887 kbd de petróleo em 2008.

Para comparar o consumo de energia do refino com o consumo de energia da indústria mundial é interessante apresentar o consumo de energia do refino em unidades energéticas, como o joule (J). Enquanto EIA (2009b) apresenta a densidade energética do petróleo (GJ/barril) produzido em cada país do mundo, EIA (2009c) apresenta a produção de petróleo em cada país do mundo no ano de 2008. Assim, foi possível calcular a densidade energética ponderada do petróleo mundial, multiplicando a densidade energética do petróleo produzido em cada região pela participação da respectiva região na produção global de petróleo no ano de 2008¹¹⁰. Conclui-se que a densidade energética do petróleo mundial produzido em 2008 é de 6,20 GJ/barril de petróleo produzido. Assim, o produto de tal densidade energética pela quantidade de petróleo consumido globalmente para refiná-lo (5887 kbd) representa a quantidade de energia consumida pelo refino mundial no ano de 2008. Portanto, estima-se que em 2008 foram consumidos 13322 PJ de energia pelo refino mundial de petróleo.

Como no capítulo 3 foram estimadas as emissões de GEE dos setores cimenteiro, siderúrgico e alumínio no ano de 2004 visando à comparação das emissões de GEE desses setores com as emissões da indústria como um todo, faz-se necessário estimar as emissões do setor refino de petróleo para o ano 2004. Para tanto, é preciso calcular o consumo de energia do refino mundial em 2004. Assim, usando os dados de consumo de petróleo pelo refino em 2005 (tabela 4.6), a densidade energética do petróleo produzido em 2004 (6,21 GJ/barril) e o volume de petróleo processado em cada região em 2004 (BP, 2009b), estima-se que o consumo de energia do refino no mundo em 2004 foi de 12763 PJ.

Segundo IEA (2007), o consumo global de energia primária em 2004 alcançou 469 EJ¹¹¹, sendo que o setor industrial foi responsável por 147 EJ desse consumo, ou seja, quase um terço do total. Assim, estima-se que em 2004 o refino mundial de petróleo foi

¹¹⁰ Já que não sei a origem do petróleo refinado em cada região do mundo.

¹¹¹ EJ= 10¹⁸J.

responsável por 8,7% do consumo de energia primária do setor industrial, ou 2,7% do consumo global de energia primária.

4.6 Emissões de GEE do refino de petróleo

CLARKE (2003) apresenta as emissões de GEE do refino divididas em três fontes:

- Queima de combustíveis: Em geradores de calor e geradores de vapor, representam a maior parte das emissões das refinarias;
- Emissões de processo: Representam as emissões de CO₂ (não energético) liberado pelas reações de produção de hidrogênio e as emissões não energéticas do FCC;
- Emissões indiretas oriundas da produção da eletricidade adquirida pelas refinarias.

A figura 4.10 apresenta a participação das fontes de emissões de CO₂ nas emissões totais de uma refinaria que realiza hidrocraqueamento e possui uma unidade de produção de hidrogênio¹¹².

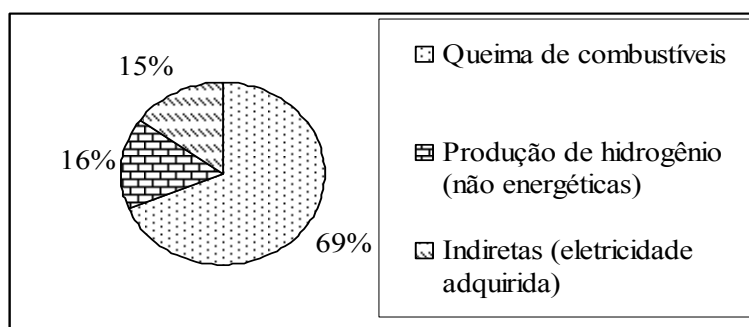


Figura 4.10 Participação da produção de hidrogênio nas emissões de GEE de uma refinaria

Fonte: CLARKE, 2003

A figura 4.11 apresenta a participação das fontes de emissões de GEE nas emissões totais de uma refinaria que realiza craqueamento catalítico (FCC).

¹¹² Os valores apresentados nas figuras 4.10 e 4.11 são resultados de uma simulação realizada por CLARKE (2003) para refinarias européias com capacidade de 100 kbd produzindo derivados de acordo com as especificações de combustíveis da União Européia do ano 2000.

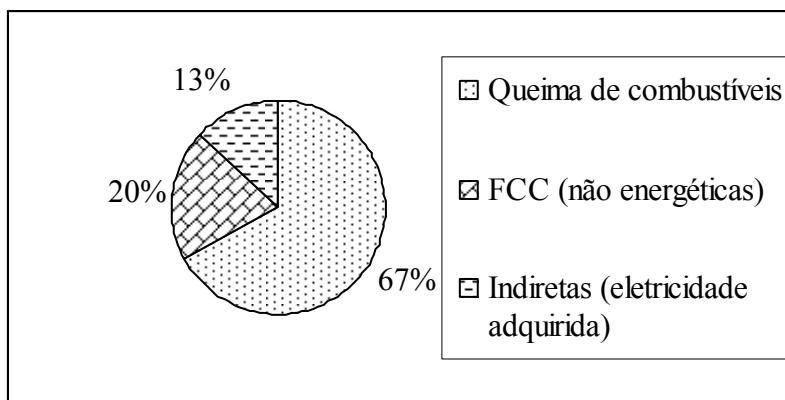


Figura 4.11 Participação do FCC nas emissões de GEE de uma refinaria

Fonte: CLARKE, 2003

Conforme já mencionado, as figuras 4.10 e 4.11 corroboram a informação de que a maior parte das emissões de CO₂ das refinarias é proveniente da queima de combustíveis, dado que ambas as refinarias emitem quase 70% do CO₂ a partir dessa fonte de emissões. Entre 16 e 20% das emissões são emissões não energéticas associadas às reações químicas de produção de hidrogênio e de craqueamento da carga do FCC. Já entre 13 e 15% das emissões de CO₂ são emissões indiretas, geradas pela produção da energia elétrica adquirida pelo refino.

A principal fonte de emissões de CO₂ é a produção de energia. Desde a primeira crise do petróleo, em 1973, as refinarias têm se esforçado para aumentar a eficiência energética. Apesar das medidas de eficiência energética aplicadas, a demanda de energia do refino tem aumentado devido às especificações mais restritas dos derivados e ao aumento da demanda por combustíveis para os transportes em detrimento da redução na demanda de óleo combustível pesado (EUROPEAN COMMISSION, 2003).

Outra fonte de emissão de CO₂ nas refinarias é a produção de hidrogênio. A exigência de concentração de enxofre cada vez menor nos combustíveis, o processamento de petróleo cada vez mais pesado e azedo e a introdução de tecnologias de processamento de resíduos fazem crescer a necessidade de hidrogênio. Além das emissões energéticas oriundas da sua produção, a produção de hidrogênio também libera CO₂ na reação química de descarbonização do insumo utilizado, em geral o metano. As reações de produção de hidrogênio a partir do metano são apresentadas pelas equações A3.1 e A3.2¹¹³ e podem ser resumidas na equação a seguir:

¹¹³ Anexo 3.



A equação 4.1 permite observar que para cada 8g de hidrogênio produzido a partir do metano são emitidos 44 g de CO₂ oriundo do processo, ou seja, desconsiderando as emissões energéticas. Isso significa que as emissões não energéticas de CO₂ da produção de hidrogênio a partir do metano liberam cerca de 5,5 toneladas de CO₂ por tonelada de hidrogênio produzido. No entanto, o metano é a matéria-prima com menor teor de carbono que pode ser usada para a produção de hidrogênio.

CLARKE (2003) afirma que, em média, para cada tonelada de hidrogênio produzido são emitidas aproximadamente 10 toneladas de CO₂. Esse valor inclui as emissões de processo e as emissões energéticas.

Segundo CLARKE (2003), a queima de metano para geração de 1MW de energia libera 198 kg de CO₂. Já a queima de hidrogênio para geração de 1MW de energia não libera CO₂. Entretanto, a produção do hidrogênio necessário para gerar 1MW emite 286 kg de CO₂. Tal dado enfatiza a importância da recuperação do hidrogênio nos gases de exaustão, reduzindo a quantidade necessária a ser produzida desse produto e, conseqüentemente, as emissões de CO₂.

A figura 6.4 (capítulo 6) reforça a importância da recuperação do hidrogênio nos gases de exaustão, ao mostrar que cerca de 10% das emissões de CO₂ do refino europeu em 2005 foram provenientes das emissões de processo (emissões não energéticas) da produção de hidrogênio.

Entre 3 e 10% das emissões de CO₂ do uso de derivados de petróleo ocorrem nos processos de refino. O restante é emitido pelo uso final desses derivados. No refino, as principais fontes de emissão de CO₂ são os fornos de processo, geradores de vapor, turbinas a gás, regeneradores do FCC, *flares* e incineradores. As emissões variam de 28.500 a 1.120.000 t/ano por refinaria e as emissões específicas variam de 0,02 a 0,82 toneladas de CO₂ por tonelada de cru processado (EUROPEAN COMMISSION, 2003).

A figura 4.12 apresenta as emissões específicas de CO₂ de algumas refinarias européias em função do índice Nelson¹¹⁴ de complexidade dessas refinarias.

¹¹⁴ O índice Nelson mede a complexidade de uma refinaria a partir do seu custo de instalação. Ele atribui o valor unitário ao custo de instalação da unidade de destilação atmosférica, de modo que quanto mais unidades de conversão e tratamento tiver a refinaria, maior será seu custo de instalação e, portanto, maior será seu índice Nelson.

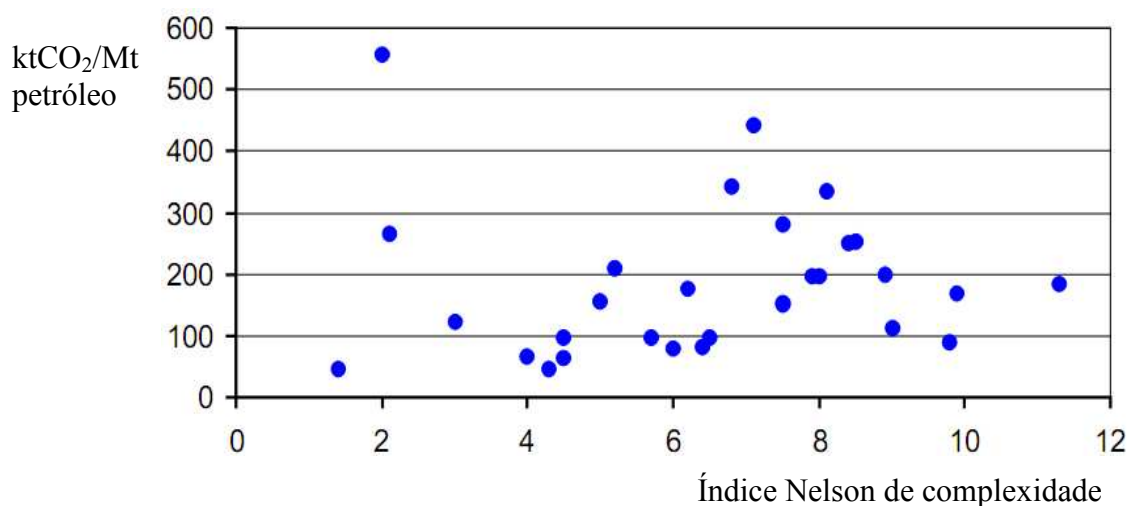


Figura 4.12 Emissões de CO₂ em função do índice Nelson de complexidade

Fonte: EUROPEAN COMISSION, 2003

Refinarias mais complexas tendem a um consumo específico maior de energia e, portanto, à maiores emissões específicas de CO₂. No entanto, a figura 4.12 mostra refinarias de baixa complexidade exibindo emissões específicas de CO₂ elevadas, corroborando o argumento apresentado por SZKLO e SCHAEFFER (2007), que salienta que determinadas refinarias operam processos com reduzida eficiência energética e seletividade.

Outros GEE emitidos em pequena quantidade pelo refino são o N₂O e o CH₄. O N₂O é um gás de exaustão do FCC e da redução catalítica. Já o metano é emitido no processo de refino durante a estocagem, carregamento, *venting* e vazamentos (EUROPEAN COMISSION, 2003).

Os processos de refino que queimam combustíveis residuais costumam apresentar emissões bem maiores do que aqueles que queimam combustíveis mais leves, tais como gases de refinaria, óleo combustível com baixo teor de enxofre ou gás natural. A quantidade de emissões de CO₂ derivada da queima do combustível está relacionada à carbono-intensidade desse combustível, traduzida pela quantidade de CO₂ emitida por unidade de energia liberada na queima do derivado. No entanto, quando uma refinaria não queima os combustíveis residuais que produz, ela pode vendê-los ou convertê-los em combustíveis mais leves. A venda de combustíveis mais pesados (residuais) pode deslocar o consumo de combustíveis mais leves. Já o processamento de combustíveis residuais com vistas à convertê-los para combustíveis leves requer quantidades adicionais de energia. Ou seja, caso se almeje a redução das emissões globais de GEE, o

uso ou não de combustíveis mais pesados no refino deve ser analisado tendo em vista todo o ciclo de vida desses combustíveis.

Visando calcular as emissões de GEE do refino mundial e compará-las às emissões globais e às dos setores estudados no capítulo 3¹¹⁵, serão calculadas as emissões do refino da União Européia para o ano de 2004. Para isso suponha que a carbono-intensidade do refino em 2004 tenha sido igual à de 2005, 0,21 t CO₂/t carga processada (CONCAWE, 2008).

Segundo BP (2009b), a União Européia processou 682 Mt¹¹⁶ de petróleo em 2004¹¹⁷. Assim, é possível estimar que em 2004 o refino da União Européia emitiu 143 Mt de CO₂ derivadas do uso de energia.

A tabela 4.7 apresenta a carbono-intensidade dos combustíveis queimados pelo refino, medida em tCO₂/TJ de energia liberada.

Tabela 4.7 Carbono-intensidade dos combustíveis queimados pelo refino

Combustível	Composição típica (%massa)	Carbono-intensidade (tCO₂/TJ)
Gás de refinaria	30% H ₂ ; 35% C ₁ ; 35% C ₂ (% volume)	43
Gás natural	100% metano	56
GLP	50% C ₃ ; 50% C ₄	64
Óleo combustível destilado	60% parafinas; 10% olefinas; 30% aromáticos	74
Combustível residual	50% parafinas; 50% aromáticos	79
Coque	90% carbono; 10% cinzas	117

Fonte: EUROPEAN COMMISSION, 2003

EIA (2010a) apresenta a participação de cada combustível/vetor energético usado no refino norte-americano em 2004. Supondo que o perfil de consumo de energéticos do refino mundial (excluindo a União Européia) seja similar ao do refino norte-americano e, resgatando a estimativa de consumo de energia do refino no mundo (excluindo a União Européia) em 2004, é possível estimar as emissões energéticas do setor refino do

¹¹⁵ Siderúrgico, Alumínio e Cimenteiro.

¹¹⁶ Milhões de toneladas.

¹¹⁷ Utilizou-se 7,54 barris/tonelada. Com os dados de emissões e da carbono-intensidade para o ano de 2005, apresentados na tabela 6.3 (144 Mt de CO₂ e 0,21 t CO₂/ t de carga), é possível concluir que o refino em 2005 recebeu 686 Mt de carga. Dividindo o número de barris refinados em 2005, apresentados na tabela 5.2, pela carga que acabou de ser calculada chega-se ao valor de 7,54 barris/tonelada.

resto do mundo (exceto União Européia) no ano de 2004. A tabela 4.8 apresenta essa estimativa.

Tabela 4.8 Emissões energéticas de CO₂ do refino mundial em 2004 (excluídas as emissões do refino da União Européia)

Combustível	Carbono-intensidade (tCO₂/TJ)¹	Participação na energia consumida por uma refinaria² (%)	Energia consumida por tipo de combustível (PJ)	Emissões (MtCO₂)
Gás de refinaria	43	45%	4666	201
Gás natural	56	21%	2188	123
Coque	117	17%	1721	201
GLP, combustíveis destilados e residuais e outros	64 ³	2%	207	13
Vapor adquirido (incluindo perdas) ⁴	56	4%	373	21
Eletricidade da rede (incluindo perdas)	58	12%	1213	70
Total		100%	10368	629

³Carbono-intensidade do GLP; ⁴Considerado que todo vapor é produzido com a queima de gás natural

Fontes: ¹EUROPEAN COMMISSION, 2003; ²EIA, 2010a

As emissões não energéticas do refino mundial são as emissões de processo da produção de hidrogênio e as emissões de processo do FCC.

Em 2004 havia, na Europa, 2501 kbd de capacidade instalada de FCC (EIA, 2010b). Assumindo que a utilização de capacidade do FCC tenha sido igual à da destilação atmosférica, se conclui que foram processados 2486 kbd de insumos nas unidades européias de FCC em 2004 (EIA, 2009f, EIA, 2010f). Recorrendo à figura 4.11 nota-se que 20% das emissões das refinarias que operam FCC se devem às emissões de processo dessa unidade. Assumindo que a carga que entra na unidade de destilação atmosférica das refinarias que operam a unidade de FCC seja igual à carga processada

no FCC, se conclui que, em 2004, as emissões de processo do FCC europeu foram de 6 Mt CO_{2-eq}¹¹⁸.

Segundo EIA (2010b), no ano de 2004, havia 12081 kbd de capacidade instalada de FCC no mundo (excluindo a Europa). Assumindo os mesmos pressupostos assumidos para o cálculo das emissões de processo das unidades de FCC européias, se conclui que, em 2004, as emissões de processo do FCC do resto do mundo (excluindo Europa) foram de 31 Mt CO_{2-eq} (EIA, 2009f, BP, 2009b). Assim, em 2004, as emissões de processo do FCC no mundo todo foram de 37 Mt CO_{2-eq}.

Segundo OIL & GAS JOURNAL (2010), a capacidade mundial de produção de hidrogênio em 01 de janeiro de 2005 era de 11931 milhões de kg de H₂ por ano, sendo que 7718 milhões de kg de capacidade de produção derivavam das rotas de reforma a vapor do metano (6194 milhões de kg) e de reforma a vapor da nafta (1524 milhões de kg). Ainda, 391 milhões de kg de capacidade anual de produção de H₂ não apresentavam identificação da forma de produção. O restante da capacidade de produção se referia a oxidação parcial e aos processos de recuperação de hidrogênio. Assim, multiplicando a capacidade de produção não identificada pela proporção de hidrogênio identificado como tendo sido produzido pela reforma a vapor (do metano ou da nafta), estima-se que mais 235 milhões de kg de H₂ devem ter sido produzidos a partir da reforma do metano ou da nafta, totalizando 7953 milhões de kg de capacidade de produção de H₂ a partir da reforma a vapor. Assumindo que, em 2004, a utilização de capacidade das plantas de produção de hidrogênio foi igual a utilização de capacidade da destilação calcula-se que, nesse ano, foram produzidos 7854 milhões de kg de H₂ a partir da reforma a vapor. Simplificando e assumindo que, em 2004, toda a reforma a vapor tenha sido a reforma a vapor do metano e, recorrendo a equação 4.1, calcula-se que as emissões mundiais do processo de produção de H₂ (apenas as não energéticas) alcançaram 43 Mt de CO₂.

Assim, somando todas as emissões energéticas e de processo (FCC e produção de hidrogênio) de todas as partes do mundo, se conclui que, em 2004, o refino mundial foi responsável pelas emissões de 852 Mt CO_{2-eq}. Já segundo MCKINSEY & CO. (2009), em 2005, o refino mundial foi responsável pela emissão de 1093 MtCO_{2-eq}.

¹¹⁸Utilizou-se o índice de emissões energéticas do refino da União européia (0,21tCO₂/t de carga processada) como aproximação para calcular as emissões das refinarias européias que operam a unidade de FCC.

Segundo IPCC (2007), em 2004, as emissões globais de GEE alcançaram 49,0 GtCO₂-eq. Já as emissões industriais de GEE em 2004 atingiram 9,5 Gt CO₂-eq. Isso significa que as emissões de GEE do refino de petróleo representaram, nesse ano, cerca de 2% das emissões globais de GEE e em torno de 9% das emissões de GEE do setor industrial.

4.7 Oportunidades de mitigação das emissões de GEE no setor refino de petróleo

Eficiência Energética: A eficiência energética nos processos do refino é uma maneira de reduzir o consumo de combustíveis, o que gera economia e reduz as emissões de GEE.

No curto/médio prazo as medidas de eficiência energética mais viáveis se referem à recuperação de calor. Já o controle de incrustações e novos processos de refino são tecnologias promissoras para o médio/longo prazo (SZKLO e SCHAEFFER, 2007).

O aproveitamento de calor no refino pode ser realizado através da integração entre fluxos que necessitam perder calor e outros que necessitam desse calor. Essa técnica de integração de fluxos para o aproveitamento de energia é conhecida como técnica *pinch*. Tal técnica procura integrar diversos processos do refino, realizando melhor aproveitamento de calor ou de massa (água, hidrogênio). No caso do aproveitamento de massa há a redução do consumo da energia associada à produção do hidrogênio ou ao tratamento da água. Uma ação envolvendo técnica *pinch* se refere à efficientização dos processos de combustão, com o uso de ar preaquecido ou da combustão rica em oxigênio (CLARKE, 2003)¹¹⁹.

Calor residual pode ser aproveitado em sistemas de refrigeração por absorção e para preaquecer cargas. Outras formas de aproveitamento de calor envolvem a melhoria da eficiência de fornos combinada à combustão controlada por computador, a alimentação direta de cargas intermediárias quentes, sem o resfriamento e o armazenamento entre fases do refino (SZKLO e SCHAEFFER, 2007).

O grande uso de energia na coluna de destilação atmosférica e o fato de essa etapa do refino processar grande quantidade de petróleo tornam-na a principal opção para a adoção da técnica *pinch* (SZKLO e SCHAEFFER, 2007).

¹¹⁹ Maiores informações sobre as ações que as companhias vêm tomando para mitigar as emissões encontram-se no capítulo 5.

As incrustações aumentam o ponto *pinch*¹²⁰, podendo alcançar 40°C, enquanto o valor típico está entre 10 e 20°C. Além disso, as incrustações reduzem a área de transferência de calor, prejudicando as trocas de calor. Assim, uma forma de reduzir o uso de energia pelas refinarias é controlar as incrustações nos trocadores de calor. A dessalgação e a remoção de incrustações apresentam uma solução ganho-ganho. A remoção de sal e de outras impurezas do petróleo melhora a eficiência energética e ocorre de modo otimizado dentro de um intervalo de temperatura limitado, que só pode ser alcançado se os trocadores estiverem livres de incrustações. Há indicações de que o controle de incrustações nos trocadores de calor pode reduzir em 10% a necessidade energética da destilação atmosférica (ANL, 1998 *apud* SZKLO e SCHAEFFER, 2007). Economias de combustível da ordem de 2% nas refinarias norte-americanas e brasileiras são apontadas como resultado do controle de incrustações nos trocadores de calor das refinarias (PETRICK e PELEGRINO, 1999 *apud* SZKLO e SCHAEFFER, 2007 e NEGRAO et al., 2004 *apud* SZKLO e SCHAEFFER, 2007).

O controle avançado de processos, com a instalação de sensores e o uso de modelos controlados por computador, pode resultar na eficiência energética dos processos de refino¹²¹. ALSEMA (2001) aponta que o controle avançado de processos permite a redução entre 2 e 4% no consumo de combustível. Já WORRELL e GALITSKY, 2003 *apud* SZKLO e SCHAEFFER, 2007 apontam que esta ação pode reduzir o consumo de combustível das refinarias norte-americanas entre 2 e 18%.

No longo prazo, outra opção de eficiência energética consiste na integração de diferentes colunas de destilação num único reator, ou o desenvolvimento de rotas alternativas, permitindo a combinação de processos de conversão aos de destilação. Outra opção seria a substituição das unidades de destilação por unidades de craqueamento térmico controlado. As unidades de craqueamento quebrariam as longas moléculas de hidrocarbonetos em outras menores, reduzindo o ponto de evaporação dessas moléculas. Tais unidades também permitiram a remoção de parte dos contaminantes, reduzindo o consumo de energia para o hidrotratamento. Estima-se que essa substituição possa reduzir o consumo energético das refinarias holandesas em 18% (Alsema, 2001). Entretanto, tal substituição é muito custosa, tornando difícil a

¹²⁰ O ponto *pinch* é a mínima diferença de temperatura aceitável pelos trocadores de calor numa rede de troca de calor.

¹²¹ O controle avançado de processos também reduz o tempo de parada, o tempo de processamento e economiza outros recursos além dos energéticos.

substituição de unidades de destilação por unidades de craqueamento nas refinarias existentes.

O uso de tecnologias de membranas para a recuperação do hidrogênio é uma medida de eficiência energética indireta, já que permite a economia da energia necessária à produção do hidrogênio. Cabe destacar que a recuperação de hidrogênio contribui para a redução das emissões energéticas e de processo associadas à produção desse insumo. No entanto, ainda é necessária pesquisa para que essa tecnologia seja amplamente aplicada no refino.

Outras medidas de eficiência energética envolvem a substituição de ejetores de vapor por bombas de vácuo e o uso de bombas com velocidade variável (SZKLO e SCHAEFFER, 2007).

SZKLO e SCHAEFFER (2007) estimam que, para as refinarias brasileiras, a aplicação das medidas de eficiência energética supracitadas pode reduzir o consumo energético do refino entre 10 e 20%. Já PETRICK (1999) *apud* ALSEMA (2001) aponta que no médio/longo prazo o refino norte-americano tem potencialidade de reduzir o consumo de energia entre 15 e 20%.

Nos últimos anos, uma medida de eficiência energética comumente implantada em refinarias européias é a instalação de plantas de co-geração de alta eficiência, em substituição aos geradores de vapor e à eletricidade importada. Diversas medidas de eficiência energética, como melhorias no aproveitamento de calor e instalações de bombas e compressores mais eficientes já foram realizadas no refino europeu, de modo que novas oportunidades de eficiência energética tornam-se cada vez mais difíceis e menos custo-efetivas. Entre 1990 e 2005 o refino europeu aumentou em 13% a eficiência de suas operações (CONCAWE, 2008).

Substituição de combustíveis: Derivados mais leves emitem menor quantidade de GEE por unidade de energia gerada. A substituição de todo óleo combustível por gás natural pode reduzir em até 20% as emissões das refinarias.

O uso de combustíveis ricos em hidrogênio (mais do que o CH₄) é impraticável e custo-proibitivo para as refinarias existentes. Além disso, a crescente especificação de derivados¹²² aumenta a necessidade de hidrogênio para os processos de tratamento,

¹²² Derivados com baixo teor de enxofre, aromáticos, nitrogênio.

tornando os combustíveis ricos em hidrogênio extremamente valiosos para serem usados como combustíveis das refinarias (CLARKE, 2003).

A substituição de combustíveis líquidos por gás natural em refinarias não necessariamente reduz as emissões globais de CO₂. Ao mesmo tempo em que o aumento da demanda por gás natural pode aumentar seu preço, a redução na demanda pelos combustíveis substituídos pelo gás natural (em geral, combustíveis residuais) reduz os preços desses últimos. Isso pode levar a substituição do gás natural por outros hidrocarbonetos mais pesados em outras atividades. Além disso, nem todas as refinarias possuem unidades de conversão adequadas para converter o óleo residual que deixará de ser consumido pelo uso de gás natural, fazendo com que esse hidrocarboneto pesado seja consumido em outras regiões. A redução nas emissões de GEE só acontece se o aumento da participação de hidrocarbonetos mais leves em algumas regiões/atividades não levar à substituição de hidrocarbonetos mais leves por outros mais pesados em outras regiões/atividades.

Consumo de petróleos mais leves: Quanto mais pesado o petróleo¹²³ maior o conteúdo de hidrocarbonetos de cadeia longa (mais pesados) e, em geral, maior o conteúdo de contaminantes. Assim, quanto menor o grau API do petróleo mais energia é necessária para convertê-lo a derivados leves e mais energia e hidrogênio são necessários para o seu tratamento. A tendência mundial é que os petróleos tornem-se cada vez mais pesados. Tal cenário não é diferente para a Europa, porém estima-se que o petróleo consumido pelo refino europeu torne-se mais pesado num ritmo bem inferior que no resto do mundo, dada a disponibilidade de petróleos leves em regiões próximas à Europa e à prolongada disponibilidade do petróleo do Mar do Norte (CONCAWE, 2008).

Entretanto, num balanço global das emissões de CO₂ outros fatores também devem ser considerados, como por exemplo, os impactos do transporte de petróleo nas emissões globais de GEE. Além disso, a substituição de petróleos mais pesados por outros mais leves em algumas regiões não necessariamente reduz as emissões globais de CO₂, podendo simplesmente provocar o efeito oposto em outras regiões, dado que a pressão pela demanda de petróleos mais leves aumentaria seu preço.

¹²³ Mais pesado = menor grau API

Captura e estocagem de carbono- CCS: O CCS é uma tecnologia relativamente custosa, dado que envolve inúmeros processos, tais como a captura, a separação, possivelmente o tratamento do CO₂, seu transporte e armazenamento seguro por longo período de tempo. A etapa mais custosa é a da captura (CONCAWE, 2008).

A captura do CO₂ oriundo da reação que produz hidrogênio é relativamente fácil, permitindo sua estocagem ou o seu uso. Para o restante dos processos do refino a captura do CO₂ dos gases de exaustão depende da integração dos processos que compõem o refino, já que as fontes de emissão de CO₂ são pulverizadas pelas refinarias. Um processo de captação de CO₂ é o que ocorre através do contato do gás de exaustão com um solvente (normalmente a base de amina) num compartimento. A captura de CO₂ que é emitido em diversos pontos exigiria vários compartimentos para o contato do gás de exaustão com o solvente de captura do CO₂. Assim, o custo de captura de CO₂ no refino depende da configuração/integração dos diversos geradores de GEE e da existência ou não de pontos comuns de exaustão para os gases. Diferentemente da geração de energia elétrica a base fóssil, que apresenta as emissões de GEE concentradas, a captura de CO₂ em diversos pontos do refino não tende a ser economicamente viável. Outro possível problema da captura é a presença de enxofre nos gases de exaustão, que pode causar problema para alguns solventes. Apesar da viabilidade técnica de capturar até 90% das emissões de CO₂ com essa tecnologia, a regeneração do solvente é energointensiva e suas emissões devem ser consideradas no balanço de emissões de GEE (CLARKE, 2003; PHILLIPS, 2002).

Em suma, as medidas de mitigação de emissões de GEE mais promissoras para o setor refino e que apresentam potencial de mitigação das emissões globais de GEE, se referem à eficiência energética e ao CCS. A substituição de combustíveis e a mudança na qualidade do petróleo consumido tendem apenas a deslocar as emissões de GEE.

MCKINSEY & CO. (2009) sugere que, até 2030, cerca de 200 MtCO_{2-eq} emitidos anualmente pelo refino mundial poderiam ser reduzidos a custos negativos, ou seja, quando a receita gerada pelas medidas supera os custos de implementação dessas medidas. Essas medidas incluem eficiência energética, melhoria de controle de processos e melhoria da manutenção. Outros 100 MtCO_{2-eq} de emissões anuais poderiam ser reduzidos a um custo entre 10 e 15 euros por tonelada de CO_{2-eq} abatido, através de investimentos em co-geração. Ainda, cerca de 350 MtCO_{2-eq} poderiam ser reduzidos a um custo em torno de 50 euros por tonelada de CO_{2-eq} abatido, por meio da aplicação de

CCS. Entretanto, enquanto 61% das oportunidades de mitigação do setor petróleo da União Européia estão relacionadas ao CCS, em torno de 60% das oportunidades de mitigação das emissões do setor petróleo da China, Índia e Oriente Médio estão associadas a programas de eficiência energética e co-geração.

4.8 Considerações finais

O capítulo 4 mostra que, em termos ambientais, o setor refino possui boas razões para adotar abordagens setoriais para lidar com as MCG, já que apresenta significativa participação nas emissões globais de GEE (2%), tendência ao crescimento das emissões a taxa de 1,2% ao ano até 2030 e tendência ao aumento da participação das nações em desenvolvimento nas atividades do setor.

O capítulo 5 se dedicará a analisar se o setor refino possui características econômicas e administrativas que o tornam atrativo à aplicação das abordagens setoriais para lidar com as MCG, quais sejam: concentração do setor, vulnerabilidade às medidas de mitigação, traduzida pela exposição ao comércio internacional, homogeneidade dos derivados consumidos ao redor do mundo e impacto da EU-ETS sobre a lucratividade do setor refino europeu. Além disso, a receptividade do setor às medidas de mitigação de emissões de GEE será analisada à luz das medidas que já vêm sendo tomadas pelas principais empresas e associações setoriais.

Capítulo 5 – Concentração, comércio internacional, ameaça à competitividade e ações do setor refino para mitigar emissões de GEE

5.1 Introdução

Este capítulo analisará as características do setor refino de petróleo que definem a ameaça à competitividade das companhias refinadoras situadas em nações Anexo 1, quais sejam a participação dos produtos refinados no comércio internacional e a homogeneidade dos derivados de petróleo consumidos ao redor do mundo, que, por sua vez, influenciará a capacidade do setor de repassar o aumento de custos ao preço do produto.

Também será analisada a concentração do setor refino, tanto em termos de empresas, quanto em termos de países, de modo a verificar o grau de dificuldade para a aplicação das abordagens setoriais, já que quanto mais concentrado o setor, menor os custos de negociação e de monitoramento das emissões.

Por fim, serão descritas as medidas de mitigação de emissões de GEE que vêm sendo tomadas pelas associações setoriais e pelas principais empresas do setor refino de petróleo. Esta descrição visa avaliar a receptividade do setor por medidas de mitigação de emissões, já que quanto maior for tal receptividade, maior a aptidão do setor refino às abordagens setoriais para lidar com as MCG.

5.2 A concentração do refino no mundo

A tabela 5.1 apresenta a capacidade instalada do refino na maioria dos países do mundo, representada pela capacidade instalada das unidades de destilação e medida em milhares de barris de petróleo por dia (kbd). Os dados são referentes a 1 de janeiro de 2009.

Tabela 5.1 Capacidade do refino de petróleo no mundo (kbd, 01/01/2009)

País	Capacidade de destilação de petróleo	País	Capacidade de destilação de petróleo	País	Capacidade de destilação de petróleo
EUA	17.610	Argélia	450	Jordânia	90
China	6.446	Suécia	437	Quênia	90
Rússia	5.428	Grécia	423	Oman	85

Japão	4.691	Azerbaijão	399	Porto Rico	73
Coréia do Sul	2.607	Líbia	378	Irlanda	71
Acumulado 5 maiores	36.782	Cazaquistão	345	Coréia do Norte	71
Alemanha	2.418	Antilhas Holandesas	320	Costa do Marfim	64
Itália	2.337	Noruega	315	Burma (Myanmar)	57
Índia	2.256	Portugal	304	Macedônia	50
Arábia Saudita	2.080	Cuba	301	Sri Lanka	50
Canadá	2.029	Colômbia	286	Uruguai	50
Acumulado 10 maiores	47.901	Filipinas	282	República Dominicana	47
França	1.986	Paquistão	276	Gana	45
Brasil	1.908	Aruba	271	Bolívia	41
Reino Unido	1.858	Barém	262	Angola	39
México	1.540	Finlândia	256	Camarões	37
Iran	1.451	Croácia	250	Jamaica	36
Singapura	1.344	Síria	240	Tunísia	34
Taiwan	1.290	Turcomenistão	237	Bangladesh	33
Venezuela	1.282	Chile	227	Papua Nova Guiné	33
Espanha	1.272	Uzbequistão	222	Albânia	26
Holanda	1.208	Israel	220	Senegal	25
Indonésia	993	Sérvia	215	Costa Rica	24
Kuwait	889	Áustria	209	Gabão	24
Ucrânia	880	Quatar	200	Zâmbia	24
Bélgica	798	Peru	193	El Salvador	22
EAU	781	Lituânia	190	Congo-Brazzaville	21
Tailândia	729	República Tcheca	183	Nicarágua	20
Egito	726	Equador	176	Martinica	17
Turquia	714	Dinamarca	174	Libéria	15
Austrália	696	Trindade e Tobago	168	Tanzânia	15
Argentina	626	Hungria	161	Eritreia	15
Iraque	598	Marrocos	155	Eslovênia	14
Romênia	517	Iêmen	140	Quirguistão	10
Malásia	515	Suíça	132	Serra Leoa	10
Nigéria	505	Sudão	122	Brunei	9
Ilhas Virgens (EUA)	500	Bulgária	115	Paraguai	8
Belarus	493	Eslováquia	115	Suriname	7
Polônia	493	Nova Zelândia	107	Mundo	85.834
África do Sul	485				

Fonte: EIA, 2009e

Os EUA são os maiores refinadores de petróleo do mundo, com capacidade instalada quase três vezes superior ao segundo maior parque de refino mundial, que é o chinês. O refino também é relevante na Rússia, Japão, Coréia do Sul, Alemanha, Itália, Índia, Arábia Saudita, Canadá, França, Brasil, Reino Unido, México, Irã, Singapura, Taiwan, Venezuela, Espanha e Holanda, nessa ordem de importância em termos de capacidade de destilação. Na classificação, os países com capacidade de destilação inferior ao da Holanda são capazes de destilar menos que 1000 kbd.

Os 5 maiores refinadores mundiais detêm 43% da capacidade mundial de refino. Já os 10 países com os maiores parques de refino detêm 56% da capacidade mundial de refino de petróleo.

A figura 5.1 apresenta a participação das regiões do mundo na capacidade global de destilação de petróleo.

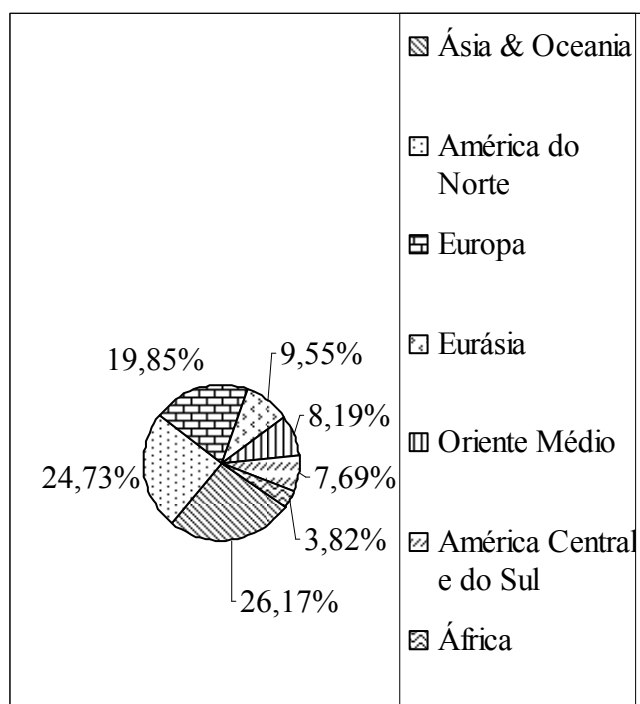


Figura 5.1 Participação das regiões do mundo na capacidade global de destilação de petróleo

Fonte: EIA, 2009f

A Ásia e a Oceania apresentam a maior capacidade de destilação de petróleo do mundo. Nessa região se destacam a China com 7,5% da capacidade mundial de destilação, o Japão (5,5%), a Coréia do Sul (3,0%) e a Índia (2,6%). Juntos tais países respondem por 18,6% da capacidade global de destilação de petróleo.

A segunda região com maior participação na capacidade mundial de destilação de petróleo é a América do Norte, onde o grande destaque são os EUA que, sozinhos, respondem por 20,6% da capacidade mundial de destilação de petróleo. Já o Canadá responde por 2,4% e o México por 1,8%.

A Europa é a terceira região em termos de participação na capacidade mundial de destilação. Diferentemente das regiões anteriores, a Europa apresenta uma distribuição mais equilibrada da capacidade de destilação de petróleo. Destacam-se: Alemanha com 2,8%, Itália com 2,7%, França com 2,3%, Reino Unido com 2,2%, Espanha com 1,5% e Holanda com 1,4% da capacidade global de destilação.

A região da Eurásia é quarta colocada na classificação das regiões com maior participação na capacidade mundial de destilação de petróleo. Nessa região o destaque é a Rússia, que responde por 6,3% da capacidade mundial de destilação. Já a Ucrânia responde por 1,0% dessa capacidade.

O Oriente Médio é a quinta região que mais concentra capacidade de destilação no mundo. A Arábia Saudita responde por 2,4% da capacidade global de destilação, enquanto o Irã responde por 1,7% dessa capacidade.

As Américas do Sul e Central são a penúltima região em termos de participação na capacidade mundial de destilação de petróleo. Os destaques dessa região são o Brasil, que conta com 2,2% da capacidade global de destilação e a Venezuela, cuja capacidade de destilação de petróleo responde por 1,5% da capacidade mundial.

A região com a menor participação na capacidade mundial de destilação de petróleo é a África. Nessa região, o país com a maior participação na capacidade global de destilação é o Egito, que responde por apenas 0,8% da capacidade mundial de destilação de petróleo.

Segundo PELLEGRINO et al. (2007), de 1995 a 2005 a região da Ásia e Oceania aumentou a capacidade de produção em 4,4 MMbd¹²⁴ (quase 30% de aumento), ultrapassando a capacidade de produção norte-americana.

A figura 5.2 apresenta o crescimento da capacidade de destilação de petróleo em cada região do mundo entre 2005 e 2009.

¹²⁴ Milhões de barris por dia- MMbd.

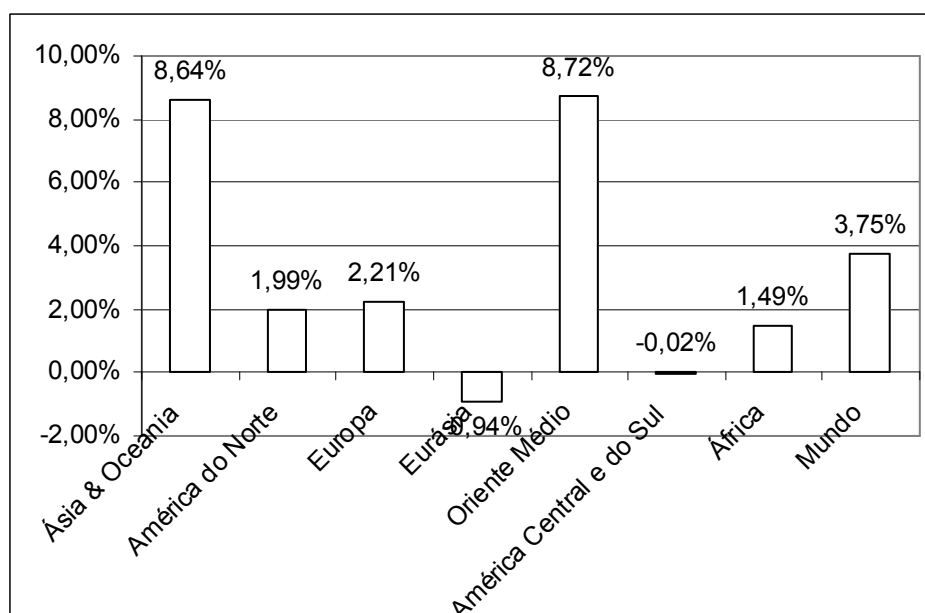


Figura 5.2 Crescimento da capacidade de destilação entre 2005 e 2009

Fonte: EIA, 2009f

O Oriente Médio se destaca como a região que apresentou o maior crescimento na capacidade de destilação de petróleo entre 2005 e 2009 (8,72%). A Arábia Saudita apresentou 19,20% de crescimento da capacidade de destilação, o que representou um acréscimo de capacidade de 335 kbd. Enquanto isso, os EAU¹²⁵ aumentaram a capacidade de destilação de petróleo em 51,92%. Entretanto, como a capacidade de destilação dos EAU em 2005 era pequena, houve um acréscimo de apenas 267 kbd de capacidade de 2005 a 2009.

Já a Ásia e a Oceania apresentaram um crescimento da capacidade de destilação entre 2005 e 2009 muito similar ao do Oriente Médio (8,64%). A China foi o grande destaque, tendo aumentado sua capacidade em 38,64% no período, o que representou um acréscimo de capacidade de 1796 kbd.

Na Europa, a Alemanha aumentou em 4,06% sua capacidade de destilação, o que representou um acréscimo de capacidade de 94 kbd. A Polônia aumentou sua capacidade em 40,84%, mas seu crescimento absoluto foi pequeno, 143 kbd.

SWATY et al. (2005) alertam para os sinais de encerramento de operações de refino na Europa. A pequena margem de refino e os gastos de capital necessários para cumprir requisitos ambientais têm levado o refino europeu a desistir das expansões e reconfigurações necessárias para atender as mudanças requeridas pela demanda. Já

¹²⁵ Emirados Árabes Unidos.

EUROPEAN COMISSION (2003) confirma que algumas refinarias européias têm sido fechadas nos últimos 20 anos, mas a capacidade do refino europeu tem aumentado nos últimos anos devido, principalmente, à otimização do uso das instalações (eliminação de gargalos, melhoria na confiabilidade dos equipamentos, aumento do intervalo entre paradas programadas etc.). Isso tem permitido que o refino europeu atenda o pequeno crescimento na demanda de derivados na Europa (1 a 2% ao ano).

Na América do Norte, os EUA foram os que mais aumentaram a capacidade de destilação, 3,19%, o que representou um acréscimo de capacidade de 547 kbd.

Já a África apresentou um pequeno crescimento da capacidade de destilação de petróleo, enquanto a região da América Central e do Sul manteve a capacidade de destilação praticamente inalterada. Por fim, a região da Eurásia apresentou uma pequena queda na capacidade de destilação de petróleo (-0,94%).

Como o consumo de energia e as emissões de GEE estão relacionados ao volume processado pelo refino, a tabela 5.2 apresenta a quantidade de petróleo (em kbd) processado pelo refino em diversas regiões do mundo.

Tabela 5.2 Volume de petróleo processado pelo refino em várias regiões (em kbd)

País/Região	2004	2005	2006	2007	2008
EUA	15.475	15.220	15.242	15.156	14.645
Canadá	1.957	1.882	1.835	1.834	1.796
México	1.436	1.415	1.407	1.395	1.392
América Central e do Sul	5.430	5.402	5.356	5.470	5.479
Europa e Eurásia	20.454	20.845	20.902	20.705	20.661
Oriente Médio	5.805	6.007	6.276	6.366	6.403
África	2.304	2.477	2.367	2.470	2.495
Australasia	820	757	749	767	756
China	5.382	5.916	6.155	6.563	6.851
Japão	4.038	4.138	4.026	3.995	3.946
Outros- Ásia	9.916	10.035	10.392	10.711	10.754
Mundo	73.018	74.093	74.707	75.342	75.179
União Européia	14.089	14.172	14.002	13.601	13.549
OECD	40.456	40.269	40.072	39.578	38.787
Antiga URSS	5.413	5.713	5.900	6.073	6.173

Fonte: BP, 2009b

GARY et al. (2007) apresentaram a capacidade de refino das 15 maiores empresas refinadoras em 01/01/2006. Supondo que as maiores refinadoras continuam sendo as

apresentadas pelos autores, a tabela 5.3 apresenta os dados de capacidade de refino atualizados.

Tabela 5.3 Capacidade de refino das maiores empresas refinadoras (em kbd)

Companhia	Capacidade de refino 2006¹	Capacidade de refino 2008	Processamento no refino 2008	Utilização da capacidade 2008
ExxonMobil Corporation	1 ^a) 5690	6200	5416	87%
Sinopec	4 ^a) 3611	3745 ²	3399 ³	91%
Royal Dutch Shell	2 ^a) 5172	3723	3388	91%
PDVSA	6 ^a) 2792	3035	2708	89%
Valero Energy Corp.	5 ^a) 2830	2990	2644	88%
China National Petroleum* Corp.	9 ^a) 2440	2819	2636	94%
Acumulado 6 maiores		22512		
BP	3 ^a) 3871	2678	2155	80%
ConocoPhillips	8 ^a) 2659	2671 ⁴	2404 ⁵	90%
TOTAL	7 ^a) 2738	2604	2362	91%
Saudi Aramco	10 ^a) 2417	2150	1562	73%
Acumulado 10 maiores		32615		
Chevron	11 ^a) 2066	2066	1858 ⁶	90%
Petrobras	12 ^a) 1953	1942	1765	91%
PEMEX	13 ^a) 1851	1540	1307	85%
Acumulado 13 maiores		38163		
NIOC**	14 ^a) 1451	-	-	-
OAQ Yukos	15 ^a) 1182	-	-	-
Média da utilização da capacidade- 2008				88%

Fontes: EXXONMOBIL, 2009a; SHELL, 2009b; BP, 2009c; TOTAL, 2009; PDVSA, 2010; VALERO ENERGY, 2009a; VALERO ENERGY, 2009b; CNPC, 2009; SAUDI ARAMCO, 2009; PETROBRAS, 2009b; PEMEX, 2010; CHEVRON, 2010b ¹GARY et al., 2007; ²SINOPEC, 2010; ³SINOPEC, 2009a; ⁴CONOCOPHILLIPS, 2009a; ⁵CONOCOPHILLIPS, 2009b; ⁶CHEVRON, 2010.

* Dados disponíveis por essa empresa são do ano de 2007 em vez de do ano 2008.

** *National Iranian Oil Company*

Na tabela 5.3 as companhias de petróleo estão citadas em ordem decrescente da capacidade de refino do ano de 2008. A classificação que aparece ao lado do valor da capacidade de refino de 2006 ordena as empresas, desde a companhia com a maior capacidade de refino (1^a), até aquela com a menor capacidade de refino naquele ano (15^a).

A capacidade de refino da Chevron em 2008 foi mantida igual à de 2006, já que CHEVRON (2010b) divulga, apenas, que a capacidade de refino da empresa é de mais de 2000 kbd, e a capacidade observada em 2006 foi de 2066 kbd. Os dados de capacidade e processamento do refino da NIOC e da OAO Yukos não foram encontrados nas páginas dessas empresas na *internet*.

Assim, a tabela 5.3 apresenta a capacidade de refino das 13 maiores refinadoras globais de petróleo em 2008.

Segundo EIA (2009e), a capacidade global de refino de petróleo em 2008 era de 85.460 kbd. Isso significa que, enquanto as 6 maiores refinadoras do mundo detêm 26% da capacidade mundial de produção de derivados, as 10 maiores detêm 38% da capacidade mundial e as 13 maiores refinadoras detêm 45% da capacidade mundial de produção.

5.3 Comércio internacional de derivados de petróleo

A tabela 5.4 apresenta os países que mais importaram derivados de petróleo em 2006.

Tabela 5.4 Importação de derivados de petróleo pelos maiores importadores de 2006
(em kbd)

País	Importação de derivados 2006	País	Importação de derivados 2006	País	Importação de derivados 2006
EUA	2143	Irã	212	Egito	75
Holanda	1548	EAU	193	República Dominicana	75
Japão	1201	Suécia	173	Guatemala	72
Singapura	1097	Nigéria	170	Bahamas	72
China	915	Suíça	164	Marrocos	71
Alemanha	794	Malásia	157	Portugal	69
França	736	Paquistão	152	Iêmen	66
Reino Unido	580	Porto Rico	152	Tunísia	64
Espanha	562	Áustria	150	Eslovênia	63
Coréia do Sul	543	Polônia	143	Bangladesh	63
México	402	Irlanda	143	República Tcheca	62
Bélgica	382	Grécia	123	Luxemburgo	62
Indonésia	363	Iraque	117	Cuba	60
Índia	362	Dinamarca	111	Chipre	59
Hong Kong	356	Filipinas	103	Jamaica	57
Canadá	295	Finlândia	94	Equador	54
Turquia	293	Panamá	87	Israel	54
Itália	278	Líbano	87	Outros ¹	1970
Brasil	273	Chile	85	Mundo	19766
Vietnã	254	Noruega	84		
Austrália	239	Ucrânia	84		
Taiwan	220	Arábia Saudita	79		

Fonte: EIA, 2009g

¹Outros refere-se à soma da importação de derivados de 50 países, que resulta em menos de 10% das importações mundiais de derivados de petróleo. Cada um desses 50 países importou menos que 48 kbd de derivados em 2006.

Os EUA são os maiores importadores de produtos refinados, sendo responsáveis por mais de 10% da importação mundial de derivados. Segundo PELLEGRINO et al. (2007), a alta demanda por gasolina e outros derivados têm superado a produção e a capacidade de refino norte-americana, impulsionando a importação de derivados. Segundo os autores, a situação da importação dos derivados é acirrada pelas crescentes

restrições e custos ambientais, que inibem fortemente a construção de novas instalações para expandir a capacidade doméstica de destilação.

A Holanda é o segundo maior importador de derivados de petróleo, seguido pelo Japão, Singapura, França, Alemanha e Reino Unido. No entanto, como pode ser confirmado pelo volume de exportação desses países (tabela 5.5), Holanda, países do Caribe, Singapura e Taiwan são portos de passagem, ou seja, tais países exportam um volume de derivados maior do que o volume que importam.

Segundo BP (2009b), foram processados 74.707 kbd de petróleo em 2006 (tabela 5.2). Isso quer dizer que, naquele ano, o comércio internacional de derivados de petróleo representou 26,5% da produção.

A figura 5.3 apresenta a participação das regiões do mundo na importação de derivados de petróleo no ano de 2006.

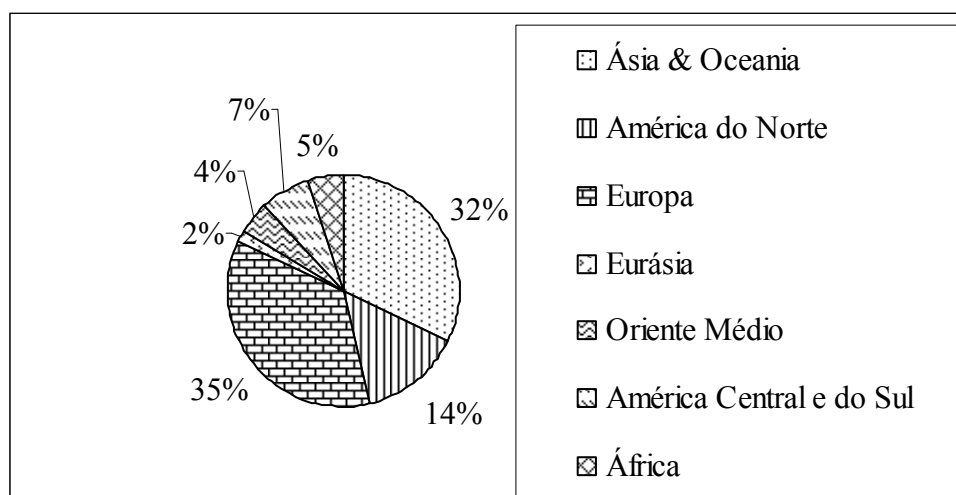


Figura 5.3 Participação das regiões na importação global de derivados em 2006

Fonte: EIA, 2009g

A Europa e a Ásia & Oceania são as regiões que mais importam derivados, perfazendo juntas quase 70% da importação de derivados do mundo. Pela tabela 5.4 é possível notar que Holanda, França, Reino Unido e Espanha respondem juntos por boa parte das importações europeias, totalizando 21% da importação mundial. No entanto, tais países são grandes entrepostos de entrada e saída de derivados, sendo que Holanda e Reino Unido exportam mais derivados do que importam. Na região da Ásia & Oceania os maiores importadores são Japão, Singapura, China e Coreia do Sul, que juntos respondem por 19% da importação global. Novamente, Singapura e Coreia do Sul são grandes entrepostos de entrada e saída de derivados, ambos apresentando exportações

superiores às importações. Em seguida, as importações de refinados da América do Norte representam 14% da importação global de derivados. A tabela 5.4 permite verificar que só os EUA respondem por 11% da importação global. Apesar disso, os EUA também chegam a exportar cerca de metade do volume de derivados que importam. O restante das regiões não apresenta importação significativa de derivados de petróleo.

Segundo REINAUD (2005), os principais derivados importados pela Europa são o óleo diesel (35% das importações) e o óleo combustível residual (18% das importações).

A tabela 5.5 apresenta os países que mais exportaram derivados de petróleo em 2006.

Tabela 5.5 Maiores exportadores de derivados de petróleo em 2006 (em kbd)

País	Exportação de derivados 2006	País	Exportação de derivados 2006	País	Exportação de derivados 2006
Holanda	1805	Canadá	433	Japão	179
Rússia	1738	Argélia	415	Malásia	159
Arábia Saudita	1418	Noruega	403	Trindade e Tobago	153
Singapura	1285	Ilhas Virgens, EUA	388	Tailândia	144
EUA	1201	China	332	Indonésia	138
Coréia do Sul	792	Iran	318	Turquia	135
Kuwait	754	Taiwan	303	Lituânia	135
Venezuela	736	Belarus	279	México	130
Índia	671	Barém	236	Grécia	127
Reino Unido	615	Aruba	231	África do Sul	124
Alemanha	569	Antilhas Holandesas	225	Finlândia	118
França	558	Suécia	222	Outros ¹	2153
Itália	534	Espanha	213	Mundo	21694
EAU	466	Brasil	208		
Bélgica	441	Argentina	207		

Fonte: EIA, 2009h

¹Outros refere-se à soma da exportação de derivados de 86 países, que resulta em menos de 10% das exportações mundiais de derivados de petróleo. Cada um desses 86 países exportou menos que 116 kbd de refinados em 2006.

Países como Holanda, Singapura, EUA, Coréia do Sul, Reino Unido, Alemanha e França se destacam tanto como importadores quanto como exportadores de derivados de petróleo.

A figura 5.4 apresenta a participação das regiões do mundo na exportação de derivados de petróleo no ano de 2006.

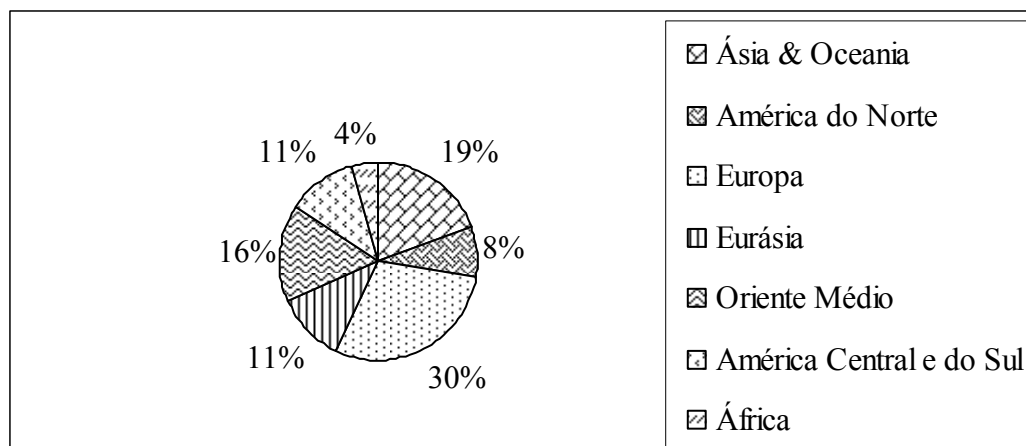


Figura 5.4 Participação das regiões na exportação global de derivados em 2006

Fonte: EIA, 2009h

Comparando-se as figuras 5.3 e 5.4 nota-se que as exportações de derivados são menos concentradas que as importações. Na Europa, Holanda, Reino Unido, Alemanha, França e Itália respondem juntos por 19% da exportação mundial de derivados. Já na Ásia & Oceania Singapura, Coréia do Sul e Índia respondem por 13% da exportação global. Importantes exportadores no Oriente Médio são Arábia Saudita, Kuwait e EAU, que juntos respondem por 12% da exportação global de derivados. Na Eurásia, a Rússia é o grande destaque, respondendo por 8% da exportação mundial de refinados. Na América Central e do Sul a Venezuela se destaca, sendo responsável por 3% da exportação mundial. Na América do Norte se destacam os EUA, que respondem por 6% da exportação de refinados do mundo. Por fim, na África, o país maior exportador é a Argélia, respondendo por 2% da exportação mundial de derivados.

A tabela 5.6 apresenta os dez maiores exportadores líquidos e os dez maiores importadores líquidos de derivados de petróleo em 2006.

Tabela 5.6 Maiores importadores e exportadores líquidos de derivados de petróleo (em kbd)

País	Importação líquida 2006	País	Exportação líquida 2006
Japão	1022	Rússia	1737
EUA	942	Arábia Saudita	1339
China	583	Kuwait	754
Espanha	348	Venezuela	736
Hong Kong	318	Argélia	407
México	272	Ilhas Virgens, EUA	374
Vietnã	249	Noruega	320
Alemanha	225	Índia	309
Indonésia	225	EAU	273
França	178	Holanda	257

Fontes: EIA, 2009g; EIA, 2009h

O Japão, os EUA e a China se destacam com os maiores importadores líquidos de derivados. Enquanto os EUA apresentam importantes participações nas importações e exportações mundiais, a China e, principalmente o Japão, se destacam como grandes importadores de derivados. Outros importantes importadores líquidos de derivados de petróleo são Espanha, Hong Kong, México, Vietnã, Alemanha, Indonésia e França.

A Rússia, a Arábia Saudita, o Kuwait e a Venezuela são os que mais se destacam como grandes exportadores líquidos de produtos refinados. Estes países apresentam expressividade apenas como exportadores, não constando entre os grandes importadores de derivados. Outros importantes exportadores líquidos são Argélia, Ilhas Virgens (EUA), Noruega, Índia, EAU e Holanda.

A tabela 5.7 classifica cada região do mundo em exportadora ou importadora líquida de derivados de petróleo no ano de 2006.

Tabela 5.7 Regiões exportadoras ou importadoras líquidas de derivados de petróleo (em kbd)

Região	Importação líquida 2006	Região	Exportação líquida 2006
Ásia & Oceania	2132	Oriente Médio	2512
América do Norte	1085	Eurásia	2110
Europa	544	América Central e do Sul	1072
África	6	Mundo	1928

Fontes: EIA, 2009g; EIA, 2009h

A Ásia & Oceania são os grandes importadores líquidos, seguidos pela América do Norte, impulsionada pelos EUA. A Ásia & Oceania apresenta déficit em volume de derivados, já que suas importações superam em 13% suas exportações. Nesse caso, a China e o Japão contribuem bastante para o déficit da região da Ásia & Oceania. Já Europa é praticamente auto-suficiente em derivados (em termos de volume), porém participa ativamente do comércio internacional, realizando grande intercâmbio derivados.

O Oriente Médio e a Eurásia são os grandes exportadores líquidos de produtos refinados. Como foi visto, a Arábia Saudita, o Kuwait e os EAU são os grandes responsáveis pela exportação líquida do Oriente Médio. No caso da Eurásia, a Rússia é a grande responsável pelas exportações líquidas da região. Na América do Sul e Central a Venezuela é a que mais contribui para que a região se destaque como exportadora líquida de derivados de petróleo.

Note que, em 2006, o Mundo aparece como exportador líquido. No entanto, segundo EIA (2009g), combustível para *bunker* não é contabilizado como derivado exportado, quando tal identificação é possível. Isso significa que parte do combustível para *bunker* pode estar sendo contabilizado como derivado exportado. Ademais, combustível para *bunker* não é contabilizado como derivado importado. Isso pode estar causando a diferença entre a exportação e a importação mundial de derivados.

5.4 O impacto das alocações nacionais de emissões sobre a lucratividade do refino de petróleo

GRUBB e WILDE (2004) estudaram o efeito da EU-ETS sobre a competitividade de diversos setores que atuam na União Européia, inclusive o setor refino de petróleo. Tais autores salientam que, caso as restrições às emissões impostas pela EU-ETS causem prejuízos a competitividade, os efeitos podem não ser apenas econômicos, já que empresas prejudicadas podem transferir suas operações para nações onde as operações sejam ambientalmente menos eficientes do que na Europa, o que poderia levar a níveis de emissão de GEE maiores que os emitidos atualmente pelas suas operações na Europa.

Os impactos da EU-ETS sobre a competitividade de um determinado setor dependerá das políticas de preço e de alocação das emissões, bem como da exposição do setor às restrições de emissões de GEE. A exposição de cada setor dependerá da sua energointensidade, da extensão na qual a competição internacional pode restringir sua habilidade de repassar aumentos de custos ao preço dos produtos e da sua potencialidade para mitigar as emissões.

GRUBB e WILDE (2004) estudaram o efeito do Plano Nacional de Alocação do Reino Unido sobre a competitividade das indústrias desse país. No entanto, segundo os autores, muitas das conclusões para o Reino Unido podem ser estendidas para os outros países europeus. O Plano Nacional de Alocação do Reino Unido têm seguido o princípio que restringe consideravelmente as emissões do setor elétrico e aloca as emissões das empresas não pertencentes ao setor elétrico com base em suas projeções de emissões. Como a energia elétrica apresenta baixa elasticidade-preço da demanda (especialmente no curto prazo) e o setor elétrico é regionalizado, ele possui grande capacidade de repassar o aumento de custo de produção ao preço da energia elétrica. Isso faz com que as indústrias eletro-intensivas sofram o efeito indireto do aumento do custo de geração do setor elétrico.

GRUBB e WILDE (2004) estudaram o aumento de custos de produção causados pela imposição de limites de emissões pelo EU-ETS. Para o setor refino do Reino Unido os autores constataram que os custos de produção são fracamente impactados pelas restrições às emissões impostas pelo EU-ETS, dado que o refino adquire pouca energia da rede e os limites de emissões têm sido calculados com base nas emissões históricas do setor.

A tabela 5.8 apresenta a simulação realizada por GRUBB e WILDE (2004) para estudar o impacto das restrições às emissões impostas pelo Plano Nacional de Alocação do Reino Unido sobre os preços de vários energéticos nesse país. Assumiu-se o preço do carbono como 10 euros/tCO₂, o repasse de 60% do aumento do custo de produção do energético ao preço do produto, permissão de emissões do setor elétrico 30% abaixo das suas emissões projetadas e permissão de emissões do setor refino 5% abaixo das emissões projetadas para esse setor. O repasse de 60% do aumento do custo de produção do energético ao preço do produto seria suficiente para que ambas as indústrias (refino e geração elétrica) recuperassem qualquer aumento de custos causado pela imposição de restrições às emissões.

Tabela 5.8 Impacto das restrições às emissões sobre os preços dos energéticos

% de aumento no preço final diante do preço do carbono de 10 euros/tCO₂		
	Grande indústria	Consumidor doméstico
Eletricidade	10,0%	4,0%
Óleo combustível	0,9%	0,6%
Gasolina e Óleo diesel		0,1%
Gás natural	0,2%	0,1%

Fonte: GRUBB e WILDE, 2004

Diante desse cenário o preço do óleo combustível para a indústria deveria crescer aproximadamente 0,9%. Já o gás natural industrial deveria ter o preço aumentado em 0,2%, confirmando que o energético que teria o preço mais afetado seria a energia elétrica. O impacto sobre o preço do combustível para o consumidor final seria ainda menor (0,1% de aumento no preço da gasolina e do gás natural residencial).

Sob esse cenário não se supõe que o setor refino seja incentivado a investir fora do mercado europeu. No entanto, há possibilidade de aumento de custos de produção derivado da antecipação do setor a metas de emissões mais rígidas. Por exemplo, se o refino decide substituir o óleo combustível por gás natural isso pode pressionar a demanda por gás natural, aumentando seu preço e, consequentemente, os custos de produção. Quanto maior for a dependência da refinaria da eletricidade da rede, mais vulnerável ela estará ao aumento de custo de produção, dado que o setor elétrico têm sido o mais afetado pelas restrições às emissões e aplica o custo marginal para determinar o preço da energia elétrica. Além disso, o petróleo ofertado tem se tornado cada vez mais pesado e azedo e as especificações dos combustíveis na Europa e EUA

têm se tornado cada vez mais rígidas. Todos esses fatores têm tornado o refino cada vez mais carbono-intensivo, na contramão da necessidade da redução da intensidade de emissões dos processos industriais. Deve-se destacar que as exigências diferenciadas de restrições às emissões entre refinarias de diferentes países europeus também pode provocar distorções na competitividade dessas refinarias (REINAUD, 2005).

Outro fator que pode provocar impactos diferenciados nos custos e, portanto, distorções na competitividade entre refinarias européias são as diferenças nas composições dos petróleos refinados em cada região da Europa. Por exemplo, quanto mais enxofre tiver o petróleo mais energia e emissões de GEE são necessárias para produzir derivados com pequenas quantidades desse componente. EUROPEAN COMMISSION (2003) afirma que a cesta de petróleos refinados no noroeste europeu apresenta um teor mássico médio de enxofre de 1,17%. Enquanto isso, a cesta de petróleos refinados na região do Atlântico apresenta um teor médio de 0,91% de enxofre, 1,2% de enxofre para os petróleos refinados na região mediterrânea e 0,64% de enxofre em outras regiões européias. Essas diferenças podem provocar diferenças nos custos de produção e distorcer a competitividade. Isso é agravado pela proximidade dessas regiões, já que os custos de transporte entre elas não seriam exagerados.

A ameaça à competitividade dos derivados europeus no mercado internacional deve ser analisada à luz do cenário atual de alta demanda de derivados de petróleo, principalmente na China, EUA e na Ásia, que apresentam insuficiência de capacidade de refino (veja tabela 5.7). A pressão pela demanda de derivados tem aumentado os preços desses derivados, amortizando qualquer impacto do aumento dos custos de produção causados pelas restrições às emissões. Além disso, segundo LACOMBE (2008) *apud* REINAUD (2008), durante a primeira fase do EU-ETS o setor refino contou com permissões de emissões 7% acima das emissões realizadas, e não foram observadas mudanças no perfil do comércio internacional de derivados depois da implantação da primeira fase do EU-ETS. Portanto, no curto prazo, é improvável que os limites de emissões representem um obstáculo para a exportação de gasolina européia, em especial para os EUA, que apresentam uma forte demanda por tal produto (REINAUD, 2008).

Mesmo num cenário em que as restrições às emissões do setor refino se tornem mais severas do que as adotadas atualmente, existe uma boa capacidade de repasse do aumento do custo de produção ao preço do derivado, já que muitos países europeus consomem certos derivados (por exemplo, gasolina de aviação e querosene) oriundos

exclusivamente de refinarias européias. Isso significa que as refinarias européias são formadoras de preços para esses produtos (REINAUD, 2008). Outra evidência da boa capacidade de repasse do aumento dos custos ao preço dos derivados são as altas taxas de impostos a que os refinados europeus estão sujeitos. No Reino Unido, por exemplo, 60% do preço da gasolina na bomba é devido aos impostos (EUROPEAN COMMISSION, 2003). Isso indica que no Reino Unido o setor refino não teria dificuldade de repassar ao preço os custos para mitigar as emissões de GEE.

REINAUD (2008) salienta que a ameaça da concorrência internacional sobre as refinarias européias depende da adaptação das plantas exportadoras à produção de derivados que respeitem as especificações dos produtos refinados europeus. Além disso, deve haver capacidade de refino ociosa para que se produzam refinados para exportar para a Europa. Outra possibilidade seria a construção de novas refinarias adaptadas à produção de derivados que respeitassem as especificações dos produtos refinados comercializados na Europa.

REINAUD (2005) simula os custos de adaptação de refinarias russas tipo *hydro-skimming*¹²⁶ (HSK) e *hydroskimming* com unidade de FCC (HSK+FCC), com vistas a produzir derivados que atendessem as especificações européias. Segundo a autora, o custo de adaptação das refinarias tipo HSK acrescentaria um custo de US\$2,65/ bbl de derivado. Já a adaptação das refinarias tipo HSK+FCC acrescentaria um custo de US\$ 3,83/bbl de derivado. Em contrapartida, num cenário em que o carbono custasse 30 euros/tCO₂ e, considerando que o refino teria que arcar com 100% das suas emissões¹²⁷ de GEE, o custo adicional de mitigação das emissões/aquisição de créditos seria de US\$ 1,02/bbl para uma refinaria tipo HSK e de US\$ 1,87/bbl para refinarias que contam com instalações tipo FCC e HCU. Tais custos foram simulados para refinarias localizadas no noroeste europeu. Nota-se que os custos de adaptação das refinarias russas são maiores do que os custos de mitigação de emissões das refinarias do noroeste europeu, para o pior cenário de custos de mitigação. Isso evidencia uma barreira à entrada de derivados importados no mercado europeu.

Se por um lado as especificações dos derivados europeus exigem cada vez mais gastos energéticos (e emissões de CO₂), por outro lado tais especificações podem representar

¹²⁶ Consiste de destilação atmosférica e, tipicamente, uma ou mais instalações de tratamento e reforma catalítica (GARY et al., 2007).

¹²⁷ A autora considera um cenário em que o refino teria que custear 100% das suas emissões. Apesar de, hoje em dia, as plantas industriais européias receberem permissões que compensam boa parte de suas emissões, o cenário simulado pela autora pode se concretizar no futuro, caso as empresas deixem de receber gratuitamente as permissões.

barreiras à entrada de derivados importados no mercado europeu. CONCAWE (2008) argumenta que a redução do limite de enxofre dos combustíveis marítimos europeus para 4,5% (2005) e 3,5% (2010) pode impactar, em especial, o potencial de exportação dos derivados produzidos fora da Europa (Oriente Médio, por exemplo), onde tais limites de enxofre tendem a ser maiores.

Nos EUA, projetos de limite de emissões (*cap-and-trade*) que afetarão o setor refino norte-americano têm sido discutidos no Congresso e no Senado. Ambos são similares e serão mais bem discutidos na seção 6.3.1 (capítulo 6). A proposta do Congresso é conhecida como Waxman-Markey e propõe distribuir entre 2014 e 2026 2,25% das permissões de emissões às refinarias, obrigando que elas adquiram créditos para compensar as emissões que superem as permissões distribuídas gratuitamente. A maior novidade do projeto é a proposta de atribuir as emissões do uso final dos derivados ao setor refino. As alocações gratuitas de permissões de emissões só cobririam uma pequena parcela das emissões do setor, tendo em vista que, a combustão dos derivados (incluindo o setor transportes) é responsável por 40% das emissões de GEE do país (TANNER, 2009).

Segundo TANNER (2009), é possível que o refino norte-americano não seja capaz de repassar todo aumento de custo causado pelas restrições às emissões aos consumidores. Apesar da proposta *Waxman-Markey* prever a imposição de restrições às emissões dos derivados importados, ainda não está certo se os mecanismos propostos impedirão a perda de competitividade do refino norte-americano e o vazamento de emissões.

O API também afirma que, até 2030, a proposta Waxman-Markey reduziria em 25% a produção do setor refino norte-americano. Até esse ano, 88% dos investimentos previstos para o refino dos EUA deixariam de ser realizados. Para piorar, essa situação reduziria muito pouco as emissões mundiais do refino, já que parte da expansão da capacidade seria realizada em outros países, que exportariam derivados para os EUA (API, 2010f).

5.5 Associações do setor petróleo e suas ações para lidar com as MCG

No setor petróleo, as associações que lidam com as MCG e que compareceram ao maior número de COPs¹²⁸ são a *International Petroleum Industry Environmental Conservation Association* (IPIECA) e o *American Petroleum Institute* (API). Enquanto

¹²⁸ COP- *Conference of Parties*. Explicada no Anexo 1.

a IPIECA compareceu a 15 COPs, o API esteve presente em 10 COPs (UNFCCC, 2010). Segundo UNEP (2009), a *International Association of Oil and Gas Producers* (OGP) também é uma importante associação setorial para lidar com as MCG. Apesar dela não ter participado das COPs, tal associação é membro associado da IPIECA.

A IPIECA é uma associação mundial representando tanto o *upstream* quanto o *downstream* da indústria do petróleo nas principais questões sociais e ambientais. Há dois tipos de associação à IPIECA:

- **Companhias-Membro:** BG Group, BP, Chevron, *China National Offshore Oil Corporation* (CNOOC), ConocoPhillips, Eni, ExxonMobil, HessCorporation, Hunt Oil, *Kuwait Petroleum Corporation* (KPC), Maersk, Marathon, Nexen, *National Oil Corporation Libya* (NOC Libya), OMV, *Occidental Petroleum Corporation* (OXY), Petrobras, Petronas, Petrotrin, *PTT Exploration and Production Public Company Limited* (PTTEP), Qatargas, RasGas, Repsol YPF, Saudi Aramco, Shell, *Société Nationale des Hydrocarbures* (SNH), StatoilHydro, Talisman Energy, Total e Woodside.
- **Associações-Membro:** *Australian Institute of Petroleum* (AIP), API, Associação Regional de Empresas de Petróleo e Gás Natural da América Latina e Caribe (ARPEL), *Canadian Association of Petroleum Producers* (CAPP), *Canadian Petroleum Products Institute* (CPPI), Concawe, *European Petroleum Industry Association* (EUROPIA), OGP, *Petroleum Association of Japan* (PAJ), *South African Petroleum Industry Association* (SAPIA) e *World Petroleum Council* (WPC) (IPIECA, 2010a).

Os objetivos da IPIECA em relação às mudanças climáticas globais são contribuir para desenvolver e disseminar conhecimento a respeito das MCG, bem como representar a indústria em fóruns de discussões e negociações, como o UNFCCC.

As atividades da IPIECA voltadas para MCG são:

- Fortalecer a compreensão do setor em relação às MCG através da realização de *workshops* que discutem a dimensão econômica, tecnológica, e de formulação de políticas para tratar das MCG;
- Contribuir para formular políticas de MCG por meio da participação em fóruns de negociação, provendo informações aos seus membros, servindo como um fórum de discussões e divulgando as práticas de sucesso do setor petrolífero nos fóruns de MCG;

- Desenvolver conhecimento científico através do “Grupo de Trabalho em Mudanças Climáticas (*Climate Change Working Group – CCWG*)”;
- Desenvolver guias das melhores práticas: Em 2003, membros da IPIECA trabalharam para desenvolver métodos confiáveis e custo-efetivos para medir e divulgar as emissões de GEE. A IPIECA, em parceria com outras associações do setor produziram um guia sobre as melhores práticas da indústria para divulgação das emissões. Além disso, a IPIECA vem trabalhando com instituições como API e OGP, visando a produção de documentos que promovam a contabilidade e divulgação consistentes e confiáveis das emissões de GEE do setor (IPIECA, 2010b).

Um dos *workshops* que a IPIECA organizou foi o intitulado “Medidas de Política Internacional para lidar com os Desafios das MCG (*International Policy Approaches to Address the Climate Change Challenge*), cujas principais demandas divulgadas foram:

- Pesquisa para melhorar a avaliação dos riscos das MCG e guiar as ações da humanidade para lidar com a questão;
- Redução das emissões, estabelecendo metas apropriadas a todos os agentes que afetam o clima e focando em oportunidades econômicas como melhoria da eficiência energética e proteção às florestas;
- Investimento em novas tecnologias capazes de suprir a demanda futura de energia com baixas emissões de GEE;
- Ações voltadas ao desenvolvimento, fortalecendo a governança, e incentivando o investimento em tecnologias avançadas (IPIECA, 2005).

A IPIECA divulga ações que os seus membros têm tomado para mitigar as emissões, tais como:

- Investimentos em eficiência energética, melhoria na eficiência das operações e investimentos em cogeração;
- Investimentos em CCS, redução de *venting* e *flaring* e redução de emissões fugitivas nas redes de transporte de gás natural;
- Difusão de tecnologias de baixo carbono, investimentos em novas tecnologias de produção e uso de combustíveis fósseis e renováveis, como biocombustíveis, hidrogênio, células à combustível;
- Participação em mercados voluntários de emissões como MDL, IC;

- Educação para os consumidores usarem os derivados de petróleo de modo mais eficiente;
- Trabalho em conjunto com unidades de pesquisa, outros setores e governos para desenvolver soluções inovadoras para o suprimento de energia de maneira mais sustentável (IPIECA, 2007).

Já o API é um instituto que representa companhias do setor petrolífero dos Estados Unidos, incluindo produção, refino, distribuição e empresas de serviço. O foco da associação são as empresas norte-americanas, mas sua ação vem se expandindo para envolver o mercado internacional. Apresenta cerca de 400 membros. Entre eles, algumas das maiores empresas de petróleo, como: BP America INC., Chevron Corporation, ConocoPhillips, ExxonMobil, Nippon Oil Exploration USA LTD., Petrobras America INC., Petro-Canada, Shell Oil Company (API, 2010a; API, 2010b).

Entre os objetivos do API pode-se citar:

- Advogar pelo setor, influenciando o estabelecimento de políticas públicas, representando-o em procedimentos legais, perante o governo, a mídia e a sociedade civil e juntando-se a outras associações com vistas a alcançar os objetivos do setor;
- Divulgar estatísticas e patrocinar pesquisas do setor. Coletar, organizar dados e gerar estatísticas de oferta e demanda, importações e exportações, atividades e custos de perfuração e completação;
- Liderar o desenvolvimento de equipamentos e padrões de operação na indústria de petróleo e petroquímica. Estes padrões são oriundos das melhores práticas, da perfuração à proteção ambiental. O API mantém mais de 500 padrões e recomendações. Muitos têm sido incorporados à *International Organization for Standardization*;
- Certificar empresas e verificar se os fabricantes de equipamentos para o setor seguem os padrões industriais. Também certifica cursos na área petrolífera e disponibiliza um programa de certificação de qualidade de combustível;
- Educar através da realização de seminários, conferências e *workshops*. Em maio de 2009 realizou a “Quinta Conferência da Indústria de Petróleo e Gás sobre Mudanças Climáticas”. Divulgar informações com vistas a auxiliar as empresas a respeitar as regulamentações e os padrões do setor. Desenvolver

recursos para estudantes e professores, como o *link* interativo: <http://www.classroom-energy.org/>

- Seus membros seguem princípios ambientais, dentre os quais o compromisso de redução de emissões em geral e de geração de resíduos. Entretanto, não existem valores de redução nem obrigações definidas, de maneira a não ser possível considerar este item uma meta de redução de GEE (API, 2010a).

Em 2003, membros do API estabeleceram um programa de reduções voluntárias de emissões de GEE. Através desse programa foi firmado o compromisso de aumentar em 10% a eficiência energética das refinarias associadas à API entre 2002 e 2012. Além disso, o programa tem contribuído na construção do ‘estado-da-arte’ da contabilidade e da divulgação das emissões de GEE (API, 2010c; PELLEGRINO et al., 2007).

Observando que a estimativa das emissões possui peculiaridades intrínsecas a cada setor, o API desenvolveu o “Compêndio das metodologias de emissões de GEE da indústria do petróleo e gás” e aqueles que participam do “Desafio para estimar e divulgar as emissões de GEE” do API estão integrando a estimativa de emissões em seus processos produtivos e divulgarão suas emissões ao API (API, 2010c).

Em parceria com a IPIECA e a OGP o API produziu o “Guia da Indústria do Petróleo para Divulgação das Emissões de GEE” que visa a padronização da contabilização e divulgação das emissões no setor. O API vem desenvolvendo um software que contabiliza as emissões nas diversas instalações da indústria do petróleo. Além disso, o API incentiva P&D em ciência e tecnologia para redução e captura das emissões de GEE (API, 2010c).

Diante das propostas encaminhadas ao Congresso norte-americano para estabelecer limites de emissões para as companhias dos EUA, o API tem se posicionado contra a aplicação de tais medidas às refinarias norte-americanas, alegando que o sistema de alocações de emissões gratuitas proposto é desigual e afetará gravemente as companhias e os consumidores de combustíveis, levando ao desemprego na indústria do petróleo (UPSTREAMONLINE, 2010).

API salienta que, diante da nova legislação, o setor refino passaria a responder por 44% das emissões de GEE dos EUA. No entanto, receberia gratuitamente somente 2,25% das permissões de emissões. Outros setores, como o das indústrias energo-intensivas e expostas ao comércio internacional, receberiam permissões gratuitas acima das projeções de emissões. O API argumenta que, enquanto aos outros setores energo-intensivos e expostos ao comércio internacional são garantidas cláusulas de proteção à

competitividade, o setor refino, apesar de ser o setor industrial que apresenta a segunda maior energia-intensidade nos EUA, é excluído dessas cláusulas (API, 2010e).

O API tem divulgado que a proposta Waxman-Markey pode trazer vários prejuízos, tanto para a indústria do refino, quanto para a população dos EUA, quais sejam aumento no preço dos combustíveis, redução dos empregos, redução dos salários, redução do PIB, redução da segurança energética, na medida em que pode incentivar a importação de combustíveis e o vazamento de emissões (API, 2010d).

O API afirma, ainda, que a mitigação das emissões no setor transporte é mais custosa do que nos setores elétrico e de fornecimento de gás natural. No entanto, as alocações gratuitas de permissões de emissões exigirão os maiores sacrifícios do setor refino e seus consumidores. Como resultado, enquanto os preços dos combustíveis subirão, pouca mitigação de emissões será realizada no setor transporte (API, 2010f).

5.6 Ações das principais empresas do setor refino de petróleo para lidar com as MCG

Como o principal segmento avaliado no decorrer desse capítulo foi o de refino, buscar-se-á analisar as medidas que vêm sendo tomadas por algumas das principais empresas refinadoras (tabela 5.3) e que têm como resultado a mitigação das emissões de GEE não só do refino de petróleo, mas de toda cadeia produtiva em que atuam.

A ExxonMobil está focada no aumento da eficiência energética de suas refinarias e plantas químicas. Isto lhe permitiu, desde o ano de 1973, alcançar uma redução de 35% na sua intensidade energética, e mitigar em aproximadamente 10% suas emissões de CO₂ desde o ano 2000. Atualmente, a empresa está envolvida na meta de aumento de 10% na eficiência energética do refino entre 2002 e 2012, acordada junto ao API. Outras medidas que contribuem para a redução das emissões de GEE, não necessariamente ligadas apenas ao refino são os investimentos em cogeração, CCS e redução de queima em *flare*. A ExxonMobil também investe na tecnologia de gaseificação, que associada ao CCS, pode reduzir as emissões de GEE (EXXONMOBIL, 2009b).

A Sinopec busca a eficiência energética de suas operações, de acordo com as exigências governamentais. Ela tem economizado petróleo, aprimorado as redes de distribuição de energia elétrica o que, associado a outras medidas, tem gerado economia de energia

elétrica. Ademais a empresa tem reusado água residual e calor de baixa temperatura (SINOPEC, 2009b).

As emissões da Shell em 2008 foram 30% menores do que em 1990. Isso é resultado de medidas como eficiência energética de processos, CCS (a Shell captura e injeta CO₂ em poços de petróleo), investimento em tecnologias de cogeração avançada, energias alternativas e inclusão de custos futuros do CO₂ nas decisões de investimento (SHELL, 2009a; SHELL, 2010).

Dentre as empresas analisadas, a Valero Energy é a única com operações exclusivamente no refino e comercialização. As medidas de redução de emissões de GEE da Valero Energy focam em eficiência energética, em projetos de recuperação de calor e de matéria (hidrogênio, por exemplo), na inclusão dos custos do CO₂ nas decisões de investimento e na avaliação de projetos de baixo carbono para a produção de combustíveis, eletricidade e químicos. Além disso, a empresa está engajada no projeto voluntário “*California Climate Action Registry*” que promove ações de mitigação de emissões de GEE (VALERO ENERGY, 2010).

A *China National Petroleum Corporation* foi uma das fundadoras de um fundo nacional cujos recursos devem financiar projetos de estocagem de carbono através do plantio de florestas. Além disso, a empresa assinou um acordo para a produção de matéria-prima para produção de biodiesel e outros diversos acordos para o desenvolvimento de energia a partir da biomassa (CNPC, 2010).

As medidas que a BP tem tomado para reduzir as emissões de GEE envolvem: melhorias na eficiência das operações, como a automação de processos para reduzir a liberação de metano na atmosfera, o desenvolvimento de produtos mais eficientes, que inclui a parceria com companhias automobilísticas e de equipamentos para o uso mais eficiente dos combustíveis, investimentos em fontes de energia de baixo carbono, pressão junto aos governos, instituições e sociedade para precificar o carbono e estimular o desenvolvimento e uso de energias renováveis de baixas emissões e o financiamento de diversos grupos de pesquisa da área de mudanças climáticas, como o “*Carbon Mitigation Initiative*” da Universidade de Princeton (BP, 2010).

A ConocoPhillips investe em tecnologias de energias renováveis, busca melhoria contínua de eficiência energética, inclui o custo do carbono nas suas decisões de investimento e investe em tecnologias de CCS. Tal companhia também tem atuado na redução de *flare*. Especificamente no refino, a redução de *flare* tem ocorrido pela

recuperação dos gases de exaustão (CONOCOPHILLIPS, 2010a; CONOCOPHILLIPS, 2010b).

A TOTAL desenvolve CCS, melhora a eficiência energética de seus processos, minimiza a queima de gás natural associado, através da reinjeção em campos de petróleo e oferta produtos que contribuam para a eficiência energética das atividades de seus clientes(TOTAL, 2010).

5.7 Considerações finais

Este capítulo permitiu verificar que o setor refino apresenta concentração em termos de países e empresas similar aos dos setores cimenteiro e siderúrgico, o que confere ao setor boas perspectivas para a adoção das abordagens setoriais. Apesar de o comércio internacional de derivados ser significativo, a capacidade que o setor possui de repassar o aumento de custos ao preço é preservada pela heterogeneidade da qualidade dos derivados consumidos em diferentes partes do mundo. Além disso, as restrições às emissões das empresas refinadoras dos países Anexo 1 não têm gerado desvantagens competitivas para essas companhias. Entretanto, diante da necessidade de aprofundar as medidas de redução das emissões de GEE, metas mais ousadas podem ser propostas.

Como a maior parte dos países sujeitos a metas estão localizados na Europa, e, no Senado dos EUA tramitam propostas de metas de mitigação das emissões de GEE, o capítulo 6 analisa o futuro do refino na União Européia e nos EUA, focando nas projeções de consumo de energia e emissões de GEE. Tal análise permitirá observar se o refino nessas áreas tende a se tornar mais vulnerável as metas de mitigação das emissões, o que seria uma justificativa adicional à adoção de abordagens setoriais para lidar com as MCG.

Capítulo 6 – O futuro do refino na Europa e nos EUA

6.1 Introdução

Este capítulo apresentará algumas projeções do refino na União Européia e nos EUA, enfatizando as tendências de consumo de energia e emissões de GEE. A escolha da Europa e dos EUA baseia-se em diversos fatores, quais sejam: os países da União Européia já impõem metas de emissões de GEE às suas refinarias, e os EUA estão estudando a aplicação de medidas de mitigação de emissões às suas indústrias; esses países apresentam um parque de refino expressivo e as especificações dos derivados têm se tornado cada vez mais rígidas nessas regiões. Perspectivas sobre o futuro do setor são importantes para prever se a aplicação de abordagens setoriais pode se tornar mais ou menos apropriada para o setor refino.

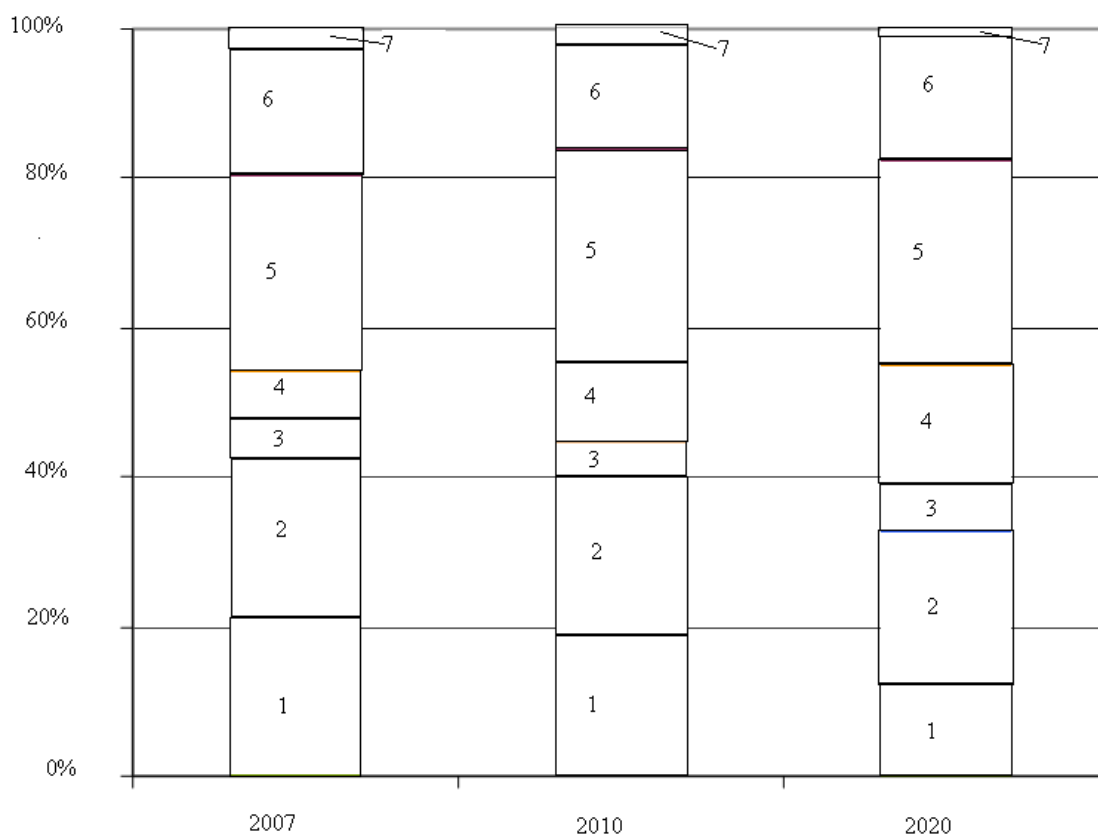
6.2 O futuro do refino na União Européia

CONCAWE (2008) apresenta um estudo da evolução do refino na União Européia entre 2000 e 2020. Tal estudo apresenta estimativas em relação ao consumo de energia e emissões de CO₂ do refino europeu. Para a realização do estudo foi utilizado um modelo de programação linear, cuja função-objetivo busca a maximização do lucro e inclui as restrições necessárias (atendimento da demanda, balanço de massa, entre outras).

Segundo CONCAWE (2008), a União Européia¹²⁹ consumiu 715 Mt¹³⁰ de petróleo em 2005 e estima-se que consuma 765 Mt em 2020. A figura 6.1 apresenta a projeção participação de petróleos de diversas origens no suprimento do mercado europeu entre 2007 e 2020.

¹²⁹ EU- 27+2

¹³⁰ Mt- milhões de toneladas



- 1- Mar do Norte
- 2- Norte da África
- 3- Oeste da África
- 4- Cáspio
- 5- Rússia
- 6- Oriente Médio
- 7- Outros

Figura 6.1 Origem dos petróleos para o suprimento do mercado europeu

Fonte: CONCAWE, 2008

É possível notar a projeção da queda gradual da participação do petróleo do Mar do Norte no suprimento do refino europeu. Em compensação, projeta-se um aumento da participação do petróleo do oeste da África e da bacia do Cáspio. Segundo CONCAWE (2008), até a próxima década será possível manter a atual participação do petróleo doce (45%) na cesta de petróleos processados pelo refino europeu. No longo prazo, no

entanto, é natural que a disponibilidade de petróleos tenda a ser dominada por petróleos mais pesados, com maior nível de contaminação.

A tabela 6.1 apresenta o resumo das projeções realizadas por CONCAWE (2008). Tais projeções foram realizadas com base na evolução da oferta de petróleo na Europa, conforme parágrafo anterior, na evolução da legislação ambiental para o fornecimento de combustíveis na Europa e na tendência de aumento da demanda por destilados médios em detrimento da redução da demanda por gasolina¹³¹. Além disso, foi considerado que a participação dos derivados importados/exportados no mercado europeu se manterá constante¹³². O horizonte de análise se estende entre 2000 e 2020. Enquanto as colunas sob o título “Horizonte de tempo” estão relacionadas às melhorias na qualidade dos derivados que já foram aprovadas, ou seja, estão certas que vão acontecer, as colunas sob o título “Mudanças potenciais na qualidade dos produtos” estão relacionadas ao ano de 2020, na presença das melhorias na qualidade dos derivados que ainda não foram aprovadas, são apenas projetos de lei, e são descritas sob tal título.

¹³¹ Detalhes são apresentados em CONCAWE (2008). O interesse aqui é estudar o impacto das projeções desse estudo nas emissões de CO₂ do refino europeu.

¹³² Tal situação hipotética foi colocada em xeque pela própria fonte (CONCAWE, 2008), dado que a análise que realiza demonstra considerável necessidade de recursos para atender às mudanças na demanda e nas especificações dos combustíveis, abrindo espaço para possíveis importações de derivados/produtos intermediários.

Tabela 6.1 Projeções sobre a qualidade do petróleo e derivados na União Europeia até 2020

Cesta de petróleos consumida	Horizonte de tempo					Mudanças potenciais na qualidade dos produtos			
	2000	2005	2010	2015	2020	Combustível marítimo para destilado com 0,5% de S	Diesel com baixo teor de PAH ²	Óleo para aquecimento com 50 ppm de S	As 3 mudanças
Grau API	35,3	35,2	35,2	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1	35,1
Proporção de petróleo com baixo teor de enxofre (%)	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Conteúdo de enxofre % mássica	1,00	1,04	1,10	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,15
Resíduo – CDU % mássica	42,7	42,8	42,9	43,0	42,9	43,0	43,0	42,9	43,0
Produção total Mt/ano	672	689	716	729	728	725	727	728	724
Fração de derivados leves ¹ (%)	80,2	81,7	82,1	82,2	82,2	90,5	82,2	82,2	90,5
Razões de produção									
Diesel/ gasolina	0,9	1,2	1,6	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Gasóleo/ gasolina	1,6	2,0	2,5	2,7	2,6	3,2	2,6	2,6	3,1
Destilados médios/ gasolina	1,8	2,3	2,9	3,2	3,2	3,7	3,2	3,2	3,7

¹Gasóleos e derivados mais leves, inclusive petroquímicos

²Hidrocarbonetos policíclicos aromáticos

Fonte: CONCAWE, 2008

O pequeno aumento no conteúdo de enxofre da cesta de petróleos processada nas refinarias europeias se deve à suposição do aumento da participação do petróleo pesado e azedo do Oriente Médio em tal cesta.

Os impactos das “Mudanças potenciais na qualidade dos produtos” foram projetados separadamente e em conjunto (caso as três exigências se tornem obrigações legais). A substituição dos combustíveis de navegação por destilados com no máximo 0,5% de enxofre, por exemplo, aumentará a fração de derivados leves produzidos pelo refino.

Já o aumento da razão entre o volume de destilados médios e o de gasolina é resultado da tendência do aumento da demanda por destilados médios, em especial diesel automotivo e combustível de aviação, ao mesmo tempo em que há uma pequena queda na demanda por gasolina.

CONCAWE (2008) aponta que, dentre todas as mudanças apontadas na tabela 6.1, o aumento da razão da produção de destilados médios em relação à gasolina oferecerá o maior desafio para o refino europeu, dado que exigirá grandes investimentos em novas plantas, energia adicional para o processamento, mais hidrogênio e, consequentemente, emissões adicionais de CO₂.

O aumento na demanda por destilados médios em detrimento da redução na demanda por gasolina tende a exigir maior capacidade de craqueamento, reduzindo as margens de refino e, consequentemente, a capacidade do refino para investir no curto prazo (IEA, 2009).

A tabela 6.2 apresenta a projeção da adição de capacidade necessária a cada etapa do refino europeu.

Tabela 6.2 Projeção da necessidade de adição de capacidade às etapas do refino europeu

	Horizonte de tempo				Mudanças potenciais na qualidade dos produtos			
	2005	2010	2015	2020	Combustível marítimo para destilado com 0,5% de S	Diesel com baixo teor de PAH	Óleo para aquecimento com 50 ppm de S	As 3 mudanças
Capacidade adicional (Mt/ano)	Adição em relação ao ano 2000				Adição em relação ao ano de 2020			
CDU	24	57	77	79	8	3	1	14
VDU	9	22	11	7	5	-1	0	7
Visco-redução	9	15	10	5	2	-4	0	2
Coqueamento	0	0	0	0	9	0	0	10
FCC	0	0	0	0	1	-1	0	0
HCU	16	60	70	35	78	5	0	81
Dessulfurização/ conversão de resíduos	2	3	19	71	12	3	0	10
Reforma catalítica	53	38	36	35	-12	-2	1	-12
Aromáticos	1	1	2	4	0	0	0	0
Isomerização/ Alquilação	2	1	1	1	1	0	0	2
Hidrotratamento-destilado médio	83	89	142	154	-28	0	45	14
Dearomatização de gasóleo	0	0	0	0	0	117	0	100
Hidrogênio (kt/ano de H ₂)	336	606	887	1196	668	514	92	1136
Craqueamento a vapor	7	11	11	14	3	0	0	3

Fonte: CONCAWE, 2008

A adição de capacidade das colunas sob o título “Horizonte de tempo”, representa a adição de capacidade em relação à capacidade do ano 2000. Deve-se notar que essas colunas se referem à adição de capacidade necessária para atender melhorias na

qualidade dos derivados que já foram aprovadas, ou seja, estão certas que vão acontecer. Já as colunas sob o título “Mudanças potenciais na qualidade dos produtos” se referem à adição de capacidade em relação a capacidade do ano 2020, caso as potenciais melhorias na qualidade dos derivados, que ainda não foram aprovadas, sejam aprovadas. Na tabela 6.2 destacam-se a necessidade adicional de hidrogênio, impulsionada pelas crescentes restrições na concentração de enxofre dos combustíveis, a necessidade extra de hidrotratamento para os destilados médios, dado que se projeta considerável substituição da gasolina por destilados médios, e a necessidade adicional de hidrocrackeamento (HCU) e de conversão/tratamento de resíduos. As mudanças observadas entre 2015 e 2020 são, em grande parte, derivadas da necessidade da oferta de combustível de navegação com concentração máxima de 0,5% de enxofre a partir de 2020, respondendo pelo grande aumento na necessidade de tratamento de resíduos, e conseqüente queda na necessidade de hidrocrackeamento.

IFP (2007) salienta que, nos últimos anos, o crescimento da capacidade de refino na Europa e nos EUA tem sido conseqüência de políticas de modernização de equipamentos e da instalação de unidades para a produção de derivados de alta especificação. Ressalta ainda que, os investimentos realizados entre 2003 e 2006 nos EUA, Europa e Japão visaram, especialmente, adaptar a produção às exigências de especificações dos derivados e expandir a capacidade através da eliminação de gargalos nas operações existentes.

Com base nas projeções sobre a evolução do refino europeu entre 2000 e 2020, a tabela 6.3 apresenta os impactos dessa evolução sobre seu consumo de energia e sobre suas emissões de CO₂. Considerou-se que não haverá ganhos de eficiência após 2005¹³³.

¹³³ Apesar dessa hipótese não parecer razoável, ela simplifica as simulações, que, por sua vez, apresentam os desafios futuros do refino para mitigar as emissões.

Tabela 6.3 Consumo de energia e emissões de CO₂ no refino da União Européia

Horizonte de tempo							Mudanças potenciais na qualidade dos produtos			
		2000	2005	2010	2015	2020	Combustível marítimo para destilado com 0,5% de S	Diesel com baixo teor de PAH	Óleo para aquecimento com 50 ppm de S	As 3 mudanças
							Adição em relação ao ano de 2020			
Consumo de energia	Mtoe/ano	45,1	49,7	52,4	55,0	56,8	5,2	2,4	1,0	8,5
	% do petróleo refinado	7,0	7,5	7,5	7,6	7,9	0,7	0,3	0,1	1,1
Composição dos combustíveis das refinarias										
Gás de refinaria e importado (%)		74,9	65,1	55,5	53,0	50,3	47,1	44,6	49,0	46,4
Combustíveis residuais (%)		11,9	22,8	34,5	37,6	39,3	44,4	46,0	40,7	45,7
Coque (%)		13,3	12,1	10,0	9,4	10,4	8,5	9,4	10,3	7,9
Emissões de CO ₂										
Das refinarias	Mt/ano	122	144	159	171	180	30	14	4	46
	t/t de petróleo refinado	0,18	0,21	0,22	0,23	0,24	0,04	0,02	0,01	0,06
Do uso dos derivados	Mt/ano	1882	1916	1986	2011	1992	-13	-6	-1	-19
Total		2002	2058	2143	2180	2170	16	8	3	27
Das refinarias	% do total	6,1	7,0	7,4	7,8	8,3	9,6	8,9	8,5	10,3

Fonte: CONCAWE, 2008

Segundo o estudo apresentado em CONCAWE (2008), o consumo de energia das refinarias da União Européia passará de 45 Mtoe¹³⁴ em 2000 para 57 Mtoe em 2020. Caso as potenciais mudanças na qualidade dos combustíveis se efetivem, o consumo de energia em 2020 será de 65 Mtoe. Já a porcentagem da energia do petróleo refinado que é consumida pelo refino também tende a aumentar, passando de 7,0% em 2000 para 7,9% em 2020. Novamente, se as potenciais mudanças na qualidade dos combustíveis se efetivarem, tal porcentagem poderá alcançar 9,0%.

A figura 6.2 apresenta o aumento no consumo de energia segregando-o por causa.

¹³⁴ Milhões de toneladas equivalentes de petróleo.

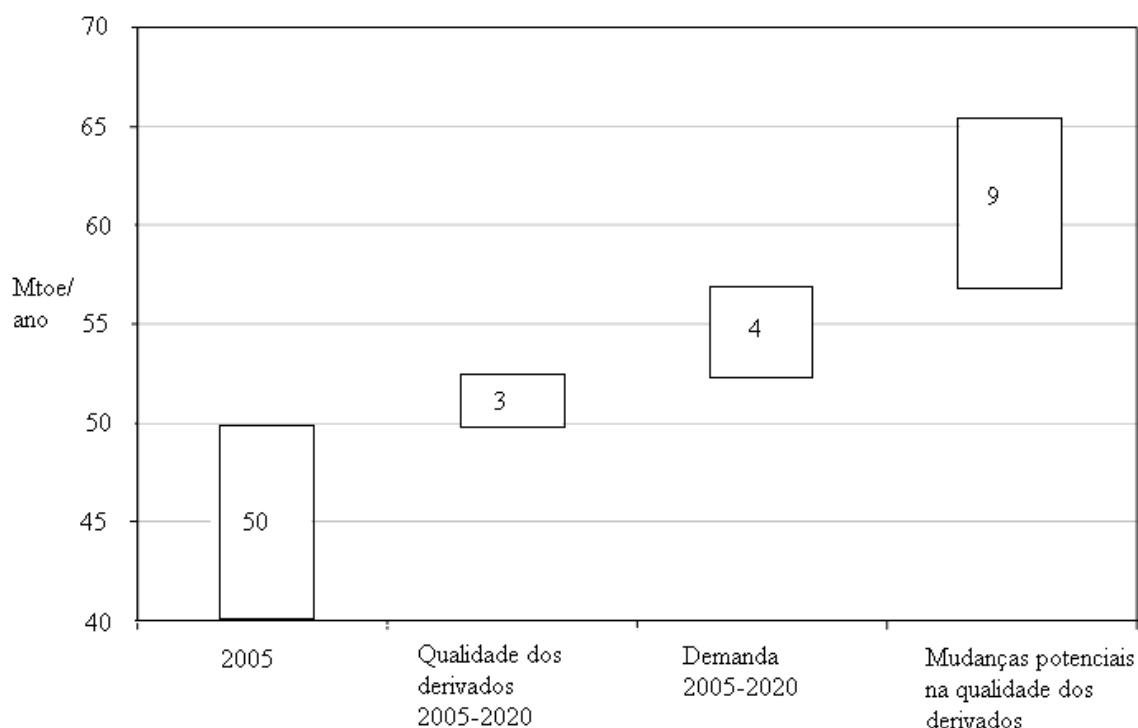


Figura 6.2 Causas do aumento do consumo energético nas refinarias europeias entre 2005 e 2020

Fonte: CONCAWE, 2008

De acordo com a figura 6.2, especificações mais restritas para os derivados serão responsáveis por 6% de aumento (em relação ao consumo de 2005) no consumo de energia do refino na União Europeia até 2020. Já o vagaroso crescimento na demanda de derivados, associado à mudança no perfil dessa demanda¹³⁵, será responsável por 8% de aumento no consumo de energia das refinarias da União Europeia até 2020. Ainda, caso as mudanças potenciais nas especificações dos produtos entrem em vigor, o aumento do consumo de energia pode ser mais que o dobro daquele esperado na ausência dessas mudanças.

A tabela 6.3 também permite observar uma tendência de aumento das emissões absolutas e relativas de CO₂ oriundas do processo de refino na União Europeia. As emissões relativas são dadas em toneladas de CO₂ emitido por tonelada de cru processado no refino. Tal tabela também estima as emissões provenientes do uso dos combustíveis produzidos, e apresenta na última linha a participação das emissões do processo de refino no total de emissões dos derivados. O total de emissões dos derivados é dado pela soma das emissões do refino às emissões do uso dos derivados.

¹³⁵ Por exemplo, substituição da demanda de gasolina por destilados médios.

Assim, a última linha da tabela 6.3 permite constatar que as emissões do refino tendem a aumentar sua participação no total de emissões dos derivados, podendo chegar a quase 10,3% dessas emissões caso todas as mudanças potenciais nas especificações dos derivados entrem em vigor.

Com relação à evolução no consumo de combustíveis pelo refino, a tabela 6.3 projeta a queda na participação dos combustíveis gasosos, dando lugar ao aumento da participação de combustíveis líquidos na cesta que compõe os vetores energéticos do refino. Tal fato pode ser explicado pela projeção de aumento do consumo de energia no refino, associado à projeção de redução na utilização de unidades que produzem grande quantidade de gases de refinaria, como o FCC e a visco-redução, somado ao crescimento do consumo não energético dos gases de refinaria. Segundo CONCAWE (2008), o consumo dos gases de refinaria como matéria-prima para a produção de hidrogênio deve passar de 37% em 2005 para 63% em 2020. Se se considerar que as potenciais mudanças nas especificações dos derivados entrarão em vigor, a participação dos gases de refinaria como matéria-prima para produção de hidrogênio pode alcançar 81%. No entanto, como já mencionado, tais projeções não consideraram a possibilidade de aumentar a aquisição de gás natural.

A figura 6.3 apresenta o aumento nas emissões de CO₂ segregando-o por causa.

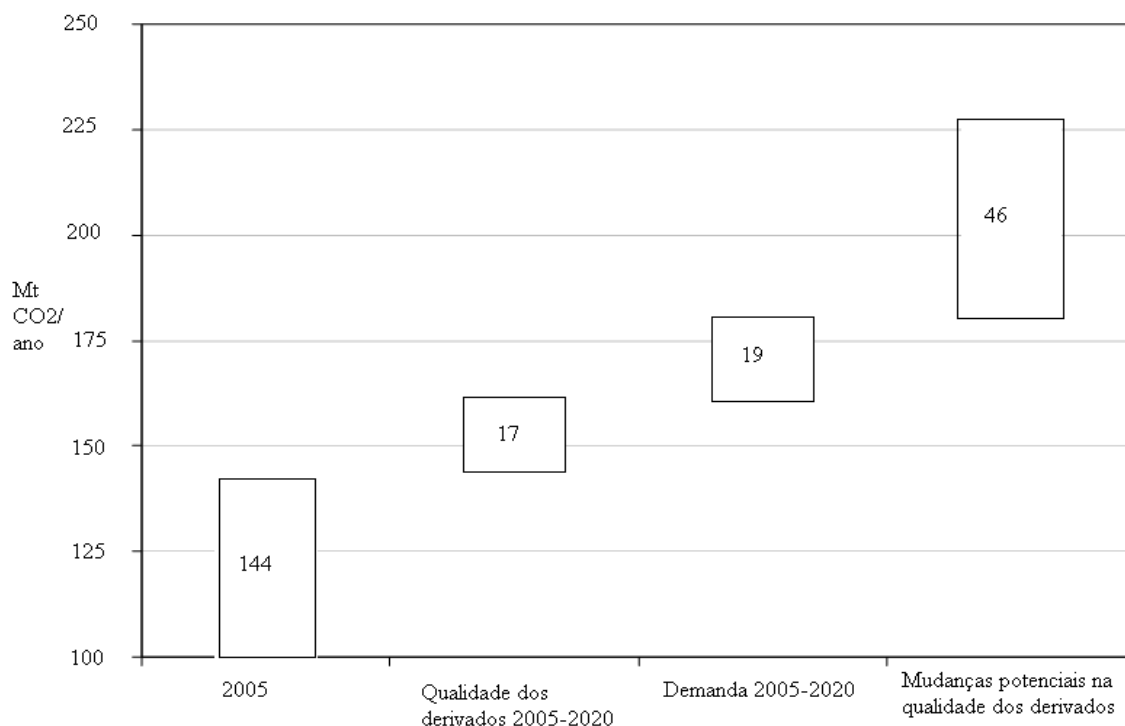


Figura 6.3 Causas do aumento das emissões de CO₂ pelas refinarias europeias entre 2005 e 2020

Fonte: CONCAWE, 2008

De acordo com a figura 6.3, especificações mais restritas para os derivados serão responsáveis por 12% do aumento (em relação às emissões de 2005) nas emissões de CO₂ do refino da União Europeia até 2020. REINAUD (2008) também alerta que as crescentes exigências sobre as especificações dos derivados aumentarão a demanda de energia das refinarias, aumentando suas emissões de CO₂.

Já o vagaroso crescimento na demanda de derivados, associado à mudança no perfil dessa demanda, será responsável por 13% do aumento nas emissões de CO₂ das refinarias da União Europeia até 2020. Ainda, caso as mudanças potenciais nas especificações dos derivados entrem em vigor, o aumento das emissões de CO₂ pode ser mais que o dobro daquele esperado na ausência dessas mudanças. Vale notar que a projeção do aumento relativo das emissões de CO₂ é bem maior que a projeção do aumento relativo do consumo de energia das refinarias europeias entre 2005 e 2020. Para se ter uma idéia, no pior cenário¹³⁶, o consumo de energia aumentará em 32% (em relação a 2005), enquanto as emissões de CO₂ crescerão 57%.

¹³⁶ Caso em que se levariam em consideração os impactos das especificações mais restritas à qualidade dos derivados (já oficializadas), a mudança no perfil da demanda e a entrada em vigor das mudanças potenciais nas especificações dos produtos

Há que se destacar também o papel da produção do hidrogênio no aumento das emissões de CO₂ do refino europeu, dado que, além das emissões energéticas oriundas da sua produção, a produção de hidrogênio também libera CO₂ na reação de descarbonização do insumo utilizado, em geral o metano.

A figura 6.4 apresenta as emissões de CO₂ de processo provenientes da produção de hidrogênio, sendo que para os anos 2000 e 2005 são apresentadas as emissões realizadas e, a partir de 2010, as emissões projetadas. De acordo com a figura 6.4, a participação das emissões de CO₂ de processo (não inclui as emissões energéticas) no total de emissões do refino passará de 10% em 2005 para mais de 25% em 2020, caso todas as mudanças potenciais nas especificações dos produtos entrem em vigor.

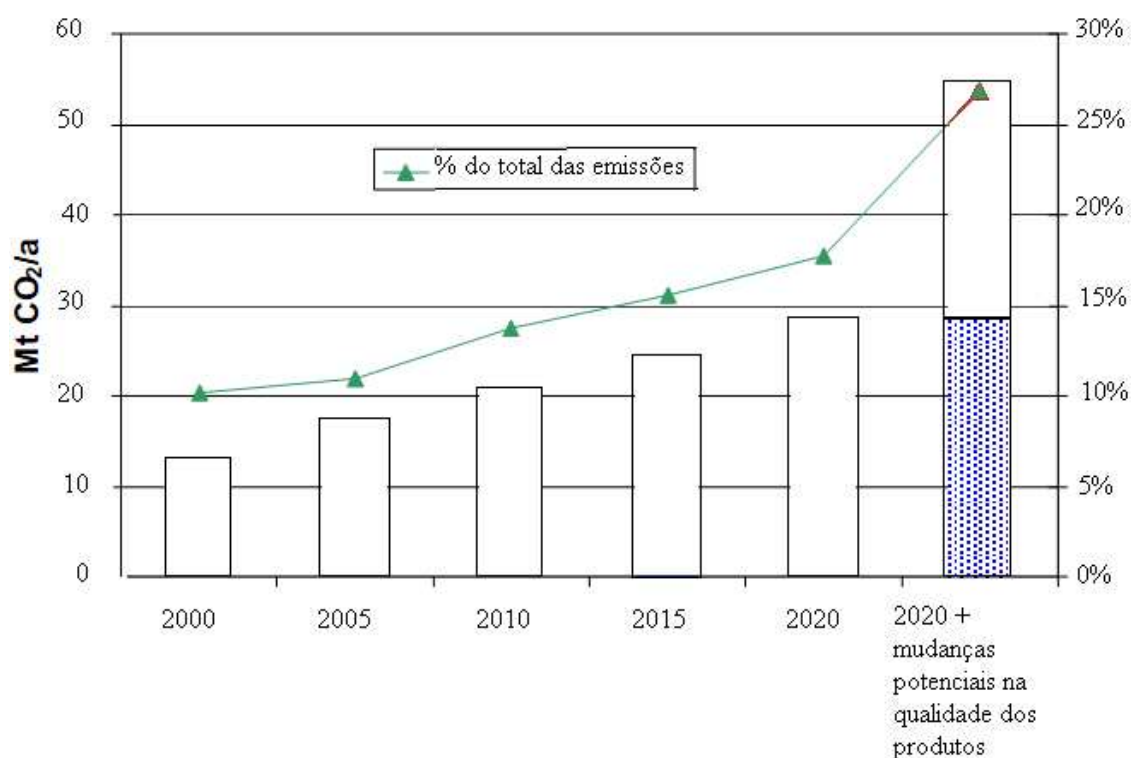


Figura 6.4 Emissões de CO₂ derivadas do processo (não energéticas) de produção de hidrogênio

Fonte: CONCAWE, 2008

Em resumo, o aumento da razão de produção de destilados médios em relação à gasolina e as exigências de redução contínua na concentração de enxofre dos derivados produzidos pelo refino europeu guardam uma relação direta com o aumento das emissões de CO₂ das suas refinarias. A figura 6.5 ilustra a correlação positiva entre a razão (destilados médios/gasolina) e as emissões específicas de CO₂.

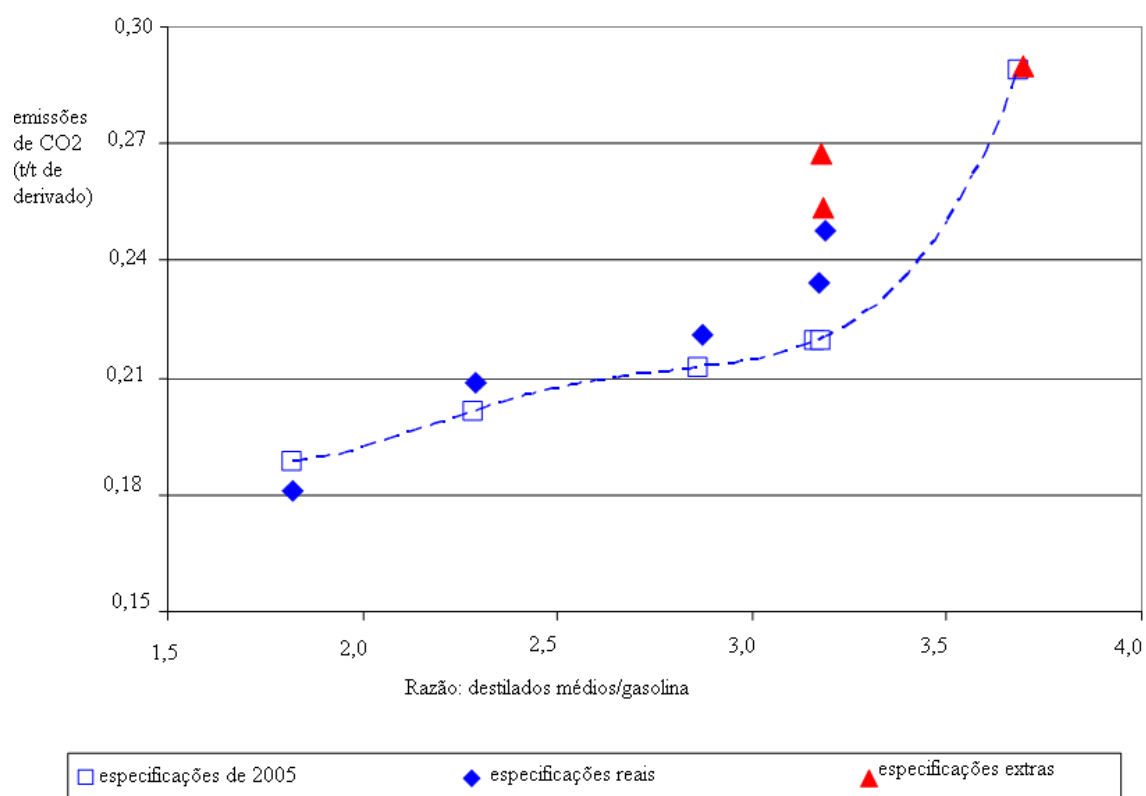


Figura 6.5 A razão destilados médios/gasolina e as emissões de CO₂

Fonte: CONCAWE, 2008

A figura 6.5 apresenta 3 séries temporais. A denominada “especificações de 2005” considera a evolução da razão destilados médios/gasolina mantendo-se constantes as especificações de 2005 para os derivados. Já a série “especificações reais” supõe a evolução aprovada das especificações dos combustíveis. A última série, identificada como “especificações extras”, supõe que as especificações dos combustíveis atendam às mudanças potenciais na qualidade dos derivados.

A figura 6.6 mostra a correlação positiva entre a remoção de enxofre dos derivados e as emissões específicas de CO₂.

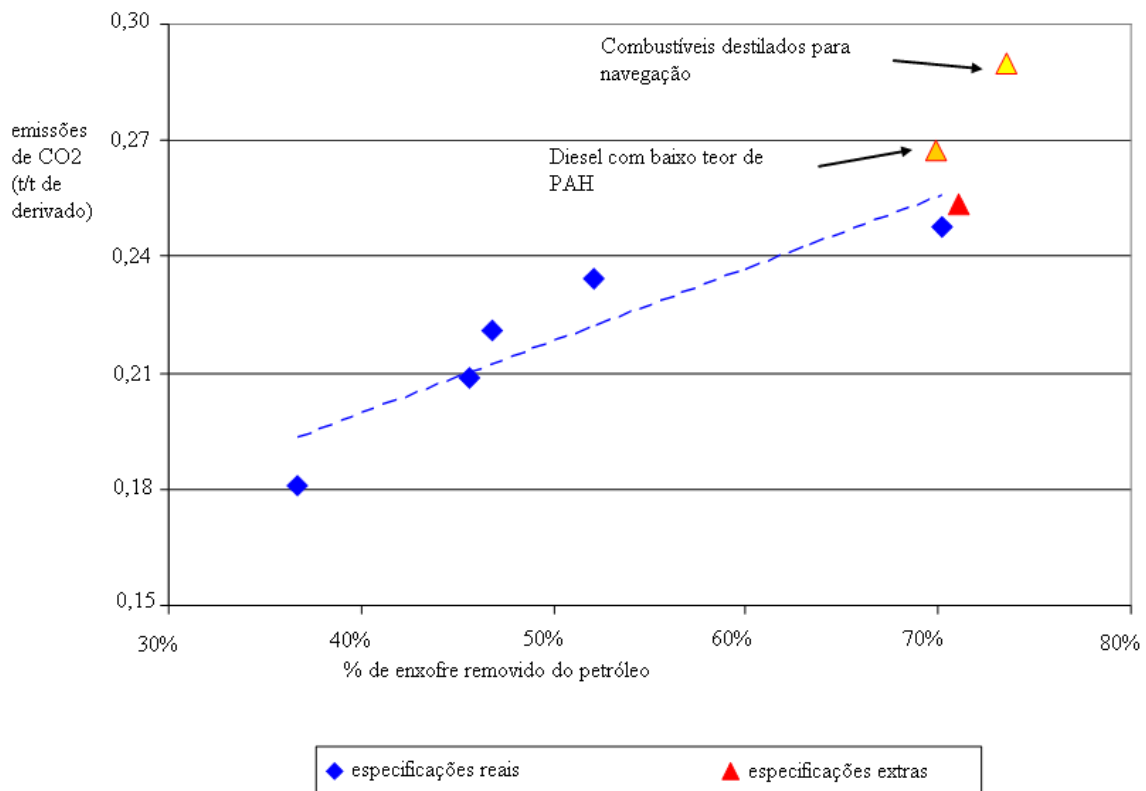


Figura 6.6 A remoção de enxofre do petróleo e as emissões específicas de CO₂

Fonte: CONCAWE, 2008

Na figura 6.6 as séries denominadas “especificações reais” e “especificações extras” representam as suposições explicadas para a figura 6.5.

CONCAWE (2008) salienta que a tendência do aumento da razão entre a produção de destilados médios em relação à produção de gasolina pode ser revertida caso tal razão se torne muito elevada. É que nesse caso, como pode ser visto pela figura 6.5, as emissões do refino podem se tornar muito elevadas, anulando as vantagens das emissões inferiores do uso de destilados médios em substituição à gasolina.

Todos os resultados anteriores desconsideram o custo das emissões de CO₂. Porém, CONCAWE (2008) também realizou uma otimização incluindo o custo da tonelada do CO₂ no ano 2020. Os resultados são apresentados na tabela 6.4.

Tabela 6.4 A influência do custo do CO₂ nas emissões do refino europeu em 2020

Preço do CO ₂	euros/t	0	20	40	60	80	100
Gasto adicional de capital	Bilhões de euros	referência	0,7	2,0	2,7	4,2	5,9
Custo total ¹		referência	103	263	373	586	876
Consumo de energia	Mtoe/ano	56,8	56,6	56,3	56,1	55,8	55,6
Emissões de CO ₂	Mt/ano	180,3	179,6	178,8	178,4	177,5	176,8
Custo total das emissões de CO ₂ para o refino	Bilhões de euros/ano	0,0	3,6	7,2	10,7	14,2	17,7
Custo da redução marginal de CO ₂	euros/t	0,0	160	182	198	209	254

¹Inclui custo de capital

Fonte: CONCAWE, 2008

Analisando o pior cenário, cujo custo do carbono atinge 100 euros/t de CO₂, é possível notar que o consumo de energia e as emissões de CO₂ são cerca de 2% inferiores que no cenário base (sem custo de emissão). Isso significa que medidas que reduzam as emissões de CO₂ no refino europeu, com custo inferior a 100 euros/t de CO₂, alcançariam no máximo 2% de redução nas emissões. Isso é evidente na última linha da tabela 6.4 que apresenta o custo marginal de redução de emissão do CO₂, ou seja, o custo de redução de emissão da próxima tonelada de CO₂. Para a última coluna, o custo marginal de redução de emissão do CO₂ é bem maior que o preço do CO₂, valendo mais a pena comprar créditos no mercado do que reduzir a emissão da próxima tonelada de CO₂. Segundo CONCAWE (2008), tal estimativa não deve ser uma surpresa, dado que os mesmos combustíveis devem ser produzidos a partir da mesma cesta de crus e os processos alternativos de refino são mais ou menos similares em termos de custo, consumo de energia e emissões de CO₂.

Com efeito, GOMES et al. (2009) chegam a resultados similares ao simularem modificações nas configurações de refinarias brasileiras em fase de projeto. Inicialmente são estabelecidas as configurações de 2 tipos de refinarias: uma das configurações privilegiando a produção de diesel de alta qualidade e a outra configuração a produção de derivados e petroquímicos. São simulados o consumo de energia e as emissões de CO₂ dessas refinarias. A simulação inicial considera a situação brasileira atual, que não restringe as emissões de GEE. Em seguida, são simuladas as mudanças nas configurações/operações das refinarias diante de custos da tonelada de CO₂ variando entre US\$ 25 e US\$ 150. Até o custo de US\$ 100/t de CO₂ praticamente não há mudança na configuração das refinarias ou nos combustíveis consumidos por elas. A partir desse valor as refinarias passaram a consumir mais gás natural, tanto como substituto de combustíveis mais carbono-intensivos, quanto para aumentar a produção de hidrogênio, usado tanto como insumo de processo (HCU, HDT), quanto como combustível. As simulações mostraram que o aumento do consumo de hidrogênio se deu devido ao aumento da participação do HCU em detrimento do FCC, e do consumo de hidrogênio como combustível. No entanto, o valor a partir do qual houve alguma mudança na configuração das refinarias é bastante alto (US\$ 100/tCO₂), indicando que as tecnologias atuais não permitem a modificação das configurações das refinarias para outras configurações menos carbono-intensivas sem o pagamento de altos custos de abatimento de emissões de GEE.

A penúltima linha da tabela 6.4 apresenta o custo total de emissões de CO₂ para o refino. No entanto, esse só seria o valor com que o refino teria que arcar se o limite de emissões para o refino europeu fosse zero, ou seja, o refino tivesse que mitigar 100% das suas emissões. Entretanto, atualmente, os Planos Nacionais de Alocação têm distribuído permissões de emissões equivalentes às emissões históricas das refinarias.

CONCAWE (2008) considera que em 2020 o EU-ETS distribuirá 1720 Mt de CO₂ em permissões de emissões para as plantas industriais localizadas na União Européia. Considerando que 5% deverá ser reservado para distribuir aos novos entrantes e que 6% das permissões serão distribuídas às refinarias, haverá 97 Mt de CO₂ em permissões de emissões para o refino nessa data. Isso significa que, caso o custo do CO₂ alcance 100 euros/tonelada, o custo total de emissões com que o refino da União Européia teria de arcar seria de: $(177 \text{ Mt} - 97 \text{ Mt}) \times 100 \text{ euros/tonelada} = 8 \text{ bilhões de euros}$. CONCAWE (2008) estima que em 2020 o refino da União Européia processará 750 Mt de petróleo (tabela 6.3). Isso significa um custo adicional de 10,7 euros por tonelada de petróleo

processado. Considerando que cada tonelada de petróleo processado na União Europeia equivale a 1199 l¹³⁷, teremos um acréscimo de menos de 1 centavo de euro por litro de petróleo processado.

Um estudo realizado pelo IFP aponta que, para o horizonte 2010-2015, dos projetos mais adiantados (com maior probabilidade de se concretizarem), 76% da nova capacidade de refino está projetada para ser construída no Oriente Médio e na região Ásia-Pacífico. Na Europa, há apenas a Ucrânia, com projeto contemplando menos de 1% da capacidade das novas refinarias, e o Cazaquistão¹³⁸, com projeto contemplando cerca de 15% da nova capacidade (projetada) de refino do mundo (IFP, 2007).

Em relação aos projetos de expansão das refinarias (horizonte 2010-2015), 81% delas estão projetadas para ocorrer nos EUA, Ásia e Oriente Médio. Na Europa, não há projetos de expansão. Na Eurásia, um projeto de expansão russo compreende 8% das expansões (IFP, 2007).

A crise econômica deflagrada a partir da segunda metade de 2008 contribuiu para a redução na demanda mundial de derivados. Associado a isso, há uma expectativa de redução nos custos dos serviços contratados pela indústria, já que a demanda por tais serviços também se reduziu. Como se não bastasse, há incertezas a respeito do impacto futuro do custo do carbono nas operações das refinarias. Todos esses fatores têm contribuído para o cancelamento temporário ou definitivo de investimentos no refino europeu (IEA, 2009).

A região que mantém o maior conjunto de projetos de investimentos em refinarias é a região mediterrânea da Europa, incluindo Itália, Grécia e Península Ibérica. Refinarias europeias pequenas e de baixa complexidade tendem a ser fechadas, já que não serão capazes de competir num mercado que exigirá cada vez mais capacidade de conversão e tratamento para os derivados (IEA, 2009).

6.3 O futuro do refino nos Estados Unidos da América (EUA)

WORRELL e GALITSKY (2005) afirmam que, logo após o primeiro choque do petróleo, o governo norte-americano subsidiou a construção de refinarias. Isso fez com que, em 1981, os Estados Unidos contassem com mais de 300 refinarias em operação.

¹³⁷ 7,54 barris/t; 159l/barril

¹³⁸ O Cazaquistão é transcontinental, já que apresenta áreas tanto no continente europeu quanto no continente asiático.

Porém, a maior parte das refinarias construídas era pequena, ineficiente e apresentava reduzida complexidade. Além disso, as refinarias pequenas apresentavam reduzida flexibilidade, produzindo pequena variedade de derivados. Diante da demanda crescente por derivados mais leves e de mudanças na política energética federal, o número de refinarias foi reduzido e a utilização de capacidade das refinarias remanescentes cresceu.

PELLEGRINO et al. (2007) afirmam que em janeiro de 2006 havia 142 refinarias em operação nos EUA. Enquanto em 1981 a utilização de capacidade primária do refino norte-americano era de cerca de 65%, em 2008 ela alcançou 83% (PELLEGRINO et al., 2007; EIA, 2009e; BP, 2009b)

PELLEGRINO et al. (2007) estimam uma expansão de capacidade de 1553 kbd para o refino norte-americano entre 2006 e 2012. A maior parte dessa expansão será destinada ao processamento de resíduos, dada a queda na qualidade do petróleo, que se torna cada vez mais pesado e com maior teor de contaminantes.

As figuras 6.7 e 6.8 ilustram a queda da qualidade do petróleo processado pelo refino norte-americano entre 1985 e 2005.

A figura 6.7 mostra que o petróleo consumido pelo refino norte-americano vem se tornando cada vez mais azedo, exigindo cada vez mais tratamento para a produção de derivados com baixo teor de enxofre.

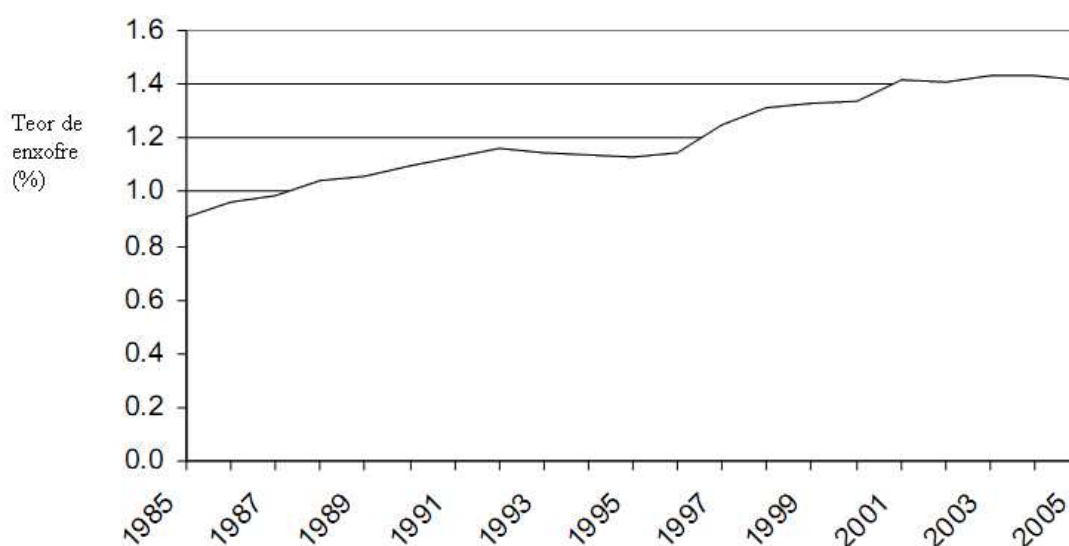


Figura 6.7 Teor de enxofre do petróleo processado pelo refino norte-americano

Fonte: PELLEGRINO et al., 2007

A figura 6.8 ilustra o aumento da densidade do petróleo processado pelo refino norte-americano entre 1995 e 2005.

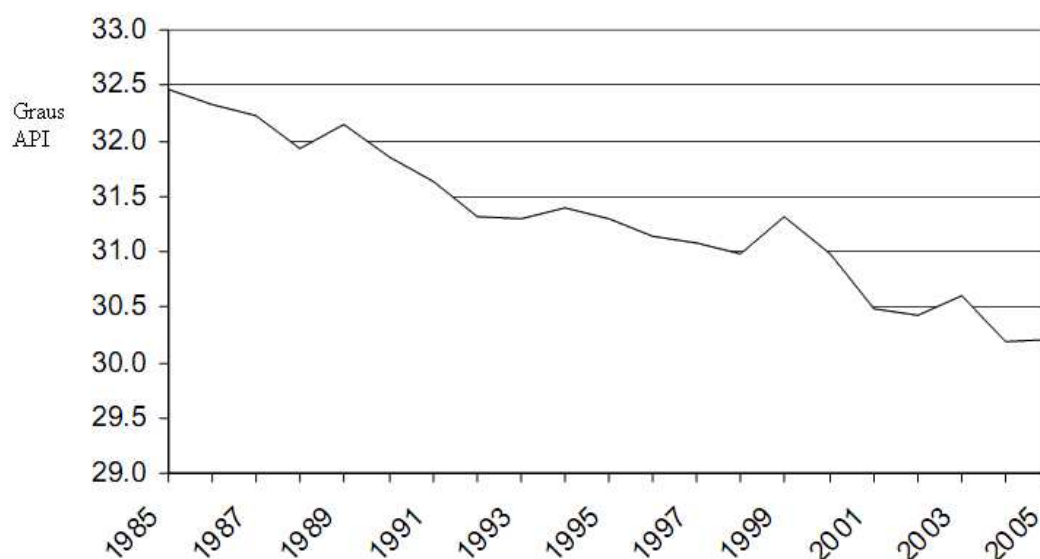


Figura 6.8 Graus API do petróleo processado pelo refino norte-americano

Fonte: PELLEGRINO et al., 2007

WORRELL e GALITSKY (2005) e EPA (2007) enfatizam que a tendência de oferta de petróleos cada vez mais pesados e azedos para o refino norte-americano deve continuar, impactando o conjunto de derivados produzidos, as necessidades de processamento e o uso de energia pelas refinarias. Essa tendência resultará em expansões adicionais da capacidade de conversão das refinarias.

Há também a tendência do aumento da produção de derivados a partir do óleo extraído de fontes não-convencionais, como as areias betuminosas e o xisto betuminoso. A extração do óleo desses minerais é um processo energo-intensivo, já que demanda grande quantidade de calor para extrai-lo (EPA, 2007).

Outra tendência é a produção de combustíveis sintéticos, através de processos conhecidos como *Coal-to-Liquids* (CTL) e *Gas-to-Liquids* (GTL). No entanto, os processos de produção de combustíveis sintéticos são, geralmente, mais energo e carbono- intensivos que o refino convencional (EPA, 2007).

Enquanto a qualidade do petróleo processado pelo refino norte-americano piora, a demanda absoluta e relativa dos derivados leves (como o óleo combustível destilado) aumenta, reduzindo a participação da demanda por derivados pesados (como o óleo combustível residual) ao longo dos últimos 50 anos (WORRELL e GALITSKY, 2005).

A figura 6.9 apresenta a participação dos derivados produzidos pelo refino norte-americano de 1993 a 2008.

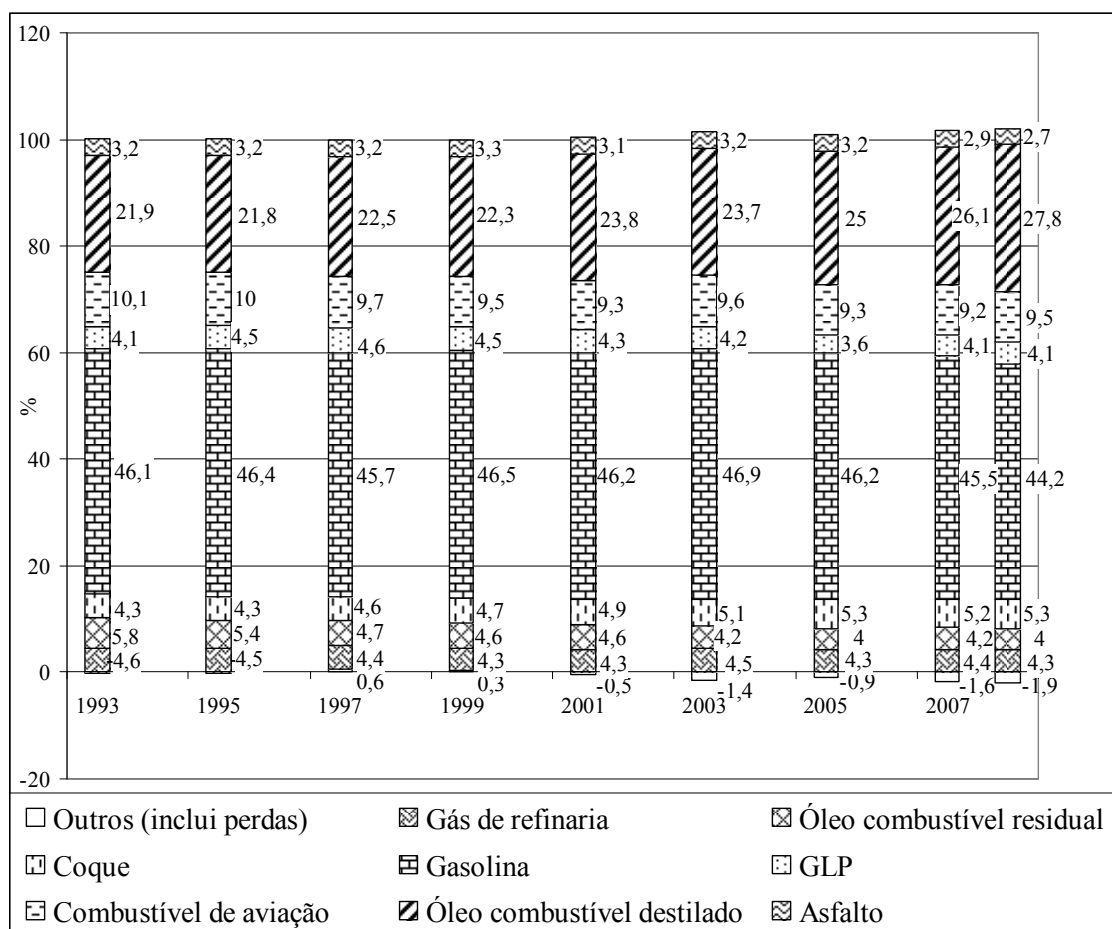


Figura 6.9 Participação dos derivados produzidos pelo refino norte-americano

Fonte: EIA, 2010c

Notas: Os valores ao lado dos gráficos de barra representam a participação (%) de cada derivado no total da produção do refino norte-americano em cada ano.

O último gráfico de barra refere-se ao ano de 2008.

Comparando a participação dos derivados na produção total de 2008 com a participação deles em 1993, nota-se que, apesar de a gasolina ter perdido cerca de 2% de participação em relação ao ano de 1993, o óleo combustível destilado aumentou em cerca de 6% sua participação no total de derivados produzidos. Já o combustível de aviação teve uma retração de menos de 1%, o GLP manteve a participação de 1993 e o gás de refinaria manteve participação quase igual a de 1993. Enquanto isso, o óleo combustível residual perdeu 1,8% de participação, o asfalto reduziu sua participação em menos de 1% e o coque aumentou sua participação em 1%. Isso evidencia uma

tendência de aumento da participação dos derivados leves na produção do refino em detrimento da redução da participação dos derivados pesados.

Demandas por melhorias na qualidade do ar têm surgido nos EUA. Isso resultará em especificações cada vez mais restritas à qualidade dos combustíveis, como a redução do teor de enxofre da gasolina e do diesel. Por sua vez, a redução no teor de enxofre exigirá o aumento da capacidade de HDT. Refinarias pequenas provavelmente não serão capazes de investir em HDT, reduzindo suas participações no mercado, o que tornará o refino norte-americano mais concentrado. O crescimento da demanda deverá ser atendido pela expansão das refinarias existentes (WORRELL e GALITSKY, 2005).

A consolidação da indústria do refino tem contribuído para melhorar as margens das refinarias. Nos EUA, tal consolidação tem sido dominada pelo encerramento de refinarias simples, pequenas e ineficientes e pelo aumento da capacidade de refinarias grandes e complexas. Isso tem tornado a indústria do refino dominada pela presença de companhias grandes, verticalmente integradas, atuando numa grande variedade de atividades (EPA, 2007).

As restrições cada vez mais severas às emissões do refino e a demanda por cada vez mais segurança nos processos do refino influenciarão a escolha tecnológica e os investimentos do refino norte-americano (WORRELL e GALITSKY, 2005).

A necessidade de produzir combustíveis com teor de enxofre cada vez menor, associada ao aumento da participação da demanda por combustíveis leves e ao aumento da oferta de petróleo pesados e azedos exigirá um consumo cada vez maior de hidrogênio. Na ausência de medidas que aprimorem a recuperação de hidrogênio e/ou de tecnologias inovadoras para a produção desse insumo, haverá um grande aumento no consumo de energia (consequentemente, das emissões de GEE), dado que a produção de hidrogênio é energo-intensiva. O aumento das emissões de GEE também deve ser gerado pelo aumento das emissões de processo (não energéticas) da produção de hidrogênio (PELLEGRINO et al., 2007; WORRELL e GALITSKY, 2005).

Diante desse cenário, EPA (2007) estima que o consumo de energia do refino norte-americano em 2020 deve ser 25% superior ao de 1997, impulsionado principalmente pelo crescimento da produção. Nesse período, se projeta que a intensidade energética do setor refino deve crescer 0,2% ao ano, enquanto a intensidade energética do setor industrial norte-americano deve reduzir a taxa de 1,1% ao ano. Os resultados das medidas de eficiência energética do setor tendem a se tornar cada vez mais modestos, dado que as melhores oportunidades serão exploradas primeiro.

No cenário de maior crescimento econômico¹³⁹ divulgado por EIA (2010d), o setor refino norte-americano deve crescer em torno de 10% entre 2007 e 2030¹⁴⁰. Enquanto isso, nesse mesmo cenário, o setor industrial norte-americano deve crescer cerca de 74%. No cenário referência se projeta que, entre 2007 e 2030, o refino norte-americano deve aumentar seu consumo de energia em torno de 1900 PJ. Isso significa que o refino norte-americano em 2030 deve consumir 50% mais energia do que consumiu em 2007. Enquanto isso, no cenário referência, o consumo de energia do setor industrial norte-americano deve crescer 4% entre 2007 e 2030 (EIA, 2010d).

EPA (2007) divulga que, segundo o *Annual Energy Outlook 2006* (AEO, 2006) desenvolvido pela EIA, entre 2004 e 2020 as emissões de CO₂ do refino norte-americano devem crescer 57%, acompanhando o crescimento projetado para o consumo de energia do período, que é de 50%.

Algumas alternativas apresentadas por EPA (2007) para reduzir o consumo de energia das refinarias são: utilização de combustíveis mais leves, aumento do uso da co-geração, substituição por equipamentos mais eficientes, melhoria de processo e P&D. Enquanto o incremento da co-geração é reconhecida como a alternativa mais promissora, a utilização de combustíveis mais leves é a menos promissora, já que as refinarias já utilizam o gás de refinaria que produzem e não há muito espaço para a substituição por combustíveis mais leves. As outras opções apresentam potencialidade mediana, estando sujeitas a barreiras financeiras, incertezas e problemas de monitoramento.

6.3.1 As novas propostas de legislação climática e energética nos EUA

Foi aprovada na Câmara dos Representantes dos EUA uma nova legislação climática e energética, proposta em 15 de maio de 2009 pelos deputados republicanos Waxman e Markey.¹⁴¹ Agora tramita no Senado uma outra proposta de legislação climática e energética conhecida como Kerry-Boxer. Tal proposta é similar a Waxman-Markey e, se aprovada, deverá ser compatibilizada com a proposta Waxman-Markey antes de entrar em vigor.

¹³⁹ Não se utilizou o cenário referência, pois, para o setor refino, não é apresentada estimativa nesse cenário.

¹⁴⁰ Tal crescimento baseia-se no valor de produtos transportados.

¹⁴¹ Na literatura tal projeto de lei têm sido identificado de várias maneiras: *Waxman-Markey bill*, *American Clean energy and Security act of 2009* (ACESA) ou H.R. 2454.

A proposta Waxman-Markey inclui metas para o uso de fontes renováveis e para aplicação de eficiência energética no setor de geração de energia elétrica, bem como, um sistema de limite e comércio de emissões. Os setores que teriam suas emissões limitadas seriam o de geração de energia elétrica, o setor petróleo e outras indústrias com grande participação nas emissões de GEE. As entidades que teriam suas emissões limitadas contribuem com 85% das emissões norte-americanas e suas metas seriam: emissões 3% abaixo do nível de emissões de 2005 em 2012; 17% abaixo do nível de 2005 em 2020; 42% abaixo do nível de 2005 em 2030 e 83% abaixo do nível de 2005 em 2050. A proposta também inclui a possibilidade de aquisição de créditos de emissões para cumprir as metas. No entanto, a partir do sexto ano do limite de emissões, cada 5 toneladas de CO₂ na forma de créditos internacionais compensarão apenas 4 toneladas de CO₂ efetivamente emitidas. Além disso, a quantidade máxima de créditos que poderá ser submetida por todas as atividades, sendo estes créditos nacionais ou internacionais, corresponde, anualmente, a 2 bilhões de toneladas de CO₂.

Segundo MONTGOMERY et al. (2009), o principal objetivo da proposta de lei Waxman-Markey é reduzir as emissões de GEE através da redução no uso de fontes convencionais de energia, que são carbono-intensivas. Isto será alcançado através da oferta limitada de permissões de emissões, que são necessárias as fontes emissoras de carbono. Como os limites de emissões são reduzidos com o tempo, os custos para reduzir as emissões se tornam cada vez maiores, já que as medidas de mitigação tendem a ser exploradas das mais baratas para as mais caras. Com o tempo, isso implicará num aumento do preço das permissões de emissões.

A aprovação da proposta Waxman-Markey provocará a substituição de parte dos combustíveis convencionais carbono-intensivos (por exemplo, carvão) por outros de menor carbono-intensidade (por exemplo, gás natural) (MONTGOMERY et al., 2009). Aqui cabe salientar que, como verificado na seção 4.7 (capítulo 4), o aumento da pressão pela demanda por combustíveis mais leves pode apenas deslocar as emissões entre regiões/atividades, já que isso aumenta o diferencial de preço entre os combustíveis mais carbono-intensivos e outros de menor carbono-intensidade, o que nem sempre contribui para a mitigação das emissões globais de GEE.

A proposta de repartição das alocações gratuitas de permissões de emissões é a seguinte: 2,25% para as refinarias, 9% para as empresas de fornecimento de gás natural e 30% para as empresas de fornecimento de energia elétrica até 2025. No entanto, a proposta de lei obriga que as empresas repassem o custo total das emissões (sem

descontar o valor referente às alocações gratuitas recebidas) ao custo da unidade de energia entregue ao consumidor. O subsídio recebido através das alocações gratuitas deve financiar programas de eficiência energética, gerenciamento pelo lado da demanda (GLD) e reduzir taxas fixas cobradas do consumidor. A redução das taxas fixas e, não do valor da unidade da energia vendida, é uma forma de estimular medidas de eficiência energética. Após 2025, as permissões gratuitas de emissões terminam, e isso deve causar aumentos mais acentuados nos preços dos energéticos. Os preços das permissões de emissões tendem a ficar cada vez mais altos, já que a proposta de lei prevê que os limites de emissões reduzam com o tempo. São estimados preços de US\$22/tCO₂ em 2015, US\$28/tCO₂ em 2020, US\$46/tCO₂ em 2030 e US\$124/tCO₂ em 2050 (MONTGOMERY et al., 2009). Diante desse cenário, a tabela 6.5 apresenta as projeções dos aumentos nos preços dos energéticos em relação aos preços do cenário-base desenvolvidos pela EIA.¹⁴²

Tabela 6.5 Projeções dos aumentos nos preços dos energéticos em relação aos preços do cenário-base

	2015	2030	2050
Combustíveis para transporte	5% ¹ (US\$ 0,12/galão)	5% (US\$ 0,23/galão)	11% (US\$ 0,59/galão)
Gás natural	10% (US\$ 1,20/MMBTU)	16% (US\$ 2,30/MMBTU)-	34% (US\$ 5,40/MMBTU)-
Eletricidade	7% (US\$ 0,01/kWh)	22% (US\$ 0,03/kWh)	45% (US\$ 0,06/kWh)

Fonte: MONTGOMERY et al., 2009; ¹EIA, 2010h

No caso dos combustíveis para transporte, as estimativas consideraram os aumentos dos preços dos energéticos, os custos adicionais impostos pelos limites de emissões e projeções de mudanças na escolha dos combustíveis veiculares para outros combustíveis menos carbono-intensivos.

Para a energia elétrica e o gás natural, não se espera que os gastos com estes energéticos aumentem na mesma proporção que o preço unitário deles. Isso porque, apesar das alocações gratuitas de permissões não poderem contribuir para não aumentar o valor da unidade energética cobrada dos consumidores, as empresas podem reduzir as taxas fixas cobradas nas contas de energia, ou usar tais recursos para implantar medidas de GLD e

¹⁴² *Annual Energy Outlook 2009*

de eficiência energética. Ademais, medidas de eficiência podem ser implementadas pelo consumidor final, em resposta ao aumento do custo variável dos energéticos (custo da unidade de energia). Assim, se projeta que, em 2015, os gastos com eletricidade podem reduzir em 0,5%, e aumentar entre 4 e 5% entre 2020 e 2025 em relação aos gastos do cenário-base. Já em relação ao gás natural as projeções apontam aumento dos gastos em torno de 2,5% em 2015 e entre 5 e 6% entre 2020 e 2025. Após 2025, se espera um aumento significativo nos gastos com eletricidade e gás natural, em decorrência do término das alocações gratuitas de permissões de emissões (MONTGOMERY et al., 2009).

A proposta Kerry-Boxer reduz em 20% a distribuição de permissões gratuitas de emissões em relação a proposta Waxman-Markey, alocando-as como reservas de permissões. Isso implica que o refino passaria a receber menos de 2% das permissões das emissões. Além disso, a proposta Kerry-Boxer reduz a quantidade de créditos internacionais que podem ser contabilizados como redução das emissões. As metas da proposta Kerry-Boxer são ainda mais exigentes do que as da proposta Waxman-Markey. Enquanto a proposta Waxman-Markey exige que as emissões em 2020 sejam 17% menores do que as emissões de 2005, a proposta Kerry-Boxer exige que elas sejam 20% menores.

6.3.1.1 Impactos das propostas climáticas e energéticas sobre o refino norte-americano

Para o setor refino, a proposta Waxman-Markey sugere a implementação do sistema de atribuição de emissões conhecido como *upstream*, que atribui as emissões do uso final dos energéticos aos setores que o produziram. Assim, além de responder pelas emissões provenientes do refino de petróleo, a proposta sugere que o setor refino também responda pelas emissões do uso dos derivados, seja no setor transporte ou na indústria (incluindo o uso de óleo de aquecimento residencial).

As alocações gratuitas de permissões de emissões só cobririam uma pequena parcela das emissões do setor, tendo em vista que apenas 2,25% das permissões gratuitas de emissões foram atribuídas ao setor refino. Isso exigirá do setor grande esforço, já que a combustão dos derivados de petróleo é responsável por 40% das emissões de GEE do país (TANNER, 2009).

Um dos argumentos da API contra as propostas Waxman-Markey apóia-se na desigualdade das alocações gratuitas de permissões de emissões entre os setores cujas emissões devem ser limitadas. A tabela 6.6 apresenta essa desigualdade.

Tabela 6.6 Alocações gratuitas de permissões de emissões

Setor	% do total das emissões dos setores cobertos por limites de emissões	% das alocações gratuitas
Refino	43	2,25
Elétrico	39	35
Energo-intensivos	8	15
Gás natural	7	9
Outros setores cobertos e outras permissões	3	39
Total	100	100

Fonte: API, 2009

A tabela 6.6 permite observar que o setor refino é o mais desfavorecido, já que ele responde pela maior parte das emissões dos setores cobertos por limites de emissões e, entretanto, recebe a menor parcela das alocações gratuitas de permissões de emissões. Isso tende a gerar altos custos de mitigação de emissões para o setor refino norte-americano.

Segundo MONTGOMERY et al. (2009), os preços dos combustíveis para o transporte devem aumentar US\$ 0,12 por galão em 2015, US\$ 0,23 por galão em 2030 e US\$ 0,59 por galão em 2050 em relação ao preço base.

O *American Petroleum Institute* (API) simulou os aumentos dos preços dos derivados norte-americanos em 2012 e 2019 derivados da aplicação da proposta Waxman-Markey. Para isso o API considerou que os valores das permissões de emissões serão de US\$53/tCO₂ em 2012 e US\$87/tCO₂ em 2019 e desconsiderou a possibilidade de o setor refino adquirir créditos no mercado. Assim, o API concluiu que o preço do galão de gasolina poderá ficar US\$ 0,47 mais caro em 2012 e US\$ 0,77 mais caro em 2019. O Departamento de Orçamento dos EUA (*Congressional Budget Office*) discorda dessa simulação, pois afirma que o setor refino terá o direito a adquirir créditos de carbono no mercado. Além disso, as estimativas dos valores das permissões de emissões do Departamento de Orçamento são de US\$16/t CO₂ em 2012 e US\$26/tCO₂ em 2019. Considerando a possibilidade de adquirir créditos de carbono, o Departamento de Orçamento estima que os preços do galão de gasolina podem subir US\$ 0,14 em 2012 e

US\$ 0,23 em 2019 como resultado da implementação da proposta Waxman-Markey (CONGRESSIONAL BUDGET OFFICE, 2010).

Segundo TANNER (2009), é possível que o refino norte-americano não seja capaz de repassar todo aumento de custo causado pelas restrições às emissões aos consumidores. Apesar de a proposta Waxman-Markey prever a imposição de restrições às emissões dos derivados importados, ainda não está certo se os mecanismos propostos evitarão a perda de competitividade do refino norte-americano e o vazamento de emissões.

Já segundo NPRA (2010), as empresas refinadoras dos EUA já sofrem forte concorrência internacional, e a aprovação da proposta Waxman-Markey provocará desvantagens ao refino norte-americano, já que tal proposta não impõe restrições às emissões das empresas que fornecem os derivados importados pelos EUA.

Se aprovada a nova legislação, as refinarias norte-americanas devem sofrer forte impacto no fluxo de caixa, dado que deverão dispor de consideráveis recursos para adquirir créditos para cumprir seus limites de emissões. Isso é exacerbado pelo fato de terem sido alocadas apenas 2% das permissões de emissões para essas companhias, associada a atribuição das emissões do uso final dos combustíveis (não só daqueles usados no refino, mas também dos transportes, indústria etc...) às refinarias. Essa situação pode prejudicar a capacidade que essas companhias possuem para alavancar recursos. Além disso, a volatilidade dos preços do carbono pode causar grandes variações nos fluxos de caixa das empresas refinadoras (MONTGOMERY et al., 2009). API (2009) divulga um estudo, desenvolvido pela EnSys Energy, a respeito dos impactos econômicos, sociais e ambientais da proposta Waxman-Markey no refino norte-americano até 2030. Esse estudo utiliza 3 cenários de análise desenvolvidos pela EIA:

- Cenário Referência: é uma versão atualizada do cenário referência utilizado no *Annual Energy Outlook 2009*. Esse cenário não considera que as propostas Waxman-Markey entrem em vigor;
- Cenário Básico: considera a entrada em vigor das propostas Waxman-Markey e um ambiente em que tecnologias de baixo carbono sejam desenvolvidas e difundidas a baixo custo e sem barreiras regulatórias, ou seja, um ambiente favorável a larga difusão das tecnologias de baixo carbono. Os mecanismos de compensação de emissões, tais como os créditos nacionais e internacionais, também não encontram barreiras (custos baixos, regulação favorável). Há também acúmulo de mitigação de emissões antes de 2030. Isso dá através de

mitigações de emissões acima das obrigatórias antes de 2030. Essas mitigações excedentes representam créditos de emissões no período pós-2030, que apresenta estimativa de alto custo de mitigação.

- **Cenário Não-internacional e Limitado:** considera a entrada em vigor das propostas Waxman-Markey e uma situação em que as tecnologias de baixo carbono não evoluem em relação ao Cenário Referência até o fim do horizonte de análise (2030). Além disso, sob esse cenário, os mecanismos internacionais de compensação de emissões são severamente prejudicados por altos custos e barreiras regulatórias (EIA, 2010i).

A tabela 6.7 aponta os custos das permissões de emissões estimados pela EIA para cada um dos cenários de aplicação da nova legislação climática e energética.

Tabela 6.7 Projeções dos custos de permissões de emissões (em US\$/t CO₂-eq)

	2015	2020	2030
Cenário Referência	0	0	0
Cenário Básico	22,22	31,75	64,83
Cenário Não-internacional e Limitado	65,30	93,30	190,52

Fonte: API, 2009

Com base nos preços da tabela 6.7 foram estimados os investimentos, a utilização da capacidade e a produção do refino norte-americano para os 3 cenários. Tais resultados são apresentados na tabela 6.8

Tabela 6.8 Investimentos, utilização da capacidade e produção do refino dos EUA

	Cenário Referência	Cenário Básico	Cenário Não-internacional e Limitado
Investimentos (bilhões de US\$ de 2007)			
2015	36,5	25,1	13,1
2020	69,4	47,5	13,0
2030	101,9	47,1	12,2
Produção (MMbpd)			
2015	14,8	13,8	12,8
2020	14,9	13,7	12,4
2030	16,4	14,9	12,0
Utilização (% da capacidade)			
2015	77,5	72,9	67,3
2020	78,0	72,1	65,6
2030	83,3	78,1	63,4

Fonte: API, 2009

È notável que, com a entrada em vigor da nova legislação energética e ambiental, se projeta a queda nos investimentos do refino norte-americano em relação ao cenário Referência, em especial para o cenário Não-Internacional e Limitado. A produção e a utilização da capacidade também devem sofrer redução, embora menos acentuada que a dos investimentos. Tais projeções são resultado dos altos custos impostos às refinarias norte-americanas para cumprirem as metas de emissões. Segundo API (2009), enquanto se projeta que, em 2030, a produção do refino norte-americano deve reduzir em até 4,4 MMbpd em relação ao cenário referência, nessas mesmas condições o refino do resto do mundo deve aumentar sua produção em 3,3 MMbpd. Ou seja, parte da redução da produção do refino norte-americano deverá ser atendida através do aumento das importações de derivados de petróleo pelos EUA. As projeções indicam que, em 2030, sob o cenário referência, as importações de derivados devem corresponder a 9,4% da oferta de derivados dos EUA. Já sob o cenário não-internacional e limitado, as importações de derivados devem responder por 19,4% da oferta norte-americana de derivados de petróleo. API (2009) salienta ainda que as refinarias mais afetadas pela nova legislação serão as localizadas na Costa do Golfo e na Califórnia.

Com relação aos efeitos das propostas Waxman-Markey sobre as redução mundial de emissões de GEE do refino, a tabela 6.9 apresenta os resultados das simulações para os 3 cenários.

Tabela 6.9 Mitigação das emissões de GEE do refino dos EUA e do mundo (Mt CO₂-eq)

	Cenário Referência	Cenário Básico	Diferença entre cenário referência e cenário básico	Cenário Não- internacional e Limitado	Diferença entre cenário referência e cenário não- internacional e limitado
EUA					
2015	236	224	-5,2%	200	-15,4%
2020	251	221	-11,9%	185	-26,1%
2030	286	228	-20,1%	168	-41,2%
Não EUA					
2015	736	745	1,2%	769	4,4%
2020	771	788	2,2%	814	5,6%
2030	957	980	2,5%	1036	8,3%
Mundo					
2015	972	969	-0,4%	968	-0,4%
2020	1022	1009	-1,3%	1000	-2,2%
2030	1242	1209	-2,7%	1203	-3,1%

Fonte: API, 2009

Nota-se que, ao mesmo tempo em que as propostas Waxman-Markey devem contribuir para reduzir as emissões do refino norte-americano, se projeta um certo aumento das emissões do refino fora dos EUA. No entanto, para o mundo todo, se projeta uma pequena redução das emissões do refino.

Em suma, API (2009) aponta que a entrada em vigor das propostas Waxman-Markey deverá aumentar os custos de produção do refino norte-americano. Isso tornará o refino dos EUA menos competitivo, deslocará parte da produção dos EUA para outros países e obrigará os EUA a aumentarem as importações de derivados de petróleo. Em última instância isso reduzirá os postos de trabalho do refino norte-americano. Ainda, boa parte da redução das emissões de GEE do refino norte-americano deve ser compensada pelo aumento das emissões do refino de outras partes do planeta.

6.4 Considerações finais

A análise do futuro do refino europeu é importante na medida em que este é o continente com o maior número de países que atribuem metas as suas refinarias. Já a análise do futuro do refino norte-americano é relevante na medida em que existem dois projetos de lei que estabeleceriam limites de emissões ao setor refino, sendo que um deles (Waxman-Markey) já foi aprovado na Câmara dos Representantes. Tais limites de emissões podem se tornar mais desafiadores do que os impostos ao refino europeu,

tendo em vista que pretendem incluir as emissões da queima de todos os derivados produzidos pelo refino norte-americano.

Além disso, tanto os países europeus quanto os EUA vêm pressionando cada vez mais pela redução do teor de contaminantes nos combustíveis que consomem. Reduções mais exigentes levam ao aumento do consumo de energia, seja no uso de processos de conversão e tratamento mais severos, seja no aumento da produção de hidrogênio, cuja demanda passa a ser pressionada pelo aumento do uso dos processos de HDT. O aumento do consumo de energia e da produção de hidrogênio levam ao aumento das emissões de GEE (emissões energéticas e de processo).

Ademais, principalmente nos EUA, tem sido notada a queda na qualidade do petróleo consumido pelas refinarias, que passam a apresentar cada vez menor grau API e maior teor de contaminantes. Isso também exige processos de conversão e tratamento mais severos, contribuindo para o aumento das emissões de GEE. Como se não bastasse, na Europa, há a tendência de aumento da participação de destilados médios em detrimento da redução da participação de gasolina na demanda por combustíveis.

Na Europa, todos esses fatores associados à uma expectativa de aumento das restrições das emissões de GEE no próximo período de compromissos (pós-2012), pode levar as refinarias européias a perder competitividade em relação às refinarias que não possuem metas (situadas em nações em desenvolvimento). Isso porque, apesar de os derivados europeus apresentarem rígidas especificações, se os custos de mitigação se tornarem muito altos, investimentos em novas plantas de refino podem ser transferidos para países que não restringem as emissões e a Europa terá que aumentar suas importações de derivados, prejudicando a competitividade das refinarias européias. Além disso, parte dos derivados produzidos na Europa, que é exportada, poderia passar a sofrer forte ameaça à competitividade, caso refinarias situadas em países que não restringem as emissões passassem a produzir derivados para competir com os exportados europeus. Essa situação pode fazer com que tanto as refinarias européias quanto os governos dos países europeus (temendo desemprego) passem a pressionar as nações pelo estabelecimento de abordagens setoriais governamentais para o setor petróleo.

Nos EUA, a situação é ainda pior. Além da projeção do aumento das emissões específicas de CO₂ da produção de derivados, caso os projetos de lei que estabelecem restrições às emissões do setor refino sejam aprovados, podem surgir grandes pressões pela adoção de abordagens setoriais governamentais para o setor petróleo. Uma forte evidência de que o setor refino norte-americano pode ser gravemente afetado, caso os

projetos de lei que restringem suas emissões sejam aprovados, é a forte oposição do API à aprovação de tais propostas. Isso porque os projetos de lei prevêm a atribuição das emissões do uso dos derivados ao setor refino, ao mesmo tempo em que destinam uma quantidade de permissões gratuitas de emissões muito menores que as projeções das emissões atribuídas ao setor. Isso poderá causar uma grande desvantagem competitiva das refinarias norte-americanas em relação àquelas que se situam em nações sem restrições as emissões.

Hoje em dia, os EUA já respondem por 10% das importações de derivados. A imposição das restrições às emissões da maneira prevista nos projetos de lei implicará aumento de custos que, se repassados aos consumidores, podem tornar os derivados produzidos nacionalmente muito mais caros que os derivados importados. Os EUA importam grande quantidade de derivados, em especial gasolina, da Europa, de modo que restrições de emissões muito exigentes sobre o refino norte-americano poderiam fazê-lo perder participação de mercado para os derivados importados da Europa. Ademais, tendo em vista que o setor petróleo é dominado por empresas multinacionais, grandes aumentos de custos podem instigar tais empresas a realizar novos investimentos em outros países e exportar os derivados para os EUA.

Na Europa duas situações distintas podem ocorrer. Caso as metas de mitigação de emissões do período pós-2012 se tornem muito mais exigentes e os países em desenvolvimento continuem a não restringir as emissões de suas refinarias, os refinadores europeus podem passar a sofrer ameaças competitivas dos derivados produzidos em nações sem metas de emissões. Caso as restrições às emissões do refino europeu no período pós-2012 não se tornem muito mais exigentes que as atuais, e os EUA aprovem a nova legislação climática e ambiental, o refino europeu pode se tornar muito mais competitivo que o refino norte-americano, aumentando sua participação de mercado nos EUA. De qualquer forma, as companhias situadas nos países mais afetados pelas metas de emissões e os governos desses países podem passar a exercer crescente pressão para a adoção de abordagens setoriais governamentais no setor refino de petróleo.

A seguir são apresentadas as conclusões, considerações finais, limitações e sugestões de trabalhos futuros, procurando explorar outros motivos que podem ser favoráveis ou não a adoção de abordagens setoriais pelo setor refino.

Conclusões e considerações finais

O termo abordagens setoriais é abrangente. Como há um conjunto abrangente de dimensões que definem as abordagens setoriais, há um grande número de políticas e medidas conhecidas como abordagens setoriais. Para o setor refino, que possui um elevado número de empresas multinacionais, as abordagens setoriais mais adequadas seriam as Iniciativas Setoriais Transnacionais, que envolvem as Iniciativas Industriais Unilaterais, as Parcerias Público-Privadas e os Compromissos Setoriais Governamentais. As Iniciativas Industriais Unilaterais já vêm sendo aplicadas pelas associações setoriais (IPIECA e API) e pelas principais empresas do setor. Já as Parcerias Público-Privadas e os Compromissos Setoriais Governamentais permanecem em discussão para possível implementação no acordo climático internacional que vigorará a partir de 2013. Por outro lado, a aplicação de medidas setoriais como o MDL setorial ou os sistemas *no-lose target* não é interessante para setores energo-intensivos com elevada participação no comércio internacional (como o setor refino), dado que, dependendo da linha de base estabelecida, poderiam favorecer ainda mais as companhias de países em desenvolvimento, que poderiam receber recursos das compras de créditos efetuadas pelas companhias sujeitas a metas, contribuindo para aumentar os desequilíbrios na competitividade entre empresas sujeitas a metas e aquelas isentas de metas.

As abordagens setoriais governamentais são uma alternativa para, nos próximos compromissos climáticos, minimizar problemas enfrentados durante a implementação do Protocolo de Quioto. Dentre os principais problemas que elas atacam podem-se citar: o não envolvimento de setores energo-intensivos localizados em países emergentes, que contribuem significativamente para as emissões de GEE, e o desequilíbrio na competitividade de setores energo-intensivos, localizados em nações que restringem as emissões de GEE e fortemente expostos ao comércio internacional.

Há outras alternativas para lidar com os problemas que as abordagens setoriais governamentais buscam resolver. FRANKEL (2007), por exemplo, apresenta a aplicação de metas agregadas (para a economia como um todo) para todos os países. Naturalmente, sua proposta envolve a análise das características naturais, econômicas e sociais, atribuindo metas de emissões de GEE indexadas e condicionais, ou seja, de acordo com a capacidade de cada país. Uma revisão bibliográfica aprofundada poderia desvendar outras alternativas de políticas climáticas, para entrarem em vigor a partir de

2013, capazes de lidar com os problemas atacados pelas abordagens setoriais governamentais. Entretanto, isso fugiria do objetivo principal dessa dissertação, que é a análise da aptidão do setor refino a aplicação de abordagens setoriais para lidar com as MCG.

As abordagens setoriais não devem substituir o atual mecanismo de metas agregadas, dado que o número de setores que necessitariam ser envolvidos para alcançar a eficiência ambiental das medidas agregadas levaria a custos de negociação exorbitantes. Além disso, o mecanismo de metas agregadas permite flexibilidade para que cada país defina a dificuldade de mitigação de cada companhia. Assim, a melhor opção seria uma política climática internacional híbrida, com a presença de metas agregadas para os países desenvolvidos e de abordagens setoriais para os principais setores (mais carbono-intensivos) dos países em desenvolvimento. Isso se justifica, pois as abordagens setoriais exigem menos capacidade de monitoramento, verificação e implementação que as metas agregadas, facilitando a aplicação em países que não contam com boa infraestrutura para a aplicação das metas agregadas. Ao mesmo tempo, as abordagens setoriais estabeleceriam metas para setores energia-intensivos em rápido crescimento localizados em nações que não restringem emissões de GEE e reduziriam desequilíbrios entre a competitividade de empresas situadas em países com metas e suas concorrentes localizadas em países sem metas de emissões de GEE.

Todas essas vantagens da aplicação das abordagens setoriais incentivaram a investigação da aptidão do setor refino de petróleo à aplicação das abordagens setoriais para lidar com as MCG. Setores concentrados, com grande participação nas emissões de GEE, com forte participação no comércio internacional, com dificuldade de repassar o aumento de custos ao preço do produto, com boa receptividade por medidas de mitigação das emissões, com facilidade de monitoramento e boas oportunidades de mitigação das emissões são candidatos ideais à aplicação das abordagens setoriais para lidar com as MCG. É natural não haver setores com a presença de todas essas características, sendo que, cada setor apresentará um conjunto de características que o torna mais adaptado à aplicação das abordagens setoriais para lidar com as MCG. Os setores siderúrgico, alumínio e cimenteiro são frequentemente citados como bons candidatos às abordagens setoriais. Já o setor refino de petróleo também é citado como bom candidato às abordagens setoriais, embora com menos frequência.

A tabela C1 apresenta um resumo das principais características que definem a aptidão dos setores siderúrgico, alumínio, cimenteiro e refino de petróleo às abordagens setoriais.

Tabela C1. Características que definem a aptidão dos setores às abordagens setoriais

Características	Cimenteiro	Siderúrgico	Alumínio(primário e secundário)	Refino de petróleo
Participação nas emissões globais (%)	4 ¹	3 ²	0,9 ^{3 *}	2 ⁴
Participação nas emissões do setor industrial (%)	22	16	5	9
Concentração da produção nos países (%)	5>: 62 ⁵ 10>:71	5>: 63 ⁶ 10>:78 ⁶	5>: 64 ⁷ (primário) 10>:79 ⁷ (primário)	5>: 43 ⁸ 10>: 56 ⁸
Concentração da produção nas empresas (%)	6>: 20 ⁹ 10> 24 ⁹	6>: 21 ¹⁰ 10> 28 ¹⁰ 40>56 ¹⁰	6>: 44 ¹¹ (primário) 9> 51 ¹¹ (primário)	6>: 26 ¹² 10>: 38 ¹² 13>: 45 ¹²
Comércio Internacional (% da produção global)	6 ¹³	38 ¹⁴	77 ¹⁵	27 ¹⁶
Crescimento anual da produção (%) (período)	6,6 ¹⁷ (1998-2008)	6,3 ¹⁸ (1998-2007)	3,2 ¹⁹ (1990-2004)	1,2 ²⁰ (1998-2008)

*As emissões da produção de alumínio secundário são desprezíveis

Fontes: ¹HENDRIKS et al., 2004 e BODEN et al., 2009; ²KIM e WORRELL, 2002; WSA, 2010 ; BERNSTEIN et al., 2007 ; IEA, 2007 ; MCT, 2005 ; ³ELLIS e BARON, 2005; ⁴CONCAWE, 2008 ; EUROPEAN COMMISSION, 2003; EIA, 2010a; EIA, 2010b ⁵INTERNATIONAL CEMENT REVIEW, 2009; ⁶WSA, 2009a; ⁷USGS, 2009; ⁸EIA, 2009e; ⁹idem 5 ; ¹⁰idem 6 ; ¹¹USGS, 2009 e ROLLING e LYNCH, 2004 *apud* BERGSDAL et al., 2004; ¹²GARY et al. (2007); ¹³idem 5; ¹⁴idem 6; ¹⁵idem 3; ¹⁶EIA, 2009g; ¹⁷idem 5; ¹⁸idem 6; ¹⁹idem 3; ²⁰BP, 2009b.

O setor refino de petróleo apresenta considerável participação nas emissões de GEE, superiores, inclusive, à do setor alumínio. Apesar de o crescimento anual da produção de derivados de petróleo entre 1998 e 2008 não ter sido tão expressivo quanto o

crescimento da produção de aço, cimento e alumínio, projeções realizadas por MCKINSEY & CO. (2009) indicam um crescimento de 1,2% ao ano nas emissões de GEE do segmento de refino entre 2005 e 2030, ou seja, um crescimento da ordem de 34% nas emissões do refino nesse período (figura 4.6, capítulo 4). De acordo com essas projeções, em 2030 o refino será o segmento com a maior contribuição às emissões de GEE do setor petróleo¹⁴³. Esse crescimento baseia-se na hipótese de forte crescimento na demanda por derivados e no aumento da complexidade dos processos do refino. O aumento na demanda por derivados de petróleo e gás derivará do crescimento econômico acelerado na China, Índia, Oriente Médio e Rússia, acompanhado pela tendência de substituição de derivados pesados por gás natural. Segundo EIA (2010e), a demanda global por combustíveis líquidos deve crescer 25% entre 2006 e 2030, sendo que mais de 80% desse crescimento deve ocorrer nos países não-OECD da Ásia e no Oriente Médio. Inclusive, a figura 5.2 (capítulo 5) confirma que, entre 2005 e 2009, as regiões que apresentaram as maiores taxas de crescimento da destilação atmosférica foram a Ásia e Oceania e o Oriente Médio.

Já na Europa, o crescimento do parque refinador tem sido mais modesto e, caso a política climática que vigorará a partir de 2013 estabeleça ao refino europeu metas muito mais ambiciosas do que as atuais e os países em desenvolvimento continuem sem metas de emissões, aumenta-se o risco de que novos investimentos do refino sejam transferidos da Europa para outros países em desenvolvimento. Isso é acirrado pelo aumento nas especificações dos derivados europeus, pela queda na qualidade do petróleo consumido (menor grau API e mais contaminantes) e pelo aumento da demanda por destilados médios em detrimento da redução da demanda por gasolina, todos esses fatores contribuindo para aumentar as emissões específicas do setor refino europeu.

Nos EUA, a queda na qualidade do petróleo consumido pelas refinarias norte-americanas e a tendência de crescimento no consumo de hidrogênio, devido ao aumento da participação de combustíveis leves e mais especificados na demanda norte-americana, também devem levar ao aumento das emissões específicas de CO₂ do refino norte-americano. Ainda, se aprovadas as propostas de nova legislação ambiental e energética dos EUA, o setor refino norte-americano poderá sofrer fortes ataques competitivos das exportações de derivados produzidos em nações em desenvolvimento

¹⁴³Em 2005 as emissões do refino mundial de petróleo quase se igualaram às emissões derivadas da produção de petróleo e gás (MCKINSEY & CO., 2009)

(sem metas de emissões). Isso também poderia causar a transferência de investimentos do refino norte-americano para países que não restringem suas emissões.

IFP afirma ainda que, até 2015, a expansão do refino mundial deve acompanhar a expansão da demanda por derivados, ou seja, a utilização do refino deve continuar alta (IFP, 2007).

Do ponto de vista ambiental, a adoção das abordagens setoriais governamentais pelo setor refino, seria uma maneira de estimular a mitigação das emissões de GEE nas nações onde deverá ocorrer o maior crescimento das emissões do setor refino, principalmente se grandes distorções entre países com e sem metas perdurarem. A adoção de abordagens setoriais governamentais pode evitar o vazamento de emissões que deve ocorrer caso as metas na Europa se tornem mais rígidas, as propostas de metas de emissões sejam aprovadas nos EUA e os países em desenvolvimento continuem sem restringir as emissões de suas refinarias.

Além disso, o setor refino é dominado pela presença de empresas multinacionais, o que poderia facilitar a transferência tecnológica entre as nações desenvolvidas e os países em desenvolvimento. No entanto, por ser um setor competitivo, tais transferências tecnológicas tendem a ficar restritas entre matrizes e filiais da mesma corporação. A adoção de abordagens setoriais governamentais também poderia contribuir para o que os países envolvidos entendessem melhor o setor, facilitando a adoção de medidas para mitigar as emissões de GEE.

Apesar de a concentração do setor refino, em termos de países, ser um pouco inferior a dos outros setores, ela é significativa, dado que os 10 maiores refinadores detêm 56% da capacidade mundial de refino de petróleo. Já a concentração em termos de empresas é maior que a dos setores cimento e siderúrgico, o que pode resultar em grande facilidade de negociação e monitoramento das metas.

Cabe ainda dizer que mais de 90% das emissões de CO₂ da indústria siderúrgica são provenientes da produção de ferro em nove países/regiões: Brasil, China, União Européia, Índia, Coreia do Sul, Rússia, Ucrânia e Estados Unidos (WSA, 2010b). Já cerca de 20% da produção global de alumínio é responsável por 50% das emissões de PFCs (IAI, 2008). Isso indica que abordagens setoriais governamentais para esses setores poderiam focar em um número relativamente pequeno de países. Assim, com pequenos custos de negociação se envolveria a maior parte das emissões desses setores. O comércio internacional de derivados de petróleo é significativo, representando 27% do volume de produção. Esse valor é bem superior ao do comércio internacional de

cimento¹⁴⁴. Os maiores importadores líquidos de derivados de petróleo são a Ásia & Oceania e a América do Norte. Em terceiro lugar vem a Europa.

Até hoje, a EU-ETS não parece ter afetado a lucratividade dos setores cimenteiro, siderúrgico, alumínio e de refino de petróleo. Apesar de o setor alumínio não estar incluído nas metas da EU-ETS, ele pode sofrer o forte impacto do aumento do preço da eletricidade causado pelas metas aplicadas sobre o setor elétrico europeu. Entretanto, até o momento, com exceção do setor elétrico, as alocações gratuitas de permissões têm atribuído mais permissões do que os setores têm emitido. Além disso, o setor cimenteiro é muito pouco exposto ao comércio internacional e o setor alumínio tem se beneficiado de contratos antigos, que não podem ter os preços de energia reajustados. Já os derivados consumidos na Europa apresentam certa heterogeneidade (bem especificados), o que dificulta que países em desenvolvimento produzam derivados para competir com os derivados produzidos pelo refino europeu.

Na Europa, apesar de o setor refino possuir boa capacidade de repasse do aumento do custo de produção ao preço do derivado, já que muitos países europeus consomem certos derivados (por exemplo, gasolina de aviação e querosene) oriundos exclusivamente de refinarias européias, essa situação pode mudar. Caso o período pós-2012 se traduza em metas mais ousadas para as refinarias européias, associadas ao aumento das emissões específicas do refino europeu e à ausência de metas para o refino dos países em desenvolvimento, adaptações e construções de refinarias nas nações em desenvolvimento, visando a exportação de derivados para Europa, podem se tornar economicamente viáveis.

Para a siderurgia a situação não é diferente, já que aumentos na capacidade de produção têm se concentrado em países em desenvolvimento e o aço semi-acabado é mais homogêneo do que os derivados de petróleo.

A situação do setor alumínio também é complicada, tendo em vista que novos contratos de fornecimento de energia elétrica podem apresentar preços elevados e afetar a competitividade das empresas localizadas em países com metas, ainda mais se as condições que distorcem a competitividade entre empresas situadas em países com metas e sem metas se acirrarem.

Caso a proposta Kerry-Boxer seja aprovada e compatibilizada com a proposta Waxman-Markey, o refino norte-americano pode ser duramente afetado. Além de ter que

¹⁴⁴ O custo para transportar cimento por longas distâncias é inviável.

responder por todas as emissões da queima de derivados de petróleo (usados pelo refino, pelo setor transporte, industrial e residencial), as alocações de permissões gratuitas ao setor refino serão bem inferiores às projeções de emissões, incorrendo em altos custos de mitigação de emissões. Diante desse cenário e da ausência de metas para as refinarias dos países em desenvolvimento, o refino norte-americano pode sofrer forte ameaça a competitividade, o que pode levar ao vazamento de emissões, seja pelo aumento das exportações de derivados de nações em desenvolvimento para os EUA ou pela transferência de investimentos dos EUA para outros países sem restrições as emissões.

Um outro cenário seria aquele em que as metas de mitigação pós-2012 do refino europeu não se tornassem muito mais rígidas que as atuais e a nova legislação energética e ambiental norte-americana fosse aprovada. Nesse caso, a Europa, que já exporta gasolina para os EUA, poderia se beneficiar do aumento de custos do refino norte-americano, incrementando a participação no mercado de derivados dos EUA.

Em geral, caso o refino da Europa ou dos EUA percebam ameaça a competitividade de suas refinarias, as associações setoriais, as empresas que atuam nessas regiões e os governos dessas regiões podem pressionar pela adoção de abordagens setoriais governamentais, visando restringir as emissões de todas as empresas do setor refino ao redor do mundo. No entanto, caso o refino dos EUA passe a ser ameaçado pelo refino europeu, a aplicação de abordagens setoriais governamentais sobre o refino europeu mudaria apenas o nome da política de restrição às emissões do setor, pois o refino europeu já apresenta as emissões restritas por um sistema *cap-and-trade*. Ou seja, dependendo das medidas de mitigação que serão impostas ao refino europeu e norte-americano, o último pode ter sua competitividade ameaçada pelo primeiro e, o mais grave, é não haver um mecanismo de compensação para esse caso, como há para a ameaça a competitividade advinda do refino de nações que não restringem as emissões (adoção de abordagens setoriais governamentais).

Os outros setores (siderúrgico e alumínio) tendem a ser menos afetados com a aprovação da nova legislação ambiental e climática norte-americana, já que, para estes setores, as alocações das permissões gratuitas de emissões devem superar as projeções de emissões de GEE desses setores.

As medidas de mitigação de emissões de GEE mais promissoras para o setor refino se associam à eficiência energética, ao investimento em co-geração e ao CCS. Entretanto, enquanto a maior parte das oportunidades de mitigação do setor petróleo da União

Européia está relacionada ao CCS, grande parte das oportunidades de mitigação das emissões do setor petróleo da China, Índia e Oriente Médio está relacionada a programas de eficiência energética e co-geração. Novamente, as abordagens setoriais poderiam acelerar as medidas de mitigação de emissões em países sem metas de emissões, já que as maiores oportunidades de mitigação encontram-se em nações em desenvolvimento.

Assim como as indústrias de cimento, alumínio e aço, o setor de refino de petróleo é capital intensivo, resultando em trancamento tecnológico que afeta as emissões de GEE por longo período de tempo. Esse constitui mais um argumento a favor da adoção das abordagens setoriais pelo setor refino de petróleo.

A receptividade do setor refino às medidas de mitigação das emissões pode ser analisada observando-se as medidas voluntárias que vêm sendo tomadas pelas associações setoriais e pelas principais empresas refinadoras.

As associações setoriais do setor petróleo analisadas (IPIECA e API) têm focado na disseminação de conhecimento a respeito das MCG e das medidas de mitigação de emissões de GEE e na melhoria dos métodos de coleta e divulgação dos dados de emissões. Ademais, o API lançou uma meta voluntária visando o incremento da eficiência energética das refinarias entre 2002 e 2012. Já as principais empresas refinadoras apresentam diversas medidas voluntárias focadas na (ou tendo como consequência a) mitigação das emissões. Tais medidas incluem a melhoria de eficiência energética, investimentos em co-geração, investimentos para desenvolver CCS, entre outras. Além disso, boa parte das empresas já inclui o custo futuro das emissões de CO₂ nos seus planos de investimento.

Com relação ao API, vale ressaltar que o instituto vem se opondo à aprovação da proposta Kerry-Boxer, alegando que, caso tal proposta seja aprovada, haverá incremento no preço dos combustíveis e de todos os outros produtos e serviços, aumento do desemprego, redução no poder de compra das famílias, redução da segurança energética, já que aumentará a quantidade de refinados importados pelos EUA, transferência de renda para o exterior e não haverá redução significativa nas emissões globais de GEE, pois haverá grande vazamento de emissões. As projeções de aumento dos preços dos combustíveis divulgadas pelo API costumam ser maiores que as de outras análises (CONGRESSIONAL BUDGET OFFICE, 2010, MONTGOMERY et al., 2009), já que eles costumam utilizar projeções de preços de carbono mais elevadas, além de, certas vezes, não considerarem a possibilidade de aquisição de créditos de carbono. A superestimação do aumento do preço dos combustíveis pode

fortalecer a oposição à aprovação da nova legislação energética e ambiental norte-americana.

Além da IPIECA e do API, as associações setoriais dos setores cimenteiro, siderúrgico e alumínio (WBCSD-CSI, WSA e AIA) também adotam medidas que visam a melhoria dos métodos de coleta e divulgação dos dados de emissões. Além disso, o WBCSD-CSI também tem direcionado esforços para a definição de linhas de base de intensidade de emissões e para o estímulo ao sistema de créditos de emissões, através de um sistema do tipo *no-lose target* para os países em desenvolvimento. A WSA tem trabalhado junto aos governos para envolver todos os países maiores produtores mundiais de aço numa infra-estrutura setorial global. Tal infra-estrutura estimularia a retirada de operação de tecnologias obsoletas e estimularia a reciclagem do aço. Já os membros do IAI se propuseram a reduzir em 80% a intensidade de emissões de PFC's da indústria de alumínio e em 10% a intensidade energética da redução da alumina entre os membros do Instituto até 2010, em relação a tais índices em 1990 (BERNSTEIN et al., 2007). Além disso, junto à WSA, vêm participando da elaboração de uma abordagem setorial para o setor de metais (IAI, 2009a)¹⁴⁵.

Nota-se que apenas a indústria de cimento propõe uma abordagem do tipo *no-lose target* para o setor, tendo em vista que o comércio internacional de cimento é muito pequeno. Assim, empresas cimenteiras sujeitas a metas de emissões não sofreriam ameaças à competitividade de empresas sem restrições às emissões, que teriam suas medidas de mitigação financiadas pela venda de créditos de carbono. Ademais, as únicas associações setoriais que definem metas de emissões ou de eficiência energética a seus associados são a IAI e o API. Isso parece estar associado ao fato de o setor alumínio e os membros do API apresentarem maior vulnerabilidade às medidas de mitigação de emissões. Assim, a definição de metas pelas associações setoriais pode contribuir para reduzir a exposição do setor (ou dos envolvidos) às restrições das emissões, bem como possibilitar que os agentes se antecipem às ações governamentais de mitigação das emissões, visando fortalecer o poder de negociação perante o governo. Do ponto de vista ambiental, a adoção das abordagens setoriais pelo setor refino poderia contribuir para reduzir as expressivas emissões globais do setor, ainda mais considerando a tendência de crescimento acelerado do setor em regiões que não possuem metas de mitigação de emissões. Tal crescimento acelerado pode se

¹⁴⁵ Devo agradecer a Régis Rathmann que auxiliou com a fonte de informações.

intensificar, caso as tarefas de mitigação de emissões na Europa e nos EUA tornem-se tão árduas que incentivem o vazamento de emissões. Assim, as abordagens setoriais também podem ser importantes para evitar desequilíbrios competitivos entre as empresas do setor. Além disso, por ser um setor que apresenta importante trancamento tecnológico, as abordagens setoriais seriam imprescindíveis para influenciar a escolha das tecnologias menos carbono-intensivas. Por ser um setor concentrado, as negociações e verificações das metas seriam facilitadas.

Abordagens setoriais governamentais para o setor refino de petróleo deveriam estabelecer metas diferenciadas de emissões, de acordo com as características de cada região, como a qualidade do petróleo ao qual as refinarias tem acesso, o nível de especificação dos derivados que produzem, entre outras. As medidas também poderiam envolver uma mistura de metas de emissões com acordos para a adoção de padrões tecnológicos e de eficiência energética. A implantação do sistema *no-lose target* não seria viável, já que as empresas sujeitas à metas não aceitariam financiar a mitigação de emissões das companhias situadas em países que não restringem as emissões. Isso porque o setor é dominado pela presença de empresas multinacionais. A transferência de tecnologia também seria difícil, já que o setor refino patenteia muitas tecnologias e as empresas refinadoras competem entre si. Como o setor é dominado por empresas multinacionais, a transferência de tecnologia de refinarias dos países desenvolvidos para refinarias dos países em desenvolvimento poderia ocorrer entre matrizes e filiais da mesma corporação.

No capítulo 4, o cálculo das emissões de GEE pelo setor refino mundial foram realizados com o uso de aproximações, dado que apenas os EUA e a Europa apresentam estudos detalhados sobre o consumo de energia/emissões de GEE do setor refino. No entanto, tal cálculo não tão preciso foi suficiente para as análises realizadas nesse trabalho. Ainda assim, seria interessante que trabalhos futuros se empenhassem em criar metodologias mais precisas e pesquisassem mais pormenorizadamente fontes de dados que pudessem levar a estimativas mais precisas das emissões de GEE do setor refino mundial.

Outra limitação desse trabalho, que abre espaço para melhorias em futuras pesquisas, se refere à ausência de estimativas dos aumentos de custos a partir dos quais o setor refino europeu se tornaria ameaçado pela competitividade de derivados exportados de países que não apresentam restrições às emissões de GEE. Tais aumentos de custos teriam que ser suficientes para a adaptação ou a construção de plantas refinadoras que produzissem

derivados adequados ao mercado europeu. Tal estudo se torna ainda mais útil perante a tendência de aumento das emissões específicas do refino europeu.

Trabalhos futuros também poderiam analisar melhor as variações no comércio internacional de derivados de petróleo que pudessem ser estimuladas por vantagens competitivas geradas por desequilíbrios entre as políticas de mitigação de emissões de cada nação. Para isso seria necessário isolar os outros fatores que possam causar variações no comércio internacional de derivados. Tal análise é interessante até entre países europeus, cujas metas de mitigação de emissões afetam diferentemente suas empresas de refino.

Diante das propostas de nova legislação ambiental e climática nos EUA, o futuro do refino norte-americano pode ser mais bem explorado. Estimativas de aumentos dos custos a partir dos quais o refino norte-americano passaria a sofrer ameaças por competidores estrangeiros também seria interessante. Outra possibilidade seria estudar propostas alternativas às apresentadas no Congresso e no Senado norte-americano, que pudessem incentivar a mitigação de emissões pelo setor refino, mas que impedissem graves ameaças as empresas refinadoras norte-americanas.

Por fim, estudos que explorassem outras arquiteturas de política climática internacional que fossem boas do ponto de vista ambiental, econômico e social, ou seja, que levassem à máxima redução das emissões globais de GEE, envolvendo os maiores emissores mundiais, respeitando objetivos de desenvolvimento sustentável das nações menos desenvolvidas e evitando ameaças a competitividade derivadas de desequilíbrios nas políticas ambientais, podem ser desafiadores e interessantes.

Referências Bibliográficas

ALDY, J. E., STAVINS, R. N., 2008 "Climate Policy Architectures for the Post-Kyoto World", *Environment*, v. 50, n. 3, pp. 6-17

ALSEMA, E, 2001, *Icarus-4: Sector Study for the Refineries*. In: Report no. NWS-E-2001-26, Utrecht Centre for Energy Research (UCE), Holanda

API, 2009, *Waxman-Markey (H.R. 2454) Refining Sector Impact Assessment*. EnSys Energy, Lexington, MA

API, 2010a, *About API*. Disponível em: <<http://www.api.org/aboutapi/>> Acesso em: 08/01/2010

API, 2010b, *API Members*. Disponível em: <<http://www.api.org/resources/members/index.cfm>> Acesso em: 08/01/2010

API, 2010c, *API Voluntary Climate Challenge Program*. Disponível em: <<http://www.api.org/ehs/climate/new/program.cfm>> Acesso em: 08/01/2010

API, 2010d, *The people of Missouri will be hurt by the Waxman-Markey Climate Bill*. Disponível em: <http://www.api.org/ehs/climate/regulation/upload/MISSOURI_WAXMAN_MARKEY5.pdf> Acesso em: 27/02/2010

API, 2010e, *Fact Sheet- August 5, 2009*. Disponível em: <http://www.api.org/ehs/climate/regulation/upload/Climate_Bill_Fact_Sheet_090805.pdf> Acesso em: 28/02/2010

API, 2010f, *Fact Sheet- November 3, 2009*. Disponível em: <http://www.api.org/ehs/climate/regulation/upload/Kerry_Boxer_Fact_Sheet_091103.pdf> Acesso em: 28/02/2010

BARON, R., 2006, *Sectoral Approaches to GHG Mitigation: Scenarios for Integration*, International Energy Agency, Paris

BARON, R., REINAUD, J., GENASCI, M. et al., 2007, *Sectoral Approaches to Greenhouse Gas Mitigation: Exploring Issues for Heavy Industry*, International Energy Agency, Paris

BAUMERT, K. A., HERZOG, T., PERSHING, J., 2005, *Navigating the Numbers Greenhouse Gas Data and International Climate Policy*, World Resources Institute

BERGSDAL, H., STRØMMAN, A. H., HERTWICH, E. G., 2004, *The Aluminium Industry: Environment, Technology and Production*, Norwegian University of Science and Technology (NTNU), Industrial Ecology Programme, Report n. 8/2004

BERNSTEIN, L., ROY, J., DELHOTAL, K. C. et al., 2007, *Industry*. In: *Climate Change 2007: Mitigation*, Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido e Nova Iorque, EUA

BODANSKY, D., 2003, *Climate Commitments: Assessing the Options*. In: *Beyond Kyoto: Advancing the International Effort Against Climate Change*, Pew Center on Global Climate Change, Washington, D.C.

BODANSKY, D., 2007, *International Sectoral Agreements in a Post-2012 Climate Framework*, Pew Center on Global Climate Change, Washington, D.C.

BODEN, T., MARLAND, G., ANDRES, R. J., 2009, *Global CO₂ Emissions from Fossil-Fuel Burning, Cement Manufacture, and Gas Flaring: 1751-2006*, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, EUA Disponível em: <http://cdiac.ornl.gov/ftp/ndp030/global.1751_2006.ems> Acesso em: 28/08/2009

BOUTABA, M. A., 2009, “Does Carbon Affect European Oil Companies’ Equity Values?” *NCCR Conference on the International Dimensions of Climate Policies*, Bern, Switzerland, 21 – 23 Janeiro

BP, 2009a, *Climate Change*. Disponível em: <<http://www.bp.com/extendedsectiongenericarticle.do?categoryId=9027874&contentId=7050783#accessible>> Acesso em: 23/12/2009

BP, 2009b, *BP Statistical Review of World Energy*. Disponível em: <<http://www.bp.com>> Acesso: 06/12/2009

BP, 2009c, *Financial and Operating Information 2004-2008*. Disponível em: <http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/STAGING/global_assets/downloads/F/FOI_2004_2008_full_book.pdf> Acesso em: 11/12/2009

BP, 2010, *Taking Action*. Disponível em: <<http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9028013&contentId=7052011>> Acesso em: 08/01/2010

BRADLEY, R., BAUMERT, K. A., CHILDS, B. et al., 2007, *Slicing the Pie: Sector-Based Approaches to International Climate Agreements*, World Resources Institute, Washington, D.C.

CAI, W., WANG, C., LIU, W. et al., 2009, “Sectoral analysis for international technology development and transfer: Cases of coal-fired power generation, cement and aluminium in China”, *Energy Policy*, v.37, n.6, pp. 2283-2291

CBS, 2009, *Energy balance sheet; key figures*. Disponível em: <<http://statline.cbs.nl/StatWeb/publication/?DM=SLLEN&PA=37281eng&D1=10&D2=a&D3=53,58,63,68,100-104&LA=EN&HDR=T&STB=G2,G1&VW=T>> Acesso em: 04/11/2009

CHEVRON, 2010a, *Operating Highlights*. Disponível em: <http://www.chevron.com/annualreport/2008/chevronataglance/operatinghighlights/> Acesso em: 06/01/2010

CHEVRON, 2010b, *Manufacturing*. Disponível em: <<http://www.chevron.com/about/ourbusiness/refiningmarketingtransportation/refining/>> Acesso em: 06/01/2010

CLARKE, S.C., 2003, *CO₂ Management: A Refiners Perspective*, Foster Wheeler Energy Ltd, Berkshire, Reino Unido. Disponível em: <www.nrcan.gc.ca/es/etb/cetc/combustion/co2trm/htmldocs/technical_reports_e.html> Acesso em: 21/12/2009

CNPC, 2009, *Downstream Operating Highlights*. Disponível em: <<http://www.cnpc.com.cn/eng/company/presentation/figures/Downstream.htm>> Acesso em: 11/12/2009

CNPC, 2010, *Dealing Positively with Climate Change*. Disponível em: <<http://www.cnpc.com.cn/eng/socialresponsibility/environment/>> Acesso em: 08/01/2010

COMISSÃO EUROPÉIA, 2007, *Fifth Report of the High Level Group on Competitiveness, Energy and the Environment*

CONCAWE, 2008, *Impact of product quality and demand evolution on EU refineries at the 2020 horizon: CO₂ emissions trend and mitigation options*, Concauwe, Bruxelas, Bélgica

CONGRESSIONAL BUDGET OFFICE, 2010, *The Impact of Cap-and-Trade Proposals on Fuel Prices*. Disponível em: <<http://cboblog.cbo.gov/?p=306>> Acesso em: 25/02/2010

CONOCOPHILLIPS, 2009a, *Fact Sheet*. Disponível em: <http://www.conocophillips.com/EN/newsroom/other_resources/Documents/COPFactSheet.pdf> Acesso em: 11/12/2009

CONOCOPHILLIPS, 2009b, *2008 Annual Report*. Disponível em: <<http://wh.conocophillips.com/about/reports/ar08/pageId9.html>> Acesso em: 11/12/2009

CONOCOPHILLIPS, 2010a, *Commitments and Targets*. Disponível em: <<http://www.conocophillips.com/EN/susdev/commitments/Pages/index.aspx>> Acesso em: 08/01/2010

CONOCOPHILLIPS, 2010b, *Flaring*. Disponível em: <<http://www.conocophillips.com/EN/susdev/environment/climatechange/greenhousegas/flaring/Pages/index.aspx>> Acesso em: 08/01/2010

COSTA, M. M., 2002, *Princípios de ecologia industrial aplicados a sustentabilidade ambiental e aos sistemas de produção de aço*, Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil

EGENHOFER, C., FUJIWARA, N., 2008 *Global Sectoral Industry Approaches to Climate Change: The Way Forward*, Centre for European Policy Studies, Brussels

EIA, 2009a, *International Energy Statistics: Petroleum Refinery Capacity by Type (Refineries)*. Disponível em: <<http://tonto.eia.doe.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=5&pid=alltypes&aid=7&cid=&syid=2005&eyid=2009&unit=TBPCD&products=alltypes>> Acesso em: 28/12/2009

EIA, 2009b, *Gross Heat Content of Petroleum Production, All Countries, 1980-2006 for the International Energy Annual 2006 (Thousand Btu Per Barrel)*. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/emeu/international/oilother.html>> Acesso em: 28/12/2009

EIA, 2009c, *International Energy Statistics: Total Oil Supply*. Disponível em: <<http://tonto.eia.doe.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=5&pid=53&aid=1>> Acesso em: 28/12/2009

EIA, 2009d, *International Energy Statistics: CO₂ Emissions*. Disponível em: <<http://tonto.eia.doe.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=5&pid=5&aid=8>> Acesso em: 28/12/2009

EIA, 2009e, *Petroleum Refinery Capacity, All Countries (Thousand Barrels per Calendar Day) Crude Oil Distillation Capacity, January 1, 1970 - January 1, 2009*. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/emeu/international/oilother.html>> Acesso em: 28/12/2009

EIA, 2009f, *International Energy Statistics: Capacity*. Disponível em: <<http://tonto.eia.doe.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=5&pid=72&aid=7>> Acesso em: 28/12/2009

EIA, 2009g, *International Energy Statistics: Imports*. Disponível em: <<http://tonto.eia.doe.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=5&pid=54&aid=3>> Acesso em: 28/12/2009

EIA, 2009h, *International Energy Statistics: Exports*. Disponível em: <<http://tonto.eia.doe.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=5&pid=54&aid=4>> Acesso em: 29/12/2009

EIA, 2010a, *Fuel Consumed at Refineries*. Disponível em: <http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pnp_capfuel_dcu_nus_a.htm> Acesso em: 05/02/2010

EIA, 2010b, *Catalytic Cracking Capacity*. Disponível em: <<http://tonto.eia.doe.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=5&pid=73&aid=7&cid=&syid=2004&eyid=2004&unit=TBPCD>> Acesso em: 07/02/2010

EIA, 2010c, *US Refinery Yield*. Disponível em: <http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/xls/pet_pnp_pct_dc_nus_pct_a.xls> Acesso em: 16/02/2010

EIA, 2010d, *Annual Energy Outlook 2009: Energy Demand*. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/aeo09/pdf/trend_2.pdf> Acesso em: 16/02/2010

EIA, 2010e, *International Energy Outlook 2009: Liquid Fuels*. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/liquid_fuels.html> Acesso em: 19/02/2010

EIA, 2010f, *International Energy Statistics: Refined Petroleum Products*. Disponível em: <

<http://tonto.eia.doe.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=5&pid=54&aid=1&cid=r3,&syid=2004&eyid=2008&unit=TBDP>> Acesso em: 24/02/2010

EIA, 2010g, *Downstream Charge Capacity of Operable Petroleum Refineries*. Disponível em: <http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pnp_capchg_dcu_nus_a.htm> Acesso em: 24/02/2010

EIA, 2010h, *Petroleum Product Prices*. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/servicerpt/stimulus/excel/aeostimtab_12.xls> Acesso em: 04/03/2010

EIA, 2010i, *Energy Market and Economic Impacts of H.R. 2454, the American Clean Energy and Security Act of 2009: Executive Summary* Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/oiaf/servicerpt/hr2454/execsummary.html>> Acesso em: 05/03/2010

ELLIS, J., BARON, R., 2005, *Sectoral Crediting Mechanisms: An Initial Assessment of Electricity and Aluminium*, International Energy Agency, Paris

EPA, 2007, *Energy Trends in Selected Manufacturing Sectors: Opportunities and Challenges for Environmentally Preferable Energy Outcomes* Disponível em: <<http://www.epa.gov/ispd/pdf/energy/ch3-11.pdf>> Acesso em: 17/02/2010

EPE, 2009, *Balanço Energético Nacional 2008, ano base 2007: sumário executivo* Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Sum_Executivo_BEN_2008.pdf> Acesso em: 08/10/2009

EUROPEAN COMMISSION, 2003, *Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC) Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries*. European Commission, Sevilha, Espanha

EXXONMOBIL, 2009a, *2008 Financial & Operating Review*. Disponível em: http://www.exxonmobil.com/Corporate/Files/news_pub_fo_2008.pdf Acesso em: 11/12/2009

EXXONMOBIL, 2009b, *Energy efficiency improvements*. Disponível em: http://www.exxonmobil.com/Corporate/energy_climate_ops_efficiency.aspx Acesso em: 17/12/2009

FRANKEL, J., 2007, *Formulas for Quantitative Emission Targets*, Harvard University, Cambridge

GARY, J.H., HANDWERK, G. E., KAISER, M. J., 2007, *Petroleum Refining: Technology and Economics*, 5 ed. Londres, CRC Press

GIELEN, D., MORIGUCHI, Y., 2002, “CO₂ in the iron and steel industry: an analysis of Japanese emission reduction potentials”, *Energy Policy*, v.30, n.10, pp. 849–863

GOMES, G. L., SZKLO, A.S., SCHAEFFER, R., 2009, “The impact of CO₂ taxation on the configuration of new refineries: An application to Brazil”, *Energy Policy*, v. 37, n.12, pp. 5519-5529

GRUBB, M., WILDE, J., 2004, *The European Emissions Trading Scheme: Implications for Industrial Competitiveness*, The Carbon Trust

HENDRIKS, C.A., WORREL, E., JAGER, D. et al., 2004 *Emission Reduction of Greenhouse Gases from the Cement Industry* Disponível em: <http://www.wbcsd.org/web/projects/cement/tf1/prghgt42.pdf> Acesso em: 20/08/2009

HÖHNE, N.; YAMIN, F., HAITES, E., 2008 *The History and Status of the International Negotiations on a Future Climate Agreement*. In: Beyond Bali Strategic Issues for the post-2012 Climate Change Regime, Centre for European Policy Studies, Brussels

IAI, 2007, *Aluminium for Future Generations / 2007 Update*. Disponível em: <<http://www.world-aluminium.org/cache/fl0000189.pdf>> Acesso em: 24/09/09

IAI, 2008, *Pioneering a Voluntary Global Industry Sectoral Approach*. Disponível em: <<http://www.world-aluminium.org/cache/fl0000231.pdf>> Acesso em: 06/10/2009

IAI, 2009a, *Greenhouse Gases*. Disponível em: <<http://www.world-aluminium.org/Sustainability/Environmental+Issues/Greenhouse+gases>> Acesso em: 18/09/09

IAI, 2009b, *Energy Use*. Disponível em: <<http://www.world-aluminium.org/Sustainability/Environmental+Issues/Energy+use>> Acesso em: 22/09/09

IAI, 2009c, *Welcome to the IAI website*. Disponível em: <<http://www.world-aluminium.org>> Acesso em: 22/09/09

IAI, 2009d, *Members*. Disponível em: <<http://www.world-aluminium.org/About+IAI/Members>> Acesso em: 23/09/09

IBS, 2010, *Processo Siderúrgico: Classificações*. Disponível em: <<http://www.acobrasil.org.br/site/portugues/aco/processo--classificacoes.asp>> Acesso em: 11/01/10

IEA, 2007, *Tracking Industrial Energy Efficiency and CO2 Emissions*, International Energy Agency, Paris

IEA, 2009, *Medium-Term: Oil Market Report*, International Energy Agency, Paris

INTERNATIONAL CEMENT REVIEW, 2009. *World Cement Overview – Online Presentation*. Disponível em: <<http://www.cemnet.com/publications/GlobalCementReport/world-cement-overview/player.html>> Acesso em: 02/09/2009

IFP, 2007, *Refining and Petrochemicals*, IFP, França. Disponível em: http://www.ifp.com/antidot/search?context=default&keywords=Panorama%202007&x=11&y=5&response_number=1&filter_offre=11 Acesso em: 17/04/2010

IPCC, 2001, *Climate Change 2001: Third Assessment Report* Disponível em: <http://www.ipcc.ch/ipccreports/tar/wg3/index.php?idp=344#8322> Acesso em: 16/08/2009

IPCC, 2007, *Climate Change 2007: Synthesis Report*. Disponível em: http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr.pdf Acesso em: 28/08/2009

IPIECA, 2005, *International Policy Approaches to Address the Climate Change Challenge*. Disponível em: http://www.ipieca.org/activities/climate_change/climate_publications.php#10 Acesso em: 08/01/2010

IPIECA, 2007, *The Oil and Gas Industry and Climate Change*. Disponível em: http://www.ipieca.org/publications/publications_search.php?crit=climate%20change&select=yes#null Acesso em: 15/04/2010

IPIECA, 2010a, *Membership*. Disponível em: http://www.ipieca.org/ipieca_info/membership.php Acesso em: 08/01/2010

IPIECA, 2010b, *Focus Area: Climate Change*. Disponível em: http://www.ipieca.org/activities/climate_change/climate_about.php Acesso em: 08/01/2010

JUNIOR, H. Q. P., ALMEIDA, E. F., BOMTEMPO, J. V., et al., 2007, “Economia da Indústria do Petróleo”. In: Britto, M.L.O.B., Carvalho, R. (eds), *Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial*, 1 ed., capítulo 2, Rio de Janeiro, RJ, Campus/Elsevier

KIM, Y., WORRELL, E., 2002, “International comparison of CO₂ emissions trends in the iron and steel industry”, *Energy Policy*, v.30, n.10, pp. 827-838

LORETI, C., MCMAHON, M., NORDRUM, S. et al., 2003, *Petroleum Industry Guidelines for Reporting Greenhouse Gas Emission*, International Petroleum Industry Environmental Conservation Association, Londres

MCKINSEY & COMPANY, 2009, *Pathways to a Low Carbon Economy: Version 2 of the Global Greenhouse Gas Abatement Cost Curve*

MECKLING J. O., CHUNG, G.Y., 2009 *Sectoral Approaches to International Climate Policy: A Typology and Political Analysis*, Harvard University, Cambridge

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA (MCT), 2005. *Balanço de carbono na produção, transformação e uso de energia no Brasil e o contido nas emissões de gases causadores do efeito estufa*, Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0013/13426.pdf>. Acesso em: 08/09/ 2009

MONTGOMERY, D., BARON, R., BERNSTEIN, P., et al., 2009, *Impact on the Economy of the American Clean Energy and Security Act of 2009 (H.R.2454)*, National Black Chamber of Commerce, Washington, D.C.

MURTISHAW, S., SCHIPPER, L., UNANDER, F., et al., 2001, “Lost carbon emissions: the role of non-manufacturing “other industries” and refining in industrial energy use and carbon emissions in IEA countries”, *Energy Policy*, v.29, n.2, pp. 83-102

NPRA, 2010, *Waxman-Markey: Realities for Consumers and Refiners*. Disponível em: <[http://www.npra.org/cmsRelatedFiles/waxman-markey realities_for_consumers_and_refiners.pdf](http://www.npra.org/cmsRelatedFiles/waxman-markey_realities_for_consumers_and_refiners.pdf)> Acesso em: 27/02/2010

OIL & GAS JOURNAL, 2010, *2004 Worldwide Refining Survey*. Disponível em: <http://www.pennenergy.com/index/research-and_data/oil-and_gas/product-display/6406800051/products/pennenergy/research/Petroleum/Refining/surveys/worldwide-refinery-survey.html> Acesso em:05/03/2010

PDVSA, 2010, *Informe de Gestión Anual 2008*. Disponível em: <<http://www.pdvsa.com/>> Acesso em: 05/01/2010

PELLEGRINO, J., BRUESKE, S., CAROLE, T. et. al, 2007, *Energy and Environmental Profile of the US Petroleum Refining Industry*, Energetics Incorporated Columbia, Maryland

PEMEX, 2010, *Refining*. Disponível em: <http://www.ri.pemex.com/files/content/7_SY_REFINING.pdf> Acesso em: 06/01/2010

PETROBRAS, 2009a *Gestão de Emissões Atmosféricas: Relatório de Desempenho*. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/meio-ambiente-e-sociedade/preservando-meio-ambiente/downloads/pdf/131205VersaoFinalPetrobrasInternet.pdf>> Acesso em: 22/12/2009

PETROBRAS, 2009b, *Avanços tecnológicos impulsionam o refino*. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/investidores/>> Acesso em: 11/12/2009

PHILIBERT, C., WILLENS, S., 2003, *Evolution of Mitigation Commitments: Some Key Issues*, International Energy Agency, Paris

PHILLIPS, G., 2002, *CO₂ Management in Refineries*. Foster Wheeler Energy Ltd, Noordwijk, Holanda

PRINS, G., RAYNER S., 2007 "Time to Ditch Kyoto" *Nature*, v. 449, n. 7165, pp. 973-975

REINAUD, J., 2005, *The european refinery industry under the EU Emissions Trading Scheme: Competitiveness, trade flows and investment implications*, International Energy Agency, Paris

REINAUD, J., 2008, *Issues behind Competitiveness and Carbon Leakage: Focus on Heavy Industry*, International Energy Agency, Paris

SAUDI ARAMCO, 2009, *Saudi Aramco by the Numbers*. Disponível em: <http://www.saudiaramco.com/irj/go/km/docs/SaudiAramcoPublic/FactsAndFigures/%26F2008/SA_by_Numbers.pdf> Acesso em: 11/12/2009

SCHMIDT, J., HELME, N., LEE, J. et al., 2008, “Sector-Based Approach to the Post-2012 Climate Change Policy Architecture”, *Climate Policy*, v.8, n.5, pp. 494-515

SCWARZ, H. G., BRIEM, S., ZAPP, P., 2001, “Future carbon dioxide emissions in the global material flow of primary aluminium”, *Energy*, v.26, n.8, pp. 775-795

SHELL, 2009a, *KPI: Greenhouse gas emissions*. Disponível em: <http://www.shell.com/home/content/responsible_energy/performance/environmental/kpi_greenhouse_gas_emissions/kpi_greenhouse_gas_emissions_27032008.html#tab1> Acesso em: 22/12/2009

SHELL, 2009b, *Royal Dutch Shell Plc Financial and Operational Information 2004–2008*. Disponível em: <http://www.faoi.shell.com/2008/servicepages/downloads/files/entire_shell_faoi_08.pdf> Acesso em: 11/12/2009

SHELL, 2010, *Shell and Climate Change*. Disponível em: <http://www.shell.com/home/content/responsible_energy/environment/climate_change/our_approach_to_climate_change/approach_to_climate_change.html> Acesso em: 08/01/2010

SINOPEC, 2009a, *2008 Annual Report and Accounts*. Disponível em: <http://english.sinopec.com/download_center/reports/2008/20090330/download/AnnualReport2008.pdf> Acesso em: 11/12/2009

SINOPEC, 2009b, Disponível em:
<http://english.sinopec.com/environment_society/consumption_reduction/> Acesso em:
17/12/2009

SINOPEC, 2010, *Refining Capacity*. Disponível em:
<http://english.sinopec.com/about_sinopec/our_business/refining_selling/> Acesso em:
06/01/2010

SOARES, J. B., 1998, *Potencial de conservação de energia e de mitigação das emissões de gases de efeito estufa para a indústria brasileira de cimento Portland*, Dissertação, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil

SWATY, T.E., WEBSTER, S.S., 2005, “Global refining industry trends: the present and future”, *Hydrocarbon Processing*, v.84, n.9, pp. 35-46

SZABÓ, L., HIDALGO, I., CISCAR, J. C. et al., 2006, “CO₂ emission trading within the European Union and Annex B countries: the cement industry case”, *Energy Policy*, v.34, n.1, pp. 72-87

SZKLO, A.S., SCHAEFFER, R., 2007, “Fuel specification, energy consumption and CO₂ emission in oil refineries”, *Energy*, v. 32, n. 7, pp. 1075–1092

TANNER, L., 2009, *The Waxman-Markey “Cap-and Tax”: Increasing the Price at the Pump*, House Republican Conference

TOTAL, 2009, *Downstream Developing and Marketing Petroleum Products*. Disponível em:
<http://www.total.com/static/en/medias/topic3546/Total_in_2008_Downstream.pdf>
Acesso em: 11/12/2009

TOTAL, 2010, *Our Main Corporate Social and Environmental Responsibility Challenges*. Disponível em: <<http://www.total.com/en/environment--society/our-commitment/challenges-940774.html>> Acesso em: 08/01/2010

UNEP, 2009, *Industry Sectoral Approaches and Climate Action from global to local level in a Post-2012 Climate Framework: A Review of Research, Debates and Positions*

UNFCCC, 2006, *Report of the Conference of the Parties on its eleventh session, held at Montreal from 28 November to 10 December 2005*. Disponível em: <http://unfccc.int/essential_background/library/items/3598.php#beg> Acesso em: 13/08/2009

UNFCCC, 2007a *Uniting on Climate: A Guide to the Climate Change Convention and the Kyoto Protocol*. Disponível em: <http://unfccc.int/essential_background/background_publications_htmlpdf/items/2625.php> Acesso em: 10/08/2009

UNFCCC, 2007b *Report on the Dialogue on Long-Term Cooperative Action to Address Climate Change by Enhancing Implementation of the Convention*. Disponível em: <http://unfccc.int/essential_background/library/items/3598.php#beg> Acesso em: 10/08/2009

UNFCCC, 2008a *Report of the Conference of the Parties on its thirteenth session, held in Bali from 3 to 15 December 2007*. Disponível em: <<http://unfccc.int/resource/docs/2007/cop13/eng/06a01.pdf#page=3>> Acesso em: 13/08/2009

UNFCCC, 2008b *Report of the Ad Hoc Working Group on Long-term Cooperative Action under the Convention on its first session, held in Bangkok from 31 March to 4 April 2008*. Disponível em: <<http://unfccc.int/resource/docs/2008/awglca1/eng/03.pdf>> Acesso em: 15/08/2009

UNFCCC, 2008c *Report of the Ad Hoc Working Group on Long-term Cooperative Action under the Convention on its third session, held in Accra from 21 to 27 August 2008*. Disponível em: <<http://unfccc.int/resource/docs/2008/awglca3/eng/12.pdf>> Acesso em: 15/08/2009

UNFCCC, 2008d *Report on the workshop on cooperative sectoral approaches and sector-specific actions, in order to enhance implementation of Article 4, paragraph 1 (c), of the Convention.* Disponível em: <<http://unfccc.int/resource/docs/2008/awglca3/eng/crp04.pdf>> Acesso em: 18/08/2009

UNFCCC, 2009a *The United Nations Convention on Climate Change.* Disponível em: <http://unfccc.int/essential_background/convention/items/2627.php> Acesso em: 14/07/2009

UNFCCC, 2009b *Full Text of the Convention : Article 4.* Disponível em: <http://unfccc.int/essential_background/convention/background/items/1362.php> Acesso em: 10/08/2009

UNFCCC, 2010, *List of participants.* Disponível em: <<http://unfccc.int/documentation/documents/items/3595.php#beg>> Acesso em: 07/01/2010

United States Geological Survey (USGS), 2009. *2007 Minerals Yearbook ALUMINUM [ADVANCE RELEASE].* Disponível em: <<http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/aluminum/myb1-2007-alumi.pdf>> Acesso em: 20/09/09

UPSTREAMONLINE, 2010, *API slams cap-and-trade compromise.* Disponível em: <<http://www.upstreamonline.com/live/article178711.ece>> Acesso em: 25/02/2010

VALERO ENERGY, 2009a, *Operating Highlights and Throughput Volumes & Yields.* Disponível em: <<http://www.valero.com/InvestorRelations/Documents/Operating%20Highlights.pdf>> Acesso em: 11/12/2009

VALERO ENERGY, 2009b, *Form 10-K.* Disponível em: <<http://www.valero.com/Financial%20Documents/Form%2010K%202008%20FINAL.pdf>> Acesso em: 11/12/2009

VALERO ENERGY, 2010, *Greenhouse Gas Reduction*. Disponível em:
<http://www.valero.com/Environment_Safety/Pages/GreenhouseGas.aspx> Acesso em:
08/01/2010

WATSON, C., NEWMAN, J., UPTON, R.H.S. et al., 2005 “Can Transnational Sectoral Agreements Help Reduce Greenhouse Gas Emissions?” *Round Table on Sustainable Development*, Paris, França, 1-2 Junho

WBCSD-CSI, 2009a *A Sectoral Approach: Greenhouse Gas Mitigation in the Cement Industry*. Disponível em:
<<http://www.wbcsdcement.org/pdf/WBCSD%20rev%20final%20low.pdf>> Acesso em:
01/09/2009

WBCSD-CSI, 2009b *Progress Report: CO₂ and Climate Protection*. Disponível em:
<http://www.csiprogress2007.org/index.php?option=com_content&task=view&id=5&Itemid=12> Acesso em: 01/09/2009

WMO, 2010 *World Climate Conference-3 (WCC-3)*. Disponível em:
<http://www.wmo.int/wcc3/documents/WCC3_flyer_EN.pdf> Acesso em: 21/01/10

WORRELL, E., GALITSKY, C., 2003, *Profile of the Petroleum Refining Industry in California: California Industries of the Future Program*, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA

WORRELL, E., GALITSKY, C., 2005, *Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities For Petroleum Refineries*, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA

WSA, 2007a, *A policy to reduce steel-related greenhouse gas emissions*. Disponível em:<<http://www.worldsteel.org/climatechange/files/2/3/Policy%20to%20reduce%20GHGs.pdf>> Acesso em: 13/09/2009

WSA, 2007b, *A global sector approach to CO₂ emissions reduction for the steel industry*. Disponível em:

<<http://www.worldsteel.org/climatechange/files/2/1/Global%20sector%20approach%20position%20paper.pdf>> Acesso em: 13/09/2009

WSA, 2009a, *World Steel in Figures 2009*. Disponível em:
<<http://www.worldsteel.org/pictures/publicationfiles/WSIF09.pdf>> Acesso em:
09/09/2009

WSA, 2009b, *Membership*. Disponível em:
<<http://www.worldsteel.org/?action=storypages&id=71>> Acesso em: 12/09/2009

WSA, 2010a, *Steel in Figure*. Disponível em:
<http://www.worldsteel.org/?action=stats_search&keuze=iron&country=all&from=2008&to=2009> Acesso em: 13/01/10

WSA, 2010b, *2008 Sustainability Report of the world steel industry*. Disponível em:
<http://www.worldsteel.org/pictures/publicationfiles/Sustainability%20Report%202008_English.pdf> Acesso em: 15/01/10

Anexo 1- A criação do IPCC, da UNFCCC e a política climática até o primeiro período de compromisso do Protocolo de Quioto

A1.1 A UNFCCC, os países Anexo 1 e os países não Anexo 1

As primeiras evidências científicas da interferência antropogênica sobre a estabilidade climática foram divulgadas em 1979, durante a Primeira Conferência Climática Mundial. A Primeira Conferência Climática Mundial foi organizada pela Organização Meteorológica Mundial (WMO¹⁴⁶) que recomendou a criação de três entidades científicas e políticas: o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC¹⁴⁷), o Programa Climático Mundial e o Programa de Pesquisa Climática Mundial (UNFCCC, 2007a; WMO, 2010). Em 1988 a WMO e o Programa Ambiental das Nações Unidas (UNEP¹⁴⁸) criaram o IPCC. O IPCC é composto por representantes acadêmicos de diversos países do mundo que geram resultados científicos dos estudos sobre Mudanças Climáticas Globais. Em 1990 o IPCC divulgou o seu primeiro relatório, que confirmou que as mudanças climáticas são reais. Nesse mesmo ano houve a Segunda Conferência Climática Mundial que lançou as negociações sobre uma convenção sobre mudanças climáticas a ser conduzida por um Comitê de Negociação Intergovernamental (INC¹⁴⁹). O INC se reuniu pela primeira vez em fevereiro de 1991 e os governos representativos estenderam a negociação da Convenção das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas até 9 de maio de 1992. Na Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, ocorrida no Rio de Janeiro em junho de 1992, a Convenção estava disponível para a assinatura dos países. A Convenção entrou em vigor em 21 de março de 1994 (UNFCCC, 2007a). A Convenção é assinada por 191 países e a União Européia e é um dos acordos ambientais internacionais com maior participação (UNFCCC, 2007a).

A Convenção Quadro das Nações Unidas para Mudanças Climáticas, UNFCCC¹⁵⁰, provê a infra-estrutura necessária para a cooperação intergovernamental com vistas a lidar com as Mudanças Climáticas Globais¹⁵¹. A UNFCCC reconhece que o clima é um

¹⁴⁶ *World Meteorological Organization- WMO*

¹⁴⁷ *Intergovernmental Panel on Climate Change- IPCC.*

¹⁴⁸ *United Nations Environmental Programme- UNEP*

¹⁴⁹ *Intergovernmental Negotiation Committee.*

¹⁵⁰ *United Nations Framework Convention on Climate Change*

¹⁵¹ MCG daqui para frente.

recurso compartilhado, cuja estabilidade vem sendo ameaçada pelas emissões antropogênicas de CO₂ e outros gases de efeito estufa¹⁵² (UNFCCC, 2009a).

Sob a UNFCCC os governos:

- Realizam o intercâmbio de informações a respeito de emissões de GEE¹⁵³, políticas nacionais e melhores práticas para mitigar as emissões;
- Lançam estratégias nacionais para lidar com as emissões e para se adaptar aos impactos esperados, incluindo o suporte técnico e financeiro requerido pelas nações em desenvolvimento;
- Cooperam em soluções de adaptação aos impactos esperados.

A UNFCCC também incentiva ações intergovernamentais de combate às MCG. Ela permanece o principal ator de trabalhos críticos de divulgação, financiamento, transferência tecnológica e de outras questões que provêm a sustentação do processo de combate às mudanças climáticas.

A UNFCCC divide seus participantes em grupos, de acordo com a capacidade de aceitar compromissos pela mitigação das emissões. O grupo dos países Anexo 1 corresponde às nações industrializadas que eram membros da Organização para Cooperação Econômica e o Desenvolvimento (OECD¹⁵⁴) em 1992 mais os países com economia em transição. A tabela A1.1 apresenta os países Anexo 1.

¹⁵² GEE daqui em diante.

¹⁵³ Daqui para frente emissões=emissões de GEE

¹⁵⁴ *Organization for Economic Co-operation and Development*

Tabela A1.1 Países Anexo 1

Alemanha	Eslovênia*	Islândia	Polônia*
Austrália	Espanha	Itália	Portugal
Áustria	Estônia*	Japão	Reino Unido da Grã-Bretanha e Irlanda do Norte
Belarus*	EUA	Latvia*	República Tcheca*
Bélgica	Finlândia	Listenstaine	Romênia*
Bulgária*	França	Lituânia*	Rússia*
Canadá	Grécia	Luxemburgo	Suécia
Comunidade Européia	Holanda	Mônaco	Suíça
Croácia*	Hungria*	Noruega	Turquia
Dinamarca	Irlanda	Nova Zelândia	Ucrânia*
Eslováquia*			

* Países com economia em transição

Fonte: UNFCCC, 2007a

No âmbito da UNFCCC os países Anexo 1 devem implementar políticas e medidas que visassem reduzir suas emissões no ano 2000 aos níveis de 1990, não havendo, no entanto, compromissos legais de mitigação das emissões. Aos países com economia em transição foi permitida certa flexibilidade, traduzida muitas vezes na possibilidade de selecionar um ano base diferente de 1990. Tal flexibilidade se justificava pelo fato dessas nações apresentarem um ambiente político e econômico menos consolidado que a maioria das nações desenvolvidas. Outro argumento que justifica tal flexibilidade se apóia no fato da responsabilidade comum, mas diferenciada pela concentração de GEE acumulada na atmosfera.

Os países Anexo 2 correspondem apenas aos países membros da OECD em 1992, ou seja, não envolvem os países com economia em transição. Pelas regras da UNFCCC os países Anexo 2 devem prover auxílio financeiro à implementação de medidas de mitigação de emissões em países em desenvolvimento, bem como auxiliar tais países à se adaptarem aos efeitos adversos das mudanças climáticas. Tais auxílios ocorrem

através dos mecanismos financeiros da UNFCCC. Além disso, aos países Anexo 2 são requisitadas medidas que desenvolvam e promovam a transferência de tecnologias ambientalmente corretas às nações com economia em transição e aos países em desenvolvimento.

Os países não Anexo 1 são as nações em desenvolvimento participantes da UNFCCC. Dentro desse grupo, a UNFCCC procura identificar os países mais vulneráveis às mudanças climáticas. São exemplos países com grandes áreas costeiras e ilhas e países com grande vulnerabilidade às enchentes e secas¹⁵⁵. São identificados também países com grande vulnerabilidade econômica, como os que possuem a economia muito dependente da receita da venda de combustíveis fósseis¹⁵⁶. A UNFCCC enfatiza atividades que respondam à vulnerabilidade desses países, como investimentos, seguro e transferência tecnológica. A Convenção (UNFCCC) criou um grupo com os 48 países menos desenvolvidos (LDC¹⁵⁷), reconhecendo a limitada capacidade desses países para mitigar as emissões e se adaptar às mudanças climáticas e enfatizando a necessidade de priorizar o financiamento e a transferência tecnológica para esses países.

A tabela A1.2 classifica os países em Anexo 1, não Anexo 1 e evidencia os que participam da UNFCCC, do Protocolo de Quioto e os que ratificaram o Protocolo de Quioto.

Tabela A1.2 Características dos países perante a política climática internacional

Afeganistão	1					Filipinas	1	2				Níger	1	2					
África do Sul	1	2				Finlândia	1	2	3		5	6	Nigéria	1	2				
Albânia	1	2				França	1	2	3		5	6	Niue	1	2				
Alemanha	1	2	3		5	6	Gabão	1	2				Noruega	1	2	3		5	6
Andorra							Gâmbia	1	2				Nova						
								Zelândia	1	2	3		5	6					
Angola	1	2				Gana	1	2				Omã	1	2					
Antígua e							Geórgia	1	2				Países						
Barbuda	1	2						Baixos	1	2	3		5	6					
Arábia	1	2				Granada	1	2				Palau	1	2					

¹⁵⁵ Tais países podem ser mais afetados pelo aumento do nível dos oceanos, bem como pela intensificação de processos climáticos extremos como as secas e as enchentes.

¹⁵⁶ Tais países podem ter seu desenvolvimento econômico afetado por medidas de mitigação que reduzam a demanda por combustíveis fósseis.

¹⁵⁷ Identificado pela UNFCCC como *Least Developed Countries (LDC)*

Burquina Faso	1	2						Itália	1	2	3		5	6	São Marinho	1						
Burundi	1	2						Jamaica	1	2					São Tomé e Príncipe	1						
Butão	1	2						Japão	1	2	3		5	6	São Vicente e Granadinas	1	2					
Cabo Verde	1	2						Jibuti	1	2					Seicheles	1	2					
Camarões	1	2						Jordânia	1	2					Senegal	1	2					
Camboja	1	2						Kuwait	1	2					Serra Leoa	1	2					
Canadá	1	2	3		5	6		Laos	1	2					Sérvia	1	2					
Catar	1	2						Lesoto	1	2					Singapura	1	2					
Cazaquistão	1							Letônia	1	2		4		6	Síria	1	2					
Chade	1							Líbano	1	2					Somália							
Chile	1	2						Libéria	1	2					Sri Lanca	1	2					
China	1	2						Líbia	1	2					Suazilândia	1	2					
Chipre	1	2						Listenstaine	1	2	3			6	Sudão	1	2					
Colômbia	1	2						Lituânia	1	2		4		6	Suécia	1	2	3		5	6	
Comores	1							Luxemburgo	1	2	3		5	6	Suíça	1	2	3		5	6	
Congo	1	2						Macedônia	1	2					Suriname	1	2					
Congo - Kinshasa	1	2						Madagáscar	1	2					Tailândia	1	2					
Coréia do Norte	1	2						Malásia	1	2					Tajiquistão	1						
Coréia do Sul	1	2						Malavi	1	2					Tanzânia	1	2					
Costa do Marfim	1	2						Maldivas	1	2					Timor Leste	1						
Costa Rica	1	2						Mali	1	2					Togo	1	2					
Croácia	1	2		4		6		Malta	1	2					Tonga	1						
Cuba	1	2						Marrocos	1	2					Trindade e Tobago	1	2					
Dinamarca	1	2	3		5	6		Maurícia	1	2					Tunísia	1	2					
Dominica	1	2						Mauritânia	1	2					Turcomenistão	1	2					

Egito	1	2					México	1	2					Turquia	1		3				
Emirados Árabes Unidos	1	2					Micronésia	1	2					Tuvalu	1	2					
Equador	1	2					Moçambique	1	2					Ucrânia	1	2		4			6
Eritreia	1	2					Moldávia	1	2					Uganda	1	2					
Eslováquia	1	2		4			Mônaco	1	2	3			5 6	Uruguai	1	2					
Eslovênia	1	2		4		6	Mongólia	1	2					Uzbequistão	1	2					
Espanha	1	2	3		5	6	Montenegro	1	2					Vanuatu	1	2					
Estados Unidos	1			3		5 6	Namíbia	1	2					Venezuela	1	2					
Estônia	1	2		4		6	Nauru	1	2					Vietnã	1	2					
Etiópia	1	2					Nepal	1	2					Zâmbia	1	2					
Fiji	1	2					Nicarágua	1	2					Zimbábue	1						

- 1- Participa da UNFCCC
- 2- Ratificou o Protocolo de Quioto
- 3- Anexo 1
- 4- Anexo 1 (Economia em transição)
- 5- Anexo 2
- 6- Participa do Protocolo de Quioto

Fonte: UNFCCC, 2007a

Todos os países participantes da UNFCCC assumem os compromissos básicos de produzir um inventário de emissões e de submeter relatórios¹⁵⁸ sobre as ações que estão tomando para implementar a Convenção. Entretanto, para os países não Anexo 1, a obrigação pela submissão de relatórios é condicionada à apoio financeiro. Há diversas outras flexibilidades quanto aos prazos, ano-base das emissões e avaliações dos relatórios que são desfrutadas pelos países não Anexo 1 e economias em transição. As instruções para a preparação dos relatórios nacionais dos países não Anexo 1, por exemplo, não falam de “políticas e medidas” mas de “passos tomados ou planejados para implementar a Convenção” (HÖHNE et al., 2008).

¹⁵⁸ Conhecidos como *National Communications*.

Todos os países participantes da UNFCCC também estão comprometidos a pesquisar e observar mudanças no sistema climático global, bem como, a se esforçar para conscientizar o público em relação às MCG.

A UNFCCC possui um órgão administrativo¹⁵⁹ cuja força de trabalho é composta por funcionários civis internacionais e que apóia todas as instituições envolvidas no processo de mudanças climáticas, particularmente a COP, e suas instituições subsidiárias. Além disso, tal órgão deve apoiar os países participantes à cumprir seus compromissos, a compilar e divulgar dados e informações e a realizar conferências com outras agências internacionais.

A1.2 Instituições de apoio ao trabalho da UNFCCC

A UNFCCC trabalha em parceria com outras organizações internacionais, como o IPCC, que divulga seus relatórios¹⁶⁰ em intervalos de 5 anos. Boa parte da metodologia utilizada no inventário de emissões dos países foi criada pelo IPCC. Os relatórios quinquenais do IPCC trazem resultados científicos de pesquisas sobre a evolução e a cenarização das mudanças climáticas e suas conseqüências, vulnerabilidades regionais e sugestões de medidas de mitigação das emissões e de adaptação às mudanças climáticas. Além dos relatórios quinquenais o IPCC gera relatórios especiais¹⁶¹ em resposta à requisição da COP ou do SBSTA¹⁶².

O *Global Environment Facility (GEF)* opera o mecanismo financeiro da Convenção que canaliza fundos aos países não Anexo 1 por meio de subsídios ou empréstimos. O *GEF* foi criado em 1991 para financiar projetos das nações em desenvolvimento que gerem benefícios ambientais globais, atuando não só com medidas de mitigação de emissões, mas também com a proteção da biodiversidade, da camada de ozônio e com a conservação da água. Enquanto as COPs fornecem ao GEF explicação das suas políticas de mudanças climáticas e os critérios de elegibilidade aos financiamentos, o GEF divulga às COPs o andamento de seus trabalhos relacionados às mudanças climáticas.

Há também o intercâmbio de informações com várias organizações como a Organização das Nações Unidas para o Alimento e a Agricultura¹⁶³ em temas como o uso da terra e

¹⁵⁹ *Secretariat*

¹⁶⁰ *Assessment Reports*

¹⁶¹ *Special Reports*

¹⁶² Vide nota de rodapé 22.

¹⁶³ *United Nations Food and Agriculture Organization (FAO).*

florestas e a Organização Internacional de Aviação Civil¹⁶⁴ sobre os combustíveis usados no transporte internacional. O SBSTA também trabalha em parceria com os grupos do Protocolo de Montreal para aproveitar sinergias e evitar conflitos entre os esforços de combate às mudanças climáticas e medidas para evitar a destruição da camada de ozônio, tendo em vista que certas substâncias que destroem a camada de ozônio também são gases de efeito estufa¹⁶⁵.

Enquanto a UNFCCC facilita a implementação de medidas nacionais e internacionais de mitigação das emissões, a responsabilidade pela implementação de tais medidas é de outras agências das Nações Unidas, dentre as quais a UNEP, a agência do Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento¹⁶⁶ (UNDP) e o Banco Mundial. O papel de apoio dessas agências ao GEF consiste em auxiliar os países em desenvolvimento a identificar e implementar medidas em resposta às mudanças climáticas. Diversos outros bancos de desenvolvimento regional e agências das Nações Unidas apóiam as três agências responsáveis pela implementação das medidas de mitigação das emissões.

A1.3 Avanços alcançados pela Convenção

A UNFCCC avançou na consolidação de quatro elementos chave da política climática global: um objetivo de longo-prazo de estabilização da concentração de GEE “a um nível que preveniria interferência perigosa sobre o sistema climático”; metas de emissão quantitativas e voluntárias para os países industrializados; diferenciação dos esforços requeridos entre países desenvolvidos e em desenvolvimento e estímulo à eficiência em custo de medidas de mitigação. A política climática internacional tem se baseado nesses elementos desde 1992 (ALDY e STAVINS, 2008).

A1.4 As Conferências das Partes – COPs

Os países que ratificaram, aceitaram, aprovaram ou concordaram com a Convenção se reúnem anualmente na Conferência das Partes (COP). Os objetivos da COP são monitorar e fortalecer a implementação da Convenção e continuar as negociações por

¹⁶⁴ *International Civil Aviation Organization*

¹⁶⁵ Gases CFC's, por exemplo.

¹⁶⁶ *United Nations Development Program* (UNDP)

políticas de combate às mudanças climáticas¹⁶⁷. Durante cada COP os países apresentam o relatório sobre as ações que têm tomado para implementar a Convenção (*National Communication*), de modo que a COP possa avaliar e revisar o efeito agregado das medidas tomadas pelos participantes da Convenção. Tal relatório (*National Communication*) é produzido baseado em regras estabelecidas nas COPs, com vistas a garantir transparência e comparabilidade às informações divulgadas pelos países.

Uma das preocupações das COPs tem sido a construção de capacidade nas nações em desenvolvimento, nos países com economia em transição e nos LDC para responder às mudanças climáticas. Há várias ações visando o desenvolvimento e a transferência tecnológica, o auxílio na produção das *National Communications* e orientações no uso dos mecanismos destinados ao financiamento das medidas tomadas por esses países em resposta às mudanças climáticas.

A primeira COP ocorreu na Alemanha em 1995 e foi marcada pelo consenso da necessidade da criação de compromissos legais para as nações industrializadas. Também se decidiu que os artigos 4.2 a e b¹⁶⁸ da Convenção deveriam ser revisados nessa COP e em intervalos estipulados pelas COPs.

Em 1997 ocorreu a COP 3 em Quioto. Uma parte extensa da Convenção que defendia compromissos legais para a redução das emissões foi adotada, lançando os princípios do Protocolo de Quioto.

Até a COP 7 nem todos os detalhes de implementação do Protocolo de Quioto estavam definidos, como a falta de regras para a contabilização das emissões das mudanças de uso da terra e florestamento. Nessa COP, os Acordos de Marrakech definiram regras detalhadas para implementação do Protocolo.

O principal resultado da COP 8 em 2002 foi o estabelecimento de um mandato para discussões sobre compromissos de mitigação adequados aos países em desenvolvimento.

Durante as negociações oficiais da COP 9 nenhum país se manifestou a respeito dos compromissos pós 2012. Entretanto, nas discussões paralelas às negociações oficiais o assunto era intensamente discutido.

¹⁶⁷ Existem grupos que subsidiam as COPs. São o *Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice (SBSTA)* que provê informações científicas e tecnológicas e produz guias para a melhoria dos inventários e das *National Communications* e o *Subsidiary Body for Implementation (SBI)* que avalia e revisa a implementação da Convenção. Esses grupos se reúnem 2 vezes por ano.

¹⁶⁸ Tais artigos estipulam que os países Anexo 1 devam implementar medidas e políticas para que o nível de emissões de 2000 fosse igual ao de 1990.

Pouco antes da COP 10, em 16 de fevereiro de 2005, o Protocolo de Quioto entrou em vigor, fortalecendo a Convenção.

A partir da COP 11 diversos grupos de trabalho têm sido formados para a discussão de compromissos e ações de mitigação pós-2012 que devem ser adotados pelos países desenvolvidos e em desenvolvimento. O subitem 1.6 (capítulo 1) discute em detalhe o papel das COPs em direção à construção de políticas climáticas pós-2012.

A figura A1.1 apresenta um esquema da evolução da discussão das políticas climáticas (compromissos) durante os trabalhos das COPs e de outros fóruns das Nações Unidas.

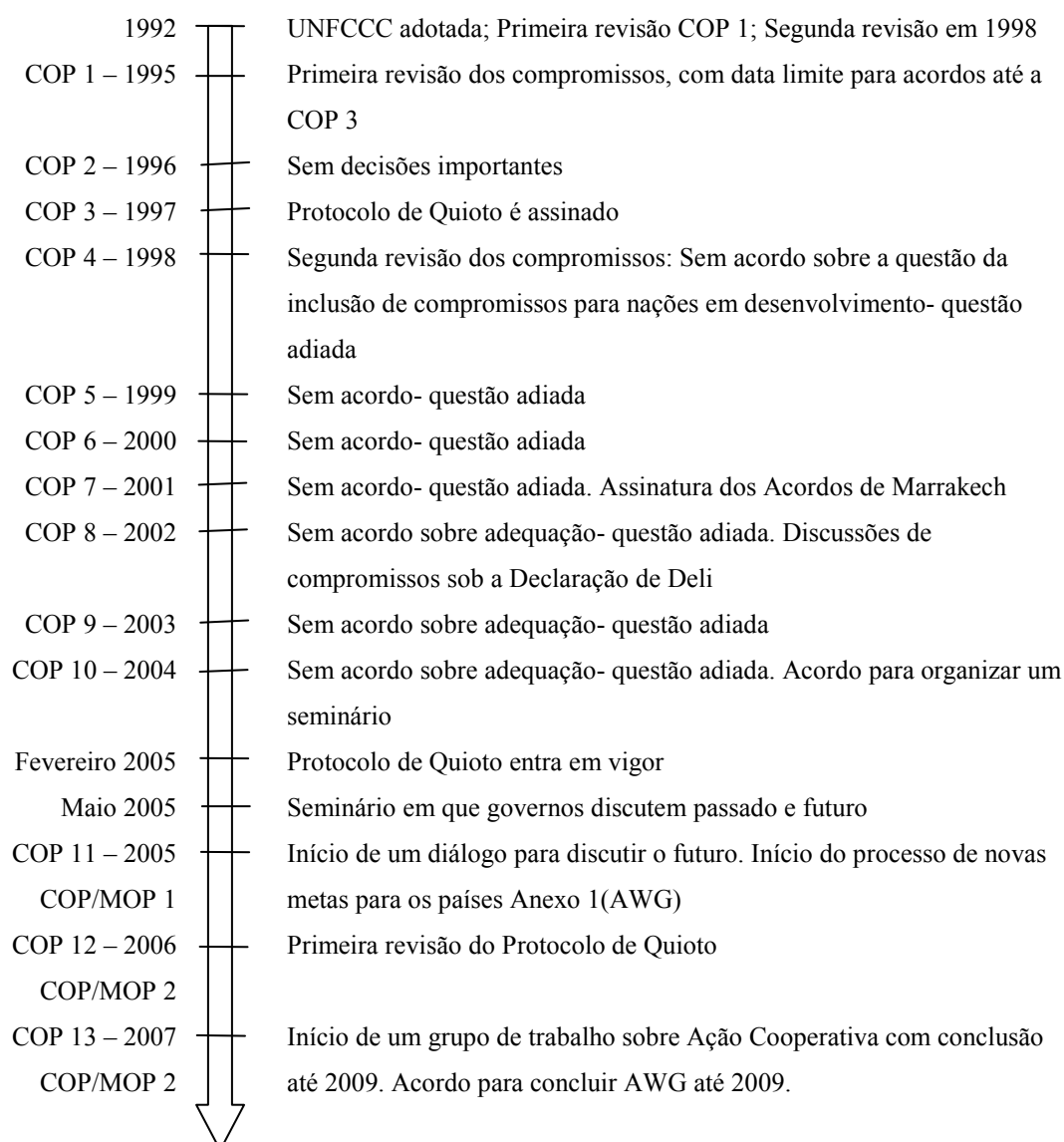


Figura A1.1 Linha do tempo das COPs

Fonte: HÖHNE et al., 2008

A1.5 O Protocolo de Quioto

Em 1997 ocorreu a COP 3 em Quioto. Uma parte extensa da Convenção que defendia compromissos legais para a redução das emissões foi adotada, lançando os princípios do Protocolo de Quioto. Para ser implementado, tal Protocolo precisava ser ratificado por pelo menos 55 participantes, incluindo um número suficiente de nações Anexo 1 que respondessem por pelo menos 55% das emissões de CO₂ realizadas pelas nações Anexo 1 em 1990. Os primeiros participantes ratificaram o Protocolo de Quioto em 1998 e a Federação Russa foi a última a ratificar em 18 de novembro de 2004, fazendo com que o Protocolo de Quioto viesse a ser implementado a partir de 16 de fevereiro de 2005.

O Protocolo de Quioto estabelece metas legais de emissões para 38 países desenvolvidos e a União Européia e estabelece regras para a aplicação dessas metas.

Através do Protocolo de Quioto, países Anexo 1 concordam reduzir as emissões agregadas de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorcarbonos (HFCs), perfluorcarbonos (PFCs) e hexafluorido de enxofre (SF₆) no período 2008-2012 relativo ao nível do ano base 1990 (HÖHNE et al., 2008). Alguns países com economia em transição possuem outro ano base. Além disso, o limite de emissões no período 2008-2012 é definido com relação ao ano base 1990, mas a meta de emissões varia de um país para outro. Por exemplo, certo país pode ter um limite de emissões de 0,95 vezes as emissões de 1990, enquanto para outro país o limite de emissões pode ser igual ao de 1990.

A1.6 O período de compromisso do Protocolo de Quioto

O Protocolo de Quioto estabelece um intervalo de tempo, conhecido como período de compromisso, para que os países alcancem as metas de redução de emissões. Preferiu-se fixar o período de compromisso em cinco anos em vez de um ano. A justificativa é de que um período maior permite às nações minimizar efeitos imprevistos que afetam as emissões, como ciclos econômicos e acontecimentos climáticos adversos. Durante o período de compromisso, os países Anexo 1 precisam assegurar que as emissões das fontes definidas no Anexo A¹⁶⁹ não exceda o nível permitido de emissões. O nível permitido de emissões é conhecido como quantidade designada das Partes. A

¹⁶⁹Anexo A do Protocolo de Quioto

quantidade designada de cada Parte é calculada multiplicando-se sua quantidade de emissões no ano base, declarada no Anexo A, por sua meta de emissões e por cinco (referente aos cinco anos do período de compromisso). O número de toneladas métricas de CO₂ equivalente de permissão de emissões é denominado quantidade de unidades designadas (AAU¹⁷⁰), sendo que cada unidade designada corresponde a uma tonelada métrica de CO₂ equivalente. O Protocolo de Quioto é um dos poucos acordos ambientais que permite que as Partes mudem o nível permitido de emissões (quantidade designada das Partes) durante o período de compromisso. Isso pode ocorrer através dos mecanismos de flexibilização ou do fortalecimento da captura pelos depósitos de carbono.

A1.7 Os mecanismos de flexibilização do Protocolo de Quioto

Através desses mecanismos as Partes podem gerar ou adquirir permissões adicionais de emissão. Cada mecanismo de flexibilização ou atividade de fortalecimento da captura pelos depósitos possui uma regra específica de cálculo de emissões adicionais e de como pode ser aplicado.

Os mecanismos de flexibilização do Protocolo de Quioto são: Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), Implementação Conjunta (IC) e Comércio de Emissões¹⁷¹. Tais mecanismos visam aumentar a eficiência em custo das medidas de mitigação das emissões e de captura pelos depósitos de carbono, através da permissão para que os países Anexo 1 apliquem tais medidas em territórios estrangeiros, onde o custo de mitigação ou captura pelos depósitos é menor que em território nacional. Tais mecanismos baseiam-se no princípio de que o efeito de medidas de mitigação de emissões independe do local onde as medidas são tomadas. Entretanto, há preocupações que os mecanismos de flexibilização desestimulem a redução de emissões em países Anexo 1, ou possam significar um “direito de emissões” em países Anexo 1, ou criem intercâmbio de créditos fictícios, prejudicando a eficiência ambiental do Protocolo de Quioto. Os acordos de Marrakech (COP 7) visaram reduzir tais preocupações, determinando que os países Anexo 1 utilizem os mecanismos de flexibilização como suplemento às ações internas de redução de emissões. Isso deve ficar evidente nas *National Communications*, onde deve ser evidenciado que medidas e políticas

¹⁷⁰ *Assigned Amount Units - AAU*

¹⁷¹ Em inglês, *Clean Development Mechanism (CDM), Joint Implementation (JI) e Emissions Trading*.

domésticas representam um elemento significativo dos esforços para reduzir as emissões. No entanto, os acordos Marrakech não impuseram limites quantitativos para o uso dos mecanismos de flexibilização.

Para ser elegível à participar dos mecanismos de flexibilização a Parte (país) deve ter ratificado o Protocolo de Quioto e deve seguir as regras metodológicas e de divulgação para o inventário de emissões e para o acompanhamento detalhado da quantidade designada (quantidade permitida de emissões). O cumprimento dos procedimentos para a realização do inventário de emissões e para o acompanhamento da quantidade designada visa garantir a acurácia de tais medições.

Cada unidade designada adquirida por um país elegível aos mecanismos de flexibilização é adicionada à sua quantidade designada (quantidade permitida de emissões), enquanto cada unidade designada vendida por um país Anexo 1 é subtraída da quantidade de emissões designada desse país.

ALDY e STAVINS (2008) apontam que os mecanismos de flexibilização e a flexibilidade temporal do período de compromisso do Protocolo de Quioto reduzem o custo marginal e o total da política climática.

A1.8 Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL

O MDL permite que nações Anexo 1 invistam em projetos de redução de emissões, plantio de floresta e reflorestamento em países em desenvolvimento, contribuindo para o desenvolvimento sustentável desses países. Os países Anexo 1 recebem créditos pela redução das emissões ou remoções alcançadas, que incrementam suas permissões de emissões. As emissões reduzidas por meio do MDL são conhecidas como reduções de emissões certificadas (CER¹⁷²).

Os projetos de MDL devem ser adicionais aos compromissos de financiamento do desenvolvimento e da transferência de tecnologias ambientalmente corretas aos países em desenvolvimento, firmados pelas nações Anexo 2 no âmbito da Convenção (UNFCCC) e fortalecidos pelo Protocolo de Quioto. Os projetos de MDL têm gerado investimentos significativos nos países em desenvolvimento, especialmente de empresas privadas, através da transferência de tecnologias ambientalmente corretas.

¹⁷² *Certified Emission Reductions* - CERs

Projetos de MDL devem ser aprovados por autoridades dos países Anexo 1 e dos países não-Anexo 1 envolvidos. Tais projetos devem gerar redução de emissões ou remoção de carbono real, mensurável, de longo prazo e que seja adicional a qualquer medida tomada na ausência desses projetos.

Créditos de projetos de MDL de plantio de florestas e reflorestamento são limitados à 1% dos GEE emitidos pelas nações Anexo 1 no ano base para cada um dos cinco anos do período de compromisso (UNFCCC, 2007a).

Créditos são atribuídos aos projetos de MDL implantados a partir do ano 2000. A COP 7 elegeu o quadro executivo do MDL, que vem resolvendo problemas práticos do MDL, como a definição de procedimentos para a aceitação de projetos e o incentivo ao desenvolvimento de projetos de pequena escala, especialmente de energia renovável e eficiência energética. O quadro executivo é composto de 10 membros com direito a voto e 10 suplentes e é operado sob a autoridade das Partes (países) reunidas para discutir o Protocolo de Quioto.

Projetos de MDL devem basear-se em cenários-base¹⁷³ transparentes, apropriados e conservadores e devem contar com um plano rigoroso para medição acurada das emissões.

Há um fundo que recebe 2% do valor da venda das reduções de emissões certificadas (CERs) e financia projetos de adaptação em nações em desenvolvimento mais vulneráveis aos efeitos adversos das mudanças climáticas. O subgrupo de países menos desenvolvidos (LDC) não necessita repassar 2% da receita da venda dos créditos de emissões à esse fundo (UNFCCC, 2007a).

O MDL evoluiu bastante desde que entrou em vigor. Entretanto, preocupações têm sido colocadas quanto a desigualdade na distribuição dos projetos entre os países não-Anexo 1. Para amenizar esse problema o Secretariado da Convenção tem se reunido com outras agências das Nações Unidas como o UNDP e a UNEP, o Banco Mundial e o Banco de Desenvolvimento Africano para implementar iniciativas que capacitem países em desenvolvimento, em particular nações africanas, a participar e se beneficiar do MDL.

¹⁷³ O ponto de partida para medição da redução ou remoção de emissões

A1.9 Implementação Conjunta (IC)

Esse mecanismo do Protocolo de Quioto permite que nações Anexo 1 implementem projetos para a redução de emissões ou fortalecimento da captura em depósitos de carbono em outros países Anexo 1. As unidades de redução de emissão (ERUs¹⁷⁴) geradas por esses projetos são adicionadas à cota de permissão de emissões do país que implementou o projeto e subtraídas da quantidade designada do país anfitrião.

Na prática, a implementação desses projetos acontece principalmente em países com economia em transição, onde há maior oportunidade para mitigação das emissões a baixo custo. Tal como no caso dos projetos de MDL, os projetos de IC devem ser aprovados por todas as Partes (países) envolvidas e devem gerar reduções de emissão adicionais à redução que ocorreria na ausência desses projetos. Projetos do setor de uso da terra, mudanças no uso da terra e florestas (LULUCF¹⁷⁵) devem seguir as regras específicas estabelecidas no Protocolo de Quioto. Além disso, os países Anexo 1 não podem gerar unidades de redução de emissão (ERUs) de projetos de geração nuclear para adicionar à suas cotas de emissões. Como no caso do MDL, somente os projetos que sigam essas regras e tenham iniciado a partir do ano 2000 são elegíveis às ERUs.

A1.10 Comércio de Emissões

O comércio de emissões permite que nações Anexo 1 adquiram quantidade de emissões designadas (AAU) de outros países Anexo 1 que apresentam maior facilidade (conseqüentemente menor custo) para reduzir suas emissões ou fortalecer suas captações em depósitos de carbono. Assim como o MDL e a IC, esse mecanismo de flexibilização permite reduzir o custo para mitigar emissões.

Esse mecanismo do Protocolo de Quioto também permite que nações Anexo 1 adquiram de outros países Anexo 1 reduções de emissão certificadas (CER) oriundas de projetos de MDL, unidades de redução de emissão (ERU) geradas em projetos de IC e unidades de remoção (RMU¹⁷⁶) geradas através da absorção de carbono por meio de projetos de LULUCF implementados em países Anexo 1.

¹⁷⁴ *Emission Reduction Units (ERUs)*

¹⁷⁵ *Land Use, Land Use Change and Forestry*

¹⁷⁶ *Removal Units (RMU)*

Em resposta à preocupação de que os países Anexo 1 vendam créditos em excesso, tornando-os incapazes de cumprir suas metas, foi definido que todos os países Anexo 1 devem manter uma quantidade mínima de créditos conhecida como reserva do período de compromisso. Essa quantidade mínima corresponde ao menor valor selecionado entre a quantidade de emissões declaradas no último inventário (multiplicadas por cinco para cobrir o período de cinco anos de compromisso) e 90% da quantidade designada ao país (permissão de emissões do país). Se em algum momento for verificado que a reserva do período de compromisso é superior a quantidade de créditos mantida pelo país, tal nação tem 30 dias para restabelecer sua quantidade de créditos ao nível da reserva.

Países Anexo 1 podem implementar sistemas regionais e nacionais que permitam que entidades legais, como indústrias e plantas de geração de energia que estão sujeitas ao controle de emissões, comercializem permissões e certificados de emissões. Apesar do Protocolo de Quioto não envolver tais comércios de emissões nacionais ou regionais, ele provê a estrutura para que os comércios de emissões nacionais e regionais operem. As emissões comercializadas por essas entidades legais necessitam ser refletidas na contabilidade do Protocolo de Quioto. Qualquer transferência de unidade de emissão entre entidades de países diferentes sob sistemas regionais de comércio precisa respeitar as regras estabelecidas pelo Protocolo de Quioto. O Sistema de Comércio de Emissões (ETS¹⁷⁷) da União Européia é um sistema regional de comércio de emissões operado sob a estrutura do Protocolo de Quioto (UNFCCC, 2007a).

A1.11 O mercado internacional de carbono

A implementação do Protocolo de Quioto tem estimulado a criação de sistemas regionais e nacionais de comércio de emissões de GEE, bem como o surgimento de ferramentas e organizações que facilitem o comércio de permissões e créditos de emissões. Mesmo em países que não fazem parte do Protocolo de Quioto tem surgido serviços de crédito de emissões e sistemas de comércio voluntário. Coletivamente, esses sistemas de comércio e as organizações e ferramentas que os apóiam são conhecidas como mercados de carbono.

¹⁷⁷ *Emissions Trading Scheme (ETS).*

O foco dos mercados de carbono são as companhias que estão sujeitas ao controle de emissões de GEE imposto pelos países que necessitam cumprir suas metas do Protocolo de Quioto, ou as empresas que antecipam controles futuros de emissões. Estas companhias são os usuários finais das permissões e créditos de carbono, e como tal, determinam o volume e o preço de comercialização. Além das companhias diretamente envolvidas na aquisição e venda das permissões e créditos de carbono há outros atores importantes nos mercados de carbono, como as companhias que verificam e certificam créditos de emissões de projetos de MDL e IC, instituições que servem de plataforma para o comércio de permissões e créditos de emissões como o *European Climate Exchange* e o *Chicago Climate Exchange* entre outros.

Os mercados de carbono são importantes para lidar com as MCG, pois eles visam reduzir o custo global de mitigação das emissões. Eles fazem isso de três maneiras: permitindo que empresas que não apresentam oportunidade de mitigar as emissões a um custo razoável adquiram permissões ou certificados no mercado a um custo mais baixo que a mitigação das emissões em suas instalações, possibilitando que companhias mais limpas, mais eficientes e que apresentem um custo muito baixo para mitigar as emissões possam lucrar com a venda de créditos, e facilitando o contato entre empresas interessadas em comprar créditos e outras interessadas em vendê-los, o que reduz o custo das transações.

A1.12 Depósitos de carbono

O plantio de árvores e a melhoria no gerenciamento de florestas podem absorver carbono da atmosfera e minimizar os riscos de MCG. Entretanto, é difícil estimar emissões e remoções das atividades do setor de uso da terra, mudança do uso da terra e florestas (LULUCF), o que faz com que atividades associadas a esse setor estejam sujeitas a regras especiais no Protocolo de Quioto.

Enquanto a Convenção (UNFCCC) inclui todas as emissões e remoções das atividades de LULUCF na contabilidade de emissões totais dos países participantes, o Protocolo de Quioto permite que cada participante escolha certas atividades desse setor que deseje incluir na sua contabilidade de emissões totais. Na verdade, todas as Partes (países) são obrigadas a contabilizar as emissões e remoções das atividades de plantio de florestas, reflorestamento e desflorestamento, mas podem escolher contabilizar ou não as emissões das atividades de gerenciamento de florestas, gerenciamento agrícola,

gerenciamento de pastagens e reflorestamento. Essa escolha deve ser feita antes do início do período de compromisso e não pode ser modificada no decorrer do mesmo.

Em contraste às emissões das fontes do Anexo A¹⁷⁸, emissões e remoções das atividades de LULUCF são contabilizadas adicionando ou subtraindo das quantidades designadas às Partes. Se alguma atividade de LULUCF remove carbono da atmosfera, isso gera permissões adicionais de emissões (RMU) ao país onde a atividade foi realizada. Se, ao contrário, uma atividade de LULUCF emite carbono, essa emissão é subtraída da quantidade designada à Parte.

A1.13 Checagem do cumprimento das metas

Ao final do período de compromisso as emissões das Partes são comparadas às suas quantidades designadas finais. As quantidades designadas finais são o resultado das quantidades designadas iniciais somadas às unidades adicionais provenientes de um dos mecanismos de flexibilização do Protocolo de Quioto ou das remoções conseguidas com as atividades de LULUCF (RMUs), menos qualquer unidade que a Parte tenha transferido para outro país ou emitido por meio das atividades de LULUCF.

Se um país participante do Protocolo de Quioto apresentar emissões superiores à sua quantidade designada final, no período de compromisso seguinte ele deve compensar a diferença entre as emissões e a quantidade designada, acrescida de uma penalidade de 30% sobre tal diferença. Em outras palavras, da quantidade designada final do próximo período será subtraído o valor correspondente a 1,3 vezes a diferença entre as emissões e a quantidade designada do período de compromisso anterior. Além disso, a Parte deverá emitir um plano de ação de cumprimento¹⁷⁹ e será impedida de vender créditos de carbono.

Assim como no caso da Convenção, as Partes do Protocolo de Quioto devem submeter um relatório anual e um relatório periódico, conhecido como *National Communication*. Nesses relatórios são solicitadas as informações que devem ser submetidas à Convenção e informações específicas do Protocolo de Quioto, liberando tais países de submeterem os relatórios solicitados pela Convenção.

¹⁷⁸ Anexo do Protocolo de Quioto que define as fontes de emissão.

¹⁷⁹ *compliance action plan*

Similarmente à Convenção, cada relatório emitido por exigência do Protocolo de Quioto é revisado por um grupo internacional (ERT¹⁸⁰). Se o ERT verifica que um inventário de emissões está incompleto ou apresenta qualquer problema, ele pode recomendar um ajustamento de inventário. Um ajustamento de inventário pode afetar a elegibilidade de um país aos mecanismos de flexibilização do Protocolo de Quioto ou sua habilidade para emitir RMU derivadas de atividades de LULUCF. Os relatórios sobre as manutenções e transações de créditos e permissões de emissões também são verificados pelo ERT. Caso haja alguma irregularidade nesses relatórios, o ERT recomenda uma correção. Uma vez que todos os problemas tenham sido resolvidos, os registros das emissões, dos créditos mantidos e das transações de unidades de emissões são compilados e contabilizados numa base de dados mantida pelo Secretariado. A partir dessa base, todos os anos o Secretariado divulga um relatório com os dados relativos à todos os países Anexo 1.

A1.14 Discussões das Nações Unidas para estabelecer o acordo climático global pós-2012

Diante da preocupação de que o primeiro período de compromisso do Protocolo de Quioto termina em 2012, as Partes iniciaram uma discussão sobre o futuro dos acordos climáticos internacionais na COP 11 e COP/MOP 1. Tal discussão resultou em dois processos:

- Estabelecimento de um Diálogo para trocar experiências e analisar medidas estratégicas para ação cooperativa de longo-prazo para lidar com as MCG reforçando a atuação da UNFCCC¹⁸¹;
- Formação de um grupo de trabalho para estudar os compromissos adicionais dos países Anexo 1 sob o Protocolo de Quioto¹⁸² (UNFCCC, 2007a).

Ficou estabelecido na COP 11 que o Diálogo iria ocorrer através de quatro *workshops*. Além disso, o grupo de países Anexo 1 deveria selecionar um representante entre os países Anexo 1 e o grupo de países não-Anexo 1 deveria selecionar outro representante deste grupo. Para representar os países Anexo 1 foi escolhido o senhor Howard Bamsey,

¹⁸⁰ *Expert Review Team.*

¹⁸¹ *Dialogue on Long-Term Cooperative Action to Address Climate Change by Enhancing Implementation of the Convention.*

¹⁸² *Ad Hoc Working Group on Further Commitments for Annex 1 Parties under the Kyoto Protocol (AWG-KP).*

da Austrália e para representar os países não- Anexo 1 foi selecionada a senhora Sandea De Wet, da África do Sul. A atribuição desses representantes foi reportar, durante as COPs 12 e 13, as informações e as diferenças de visões apresentadas durante a realização do Diálogo (UNFCCC, 2006).

Durante a COP 11 ficou decidido que o Diálogo deveria focar:

- Incentivo ao desenvolvimento sustentável;
- Ações na área de adaptação;
- Aproveitamento integral do potencial tecnológico;
- Utilização do potencial máximo das forças de mercado (UNFCCC, 2006).

O Diálogo se apoiou no Relatório 4 do IPCC¹⁸³ que enfatiza que as atuais políticas de mitigação das emissões resultarão em consequências inaceitáveis. Esse Relatório demonstrou que soluções tecnológicas estão disponíveis para difusão imediata e que o progresso na área tecnológica continua. Ele também concluiu que as piores consequências ainda podem ser contidas, se ações decisivas forem tomadas sem demora.

O Diálogo ocorreu através de quatro *workshops* realizados nos anos de 2006 e 2007. O relatório final sobre as questões discutidas nesses *workshops* foi elaborado pelo senhor Howard Bamsey e pela senhora Sandea De Wet e divulgado durante a COP 13¹⁸⁴. Dentre inúmeras questões divulgadas nesse relatório, merecem destaque:

- As escolhas de um modelo de desenvolvimento, das tecnologias e fontes de energia comprometem o padrão de emissões de décadas à frente;
- As consequências adversas das MCG atingem com muito mais força aqueles com menor capacidade de adaptação e menos responsabilidade por causar o problema;
- Nenhuma economia nacional está isolada da economia global, de modo que certas medidas contra as MCG podem resultar em consequências adversas sobre outros países;
- Mecanismos internacionais como o MDL já demonstraram como a cooperação internacional pode proporcionar reduções nos custos das mitigações de emissões ao mesmo tempo em que contribui para o desenvolvimento sustentável. No entanto, o desenho e o escopo do MDL limita sua escala (abrangência). Além

¹⁸³ *Fourth Assessment Report*

¹⁸⁴ *Report on the dialogue on long-term cooperative action to address climate change by enhancing implementation of the Convention*. Referenciado na bibliografia como UNFCCC, 2007b.

disso, muitos alegaram que os mecanismos financeiros da Convenção são insuficientes para apoiar uma resposta internacional eficiente;

- Governos chegaram ao consenso que as grandes áreas que precisam ser priorizadas nas discussões de medidas em resposta as MCG são: Mitigação, Adaptação, Tecnologia e Investimento e Financiamento;
- Alguns países expressaram o desejo por maiores restrições às emissões, outros a necessidade de ações fortalecidas para implementar os compromissos existentes, enquanto outros estão prontos para ações de mitigação mediante incentivos adicionais;
- Uma transformação fundamental será requerida, principalmente na forma como a energia é produzida e consumida. Escolhas atuais e futuras de tecnologias e infra-estruturas insustentáveis ou ineficientes que impeçam melhorias futuras podem levar a trancamentos em investimentos, o que limitará as oportunidades futuras de lidar com as MCG. Isso é particularmente verdade para investimentos em sistemas energéticos e infra-estrutura, incluindo a área de construção civil;
- Medidas e Políticas de Desenvolvimento Sustentável (SD PAM¹⁸⁵), se necessariamente incentivadas, tornarão ações de mitigação de emissões possíveis em países em desenvolvimento, apoiando o desenvolvimento sustentável nesses países;
- O setor de energia precisará estar no centro das medidas internacionais. O desafio de prover a energia demandada pela economia requer um esforço maior na exploração de todas as opções de eficiência energética de custo baixo ou negativo, acelerar a difusão da tecnologia disponível, fortalecer a cooperação para o desenvolvimento de tecnologias de energia limpa e melhorar o gerenciamento pelo lado da demanda;
- Há potencial de mitigação em diversos setores e as abordagens setoriais poderiam ser eficientes para explorar esse potencial através de políticas nacionais ou esforços internacionais coordenados em setores específicos. Também foi sugerido que ação internacional coordenada em cooperação com o setor produtivo seria eficiente em setores internacionalmente competitivos, como os setores de alumínio, aço e cimento. Ações aos níveis internacional, regional e nacional poderiam envolver cooperação tecnológica, *benchmarks* de

¹⁸⁵ Sustainable Development Policies and Measures (SD PAMs)

desempenho e mecanismos de mercado. Certo sucesso já tem sido alcançado em alguns setores;

- A análise de medidas estratégicas para mitigação sugere que ações cooperativas internacionais precisam se basear em estratégias nacionais de mitigação firmes, cuja eficiência poderia ser fortalecida através de ações coordenadas internacionais em alguns setores. Estas estratégias nacionais formariam o componente *bottom-up* de uma resposta internacional eficiente. Entretanto, tal resposta internacional não será eficiente se não for consistente com o objetivo da UNFCCC de estabilizar a concentração de GEE na atmosfera à um nível que previna interferências antropogênicas perigosas no sistema climático;
- O Diálogo enfatizou a difusão e transferência de tecnologias limpas existentes, bem como o desenvolvimento e a comercialização de tecnologias mais eficientes. Acelerar o progresso nessas áreas foi visto como primordial na transição para economias menos carbono-intensivas. É evidente que quantidade substancial de capital é necessária para investimentos em pesquisa tecnológica e inovação. Apesar de os mecanismos de mercado serem importantes para envolver o sistema produtivo e estimular investimentos, é improvável que eles sozinhos provenham estímulo suficiente para gerar os investimentos necessários ao objetivo primordial da UNFCCC. O desenvolvimento, demonstração e comercialização de soluções tecnológicas inovadoras podem ser capital-intensivos. Para tecnologias cujo único propósito é a redução de emissões, o incentivo inicial pode ser insuficiente. Ações adicionais serão necessárias para permitir que tais investimentos sejam feitos. Políticas nacionais e internacionais podem influenciar significativamente o retorno sobre investimentos em inovação tecnológica;
- Especial atenção será necessária à transformação tecnológica no setor energético. Tecnologias-chave discutidas incluem captura e estocagem de dióxido de carbono, tecnologia avançada de combustíveis fósseis, energia renovável e energia nuclear segura;
- Um foco-chave do Diálogo foi buscar respostas para: Quanto esforço é necessário para uma resposta global às MCG e de onde ele virá? Nesse contexto ficou claro que o investimento do setor privado – doméstico e estrangeiro- será insuficiente para responder às necessidades de algumas nações. Um

representante de um pequeno país insular em desenvolvimento salientou as dificuldades que seu país encontra para atrair investimentos em tecnologias limpas, devido simplesmente à pequena economia do país. Além disso, muitos países em desenvolvimento, em especial os menos desenvolvidos, necessitarão maior apoio ao desenvolvimento e maior financiamento;

- O Diálogo analisou o estado atual e a projeção do mercado de carbono associado ao Protocolo de Quioto. A expansão dos mercados de carbono é vista como poderosa para incentivar as medidas voluntárias de mitigação nas nações em desenvolvimento e a redução dos custos de mitigação nos países desenvolvidos. Os participantes discutiram a evolução do MDL, IC e do comércio de emissões e concluíram que a escala da expansão necessária é tal que novos mecanismos serão necessários para permitir a expansão requerida dos mercados de carbono. Tais mecanismos precisarão ultrapassar os limites dos mecanismos baseados em projetos e deverão ser capazes de produzir benefícios tangíveis de desenvolvimento sustentável nos países onde os projetos serão aplicados. O desenvolvimento dos mercados de carbono e dos fluxos financeiros associados será determinado pelo nível de ambição dos compromissos de redução das emissões e pelo grau em que a ferramenta do comércio de emissões será utilizada pelos governos para alcançar suas metas;
- Tornou-se claro a partir do debate que ações de mitigação e adaptação podem gerar consequências indesejáveis para a economia de outros países. Assim, é necessária atenção rigorosa no desenho e implementação das medidas em resposta às MCG. Muitos dos exemplos de tais consequências se relacionam aos impactos potenciais sobre o comércio e o sistema produtivo, como a produção de combustíveis fósseis, a agricultura e o turismo. Essas questões se relacionam fortemente ao desenvolvimento sustentável da política climática, à necessidade da sensibilidade às circunstâncias de cada nação e aos interesses legítimos de outros quando políticas climáticas são desenvolvidas e implementadas (UNFCCC, 2007b).

O próximo fórum de discussão sobre o desenvolvimento de ações cooperativas de longo prazo para lidar com as mudanças climáticas se deu durante a COP 13, cuja primeira decisão¹⁸⁶ se refere ao Plano de Ação de Bali¹⁸⁷.

¹⁸⁶ *Decision 1/CP. 13*

O Plano de Ação de Bali consiste em um programa de dois anos para orientar o trabalho de desenvolvimento de um acordo climático futuro baseado ou não no Protocolo de Quioto. Os resultados dos trabalhos do Plano de Ação de Bali devem facilitar as negociações de um acordo climático de longo prazo durante a COP 15.

As questões levantadas no Plano de Ação de Bali buscam alternativas para um acordo climático que apresente que aumente a custo eficácia das medidas de mitigação, facilite a adaptação às MCG, estimule a inovação tecnológica e amplie a participação dos envolvidos em medidas de mitigação (ALDY e STAVINS, 2008).

O Plano de Ação de Bali lançou um programa abrangente e agregado com vistas a permitir a implementação completa, eficiente e sustentável da Convenção através de ação cooperativa de longo-prazo, cuja adoção deve ser decidida durante a COP 15. Tal processo abrangente deve lidar com:

- Uma visão compartilhada da ação cooperativa de longo prazo, incluindo um objetivo comum para a redução global das emissões, o reconhecimento da responsabilidade comum, mas diferenciada e respectivas capacidades dos países envolvidos, bem como, a consideração dos impactos econômicos, sociais, entre outros das ações de mitigação de emissões e de adaptação às MCG;
- O fortalecimento de ações nacionais e internacionais de mitigação das emissões. Dentre as iniciativas que podem fortalecer tais ações estão incluídas medidas setoriais cooperativas e ações setoriais específicas. É mencionado que tais medidas e ações setoriais são capazes de fortalecer a implementação do Artigo 4, parágrafo 1(c), da Convenção¹⁸⁸.
- O fortalecimento de ações em adaptação às MCG, buscando reduzir a vulnerabilidade de todos os países-membros da Convenção, em especial a dos países menos desenvolvidos mais vulneráveis as mudanças do clima;
- O fortalecimento de ações associadas ao desenvolvimento e à transferência de tecnologias que auxiliem na mitigação e adaptação às MCG. Entre as ações elencadas está a melhoria da eficiência de mecanismos e ferramentas para a cooperação tecnológica em setores específicos;

¹⁸⁷ *Bali Action Plan*

⁴³ Artigo 4, parágrafo 1(c): Promover e cooperar no desenvolvimento, aplicação e difusão, incluindo transferência de tecnologias, práticas e processos que controlam, reduzem ou previnem emissões antropogênicas de GEE não controlados pelo Protocolo de Montreal em todos os setores relevantes, incluindo os setores energético, de transportes, industrial, agrícola, de florestas e de gerenciamento de resíduos (UNFCCC, 2009b).

- O fortalecimento de ações associadas à provisão de recursos financeiros e investimentos que apoiem ações de mitigação, adaptação e cooperação tecnológica. Dentre as diretrizes há o incentivo às ações de adaptação na forma de políticas de desenvolvimento sustentável (UNFCCC, 2008a).

Para a condução do programa foi estabelecido um grupo subsidiário da UNFCCC conhecido como *Ad Hoc Working Group on Long-Term Cooperative Action under the Convention* (AWG-LCA). Tal grupo deve concluir seu trabalho em 2009 e apresentar os resultados consensuais para adoção durante a COP 15 (UNFCCC, 2008a).

Houve quatro sessões de discussão do AWG-LCA em 2008 e duas de janeiro à junho de 2009. Cada uma das seções de 2008 recebeu a contribuição de *workshops* em assuntos correlatos às questões abordadas pelo Plano de Ação de Bali (UNFCCC, 2008b).

Durante a terceira seção de discussão foi exposto que o trabalho do AWG-LCA em 2009 deve avançar nas negociações de todos os elementos do Plano de Ação de Bali, dada a urgência de alcançar os resultados consensuais até o fim desse ano. Também foi salientada a importância de que *workshops* que ocorram durante as seções de 2009 se limitem à esclarecer questões que farão parte dos resultados consensuais que devem ser aceitos ou rejeitados durante a COP 15 (UNFCCC, 2008c).

Os temas dos *workshops* que acompanharam às sessões de discussão do AWG-LCA em 2008 são apresentados na tabela A1.3.

Tabela A1.3 Temas dos *workshops* que ocorrem em paralelo às sessões de trabalho do AW-LCA

<i>Workshops</i> associados à:		
Sessão 2	Sessão 3	Sessão 4
• Avançando nas medidas de adaptação às MCG através de financiamento e tecnologia, incluindo programas nacionais de adaptação às MCG; • Investimento e fluxo financeiro para lidar com as MCG • Mecanismos eficientes e métodos aprimorados para a remoção de obstáculos e provisão de financiamento e outros incentivos para o desenvolvimento e a transferência de tecnologias para os países em desenvolvimento visando promover o acesso às tecnologias limpas; e maneiras de acelerar o uso eficiente, a difusão e a transferência de tecnologias limpas.	• Políticas e incentivos à redução de emissões do desflorestamento e da degradação florestal em países em desenvolvimento; e o papel da conservação, gerenciamento sustentável de florestas e fortalecimento dos estoques florestais de carbono nos países em desenvolvimento; • Medidas setoriais cooperativas e ações setoriais específicas, buscando fortalecer a implementação do Artigo 4, parágrafo 1 (c), da Convenção.	• Gerenciamento de risco e estratégias de redução de risco, incluindo compartilhamento de risco e mecanismos de transferência, como seguro; • Cooperação em pesquisa e desenvolvimento de tecnologias atuais, novas e inovadoras, incluindo soluções <i>win-win</i>¹⁸⁹; • Visão compartilhada sobre ação cooperativa de longo prazo.

Fonte: UNFCCC, 2008b

O AWG-LCA solicitou ao secretariado a organização de três *workshops* durante a quinta seção¹⁹⁰ de discussão do grupo, abordando os seguintes temas: parágrafos 1 (b) (i) e 1 (b) (ii)¹⁹¹ do Plano de Ação de Bali, consequências econômicas e sociais das medidas em resposta às MCG¹⁹² e oportunidades e desafios das medidas de mitigação no setor agrícola (UNFCCC, 2008c).

¹⁸⁹ Soluções que apresentam vantagem econômica e ambiental como, por exemplo, projetos de eficiência energética que reduzem o gasto de energia e as emissões diretas e/ou indiretas de GEE.

¹⁹⁰ Ocorrida em Bonn, de 29 de março à 8 de abril de 2009.

¹⁹¹ Tais parágrafos discorrem sobre as ações de mitigação das emissões tomadas pelas nações desenvolvidas e em desenvolvimento.

¹⁹² Parágrafo 1 (b) (vi) do Plano de Ação de Bali.

Na tabela A1.3, em negrito, está destacado o tema de um dos *workshops* que ocorreu durante a terceira sessão de discussão do AWG-LCA e que analisou medidas setoriais cooperativas e ações setoriais específicas em busca do fortalecimento das ações de mitigação das emissões. A UNFCCC divulga um Relatório¹⁹³ sobre as diferentes visões apresentadas nesse *workshop*, que são apresentadas no subitem 1.4 do capítulo 1.

A partir da decisão 3 da COP 13 o grupo subsidiário conhecido como “*Expert Group on Technology Transfer - EGTT*” elaborou um *paper* estratégico que trata da perspectiva de longo prazo para além de 2012, incluindo abordagens setoriais que possam apoiar o trabalho das Partes nos processos acordados na Convenção e fora dela, além de trabalhos realizados sob outros fóruns e organizações internacionais. O objetivo desse *paper* é facilitar o desenvolvimento, a preparação, a difusão e a transferência de tecnologias sob a Convenção.

A figura A1.2 apresenta um resumo dos estudos e conferências realizados pelas Nações Unidas e outras instituições com foco nas discussões dos acordos climáticos internacionais pós-2012.

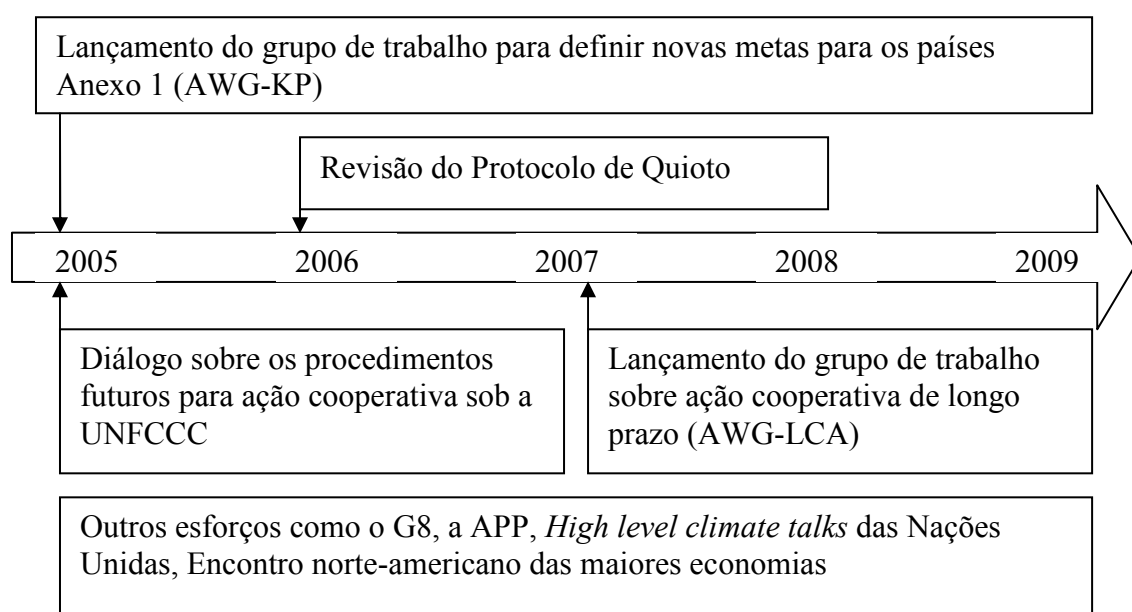


Figura A1.2 Atividades relevantes para o futuro da política climática internacional

Fonte: HÖHNE et al., 2008

¹⁹³Report on the workshop on cooperative sectoral approaches and sector-specific actions, in order to enhance implementation of Article 4, paragraph 1 (c), of the Convention.

A1.15 Esforços fora da UNFCCC para o estabelecer o acordo climático global pós-2012.

Diversas negociações que envolvem mudanças climáticas e acordos bilaterais e multilaterais têm ocorrido fora do Protocolo de Quioto, como: as discussões do G8 em Gleneagles sobre mudanças climáticas, a Asia-Pacific Partnership – APP e a iniciativa norte-americana para os maiores emissores¹⁹⁴.

A1.15.1 As discussões do G8 em Gleneagles sobre mudanças climáticas

É um fórum informal para discussão com objetivo de complementar e reforçar as negociações da Convenção. Os países participantes do G8 se comprometeram a reduzir as emissões até 2050 em pelo menos 50%.

As discussões do G8 têm estimulado as discussões internacionais sobre mudanças climáticas. Também tem influenciado o trabalho da Agência Internacional de Energia - IEA e do Banco Mundial na direção da criação de programas de apoio às políticas climáticas.

A1.15.2 *Asia-Pacific Partnership (APP)*

A APP é apresentada no item 2.6 do capítulo 2, e é focada em setores específicos, configurando-se como um tipo de abordagem setorial (Acordos público-privados).

A1.15.3 A iniciativa norte-americana para os maiores emissores

Em maio de 2007 o governo norte-americano anunciou uma iniciativa para reunir os maiores emissores visando negociar uma infra-estrutura para ação futura de mudança climática até o fim de 2008.

Cada um dos países que mais emite estabelecerá suas próprias metas de emissões de GEE, de acordo com as circunstâncias nacionais. A iniciativa foi renomeada para: o encontro das maiores economias sobre segurança energética e mudança climática. O objetivo final da iniciativa também é colaborar para que as Nações Unidas alcancem um acordo climático global.

¹⁹⁴ *US major emitters initiative*

A1.16 Os elementos que devem embasar as negociações de políticas climáticas futuras

- **Esforços de mitigação focado nos grandes emissores-** O Protocolo de Quioto parte focado em atacar um problema global através de um acordo também global. No entanto, quanto maior o número de participantes na negociação menor o benefício global, como vem ocorrendo. Menos que 20 países são responsáveis por mais de 80% das emissões globais;
- **Evolução bottom-up dos mercados de emissões-** O EU-ETS cometeu o erro de dar plenos poderes aos governos para alocar emissões, em vez de ter estabelecido um sistema para leiloar uma quantidade preestabelecida de permissões. O sistema adotado pelo EU-ETS gerou um colapso no preço, dado que em geral foram alocadas permissões baseadas na quantidade histórica de emissões do setor, inflando a oferta de permissões no mercado. Além disso, o sistema *cap-and-trade* sozinho não possui capacidade para gerar o investimento necessário em inovação tecnológica a tempo;
- **Investimento público em P&D na área energética deve ser gigantesco-** Foco em tecnologias que permitem concretizar estratégias de redução de emissões, em especial quando tais tecnologias trancam por longos períodos infra-estruturas carbono-intensivas. PRINS e RAYNER (2007) opinam que os governos deveriam investir na área energética o que eles investem em pesquisas militares. Eles salientam ainda que, se o governo dos EUA gastasse US\$ 80 bilhões anuais em P&D na área energética, como gasta com pesquisas militares, tal investimento tornaria a busca pela descarbonização do sistema de energia mais promissora do que diante da situação atual;
- **Aumento dos investimentos em adaptação:** Enquanto o compromisso de arrecadação de recursos internacionais para o Fundo multilateral de Adaptação das Nações Unidas é de \$ 1,5 bilhão, fundos para mitigação totalizam cerca de \$ 19 bilhões. A adaptação deve ser financiada com a escala de recursos comparável ao investimento em P&D em tecnologia;
- **Trabalhar o problema na escala apropriada:** Cada país deveria estabelecer políticas e medidas apropriadas às suas circunstâncias para lidar com as MCG. Apesar de um processo *bottom-up* parecer lento e desorganizado, ele pode ser a

única maneira de construir instituições confiáveis que recebam apoio do mercado. Segundo PRINS e RAYNER (2007), a agenda para a Conferência de Bali deveria focar nisso e no fortalecimento do P&D em energia, em vez de focar na discussão de uma versão maior e melhor do Protocolo de Quioto;

- **A abordagem “silver buckshot¹⁹⁵”:** Cooperação, competição e controle devem coexistir nas políticas de mudanças climáticas. Etiquetagem; comércio de emissões; programas de incentivo às tecnologias limpas e padrões tecnológicos devem formar um *portfolio* de medidas e ações adaptadas às circunstâncias de cada nação. Dessa maneira, governos focariam em mudanças tecnológicas essenciais em vez de buscarem o cumprimento de metas de mitigação de emissões. A flexibilidade dessa abordagem geraria aprendizados sobre quais medidas funcionam, quando e onde elas funcionam. (PRINS e RAYNER, 2007).

ALDY e STAVINS (2008) reforçam que o foco em medidas que favoreçam a adaptação às MCG, a inovação tecnológica e maior participação de países nas medidas de mitigação são cruciais para o sucesso das políticas climáticas futuras.

Medidas e Políticas para o Desenvolvimento Sustentável poderiam incorporar esforços relacionados às políticas de MCG, em especial de adaptação às MCG. Os compromissos dos países desenvolvidos poderiam abranger além das metas de emissão, financiamento para adaptação às MCG e transferência tecnológica para os países em desenvolvimento. A estabilização das concentrações de GEE à longo-prazo depende do desenvolvimento e difusão de tecnologias de baixo carbono, e eventualmente, de carbono zero em escala mundial. Os incentivos mais eficientes para a difusão das tecnologias inovadoras são aqueles que precificam as emissões de GEE, como o sistema *cap-and-trade* e o imposto sobre as emissões. Um desafio é convencer os governos de países desenvolvidos à transferir recursos substanciais para a inovação tecnológica nos países em desenvolvimento.

¹⁹⁵ *Buckshot* é uma pequena bala de chumbo. Nesse caso, significa a integração de diversas medidas pequenas, mas importantes.

Anexo 2- Os processos de produção de cimento, aço e alumínio

A2.1 O processo de produção de cimento

O processo de produção de cimento inicia com a extração das matérias-primas: calcário, argila e outros insumos minerais. O calcário e a argila são britados, proporcionados com os outros insumos minerais, levando em conta suas análises químicas e estrutura cristalina, moídos e homogeneizados. Os minerais antes da moagem são denominados de cru e a sua moagem de moagem de cru. A moagem e homogeneização podem ser via seca, que resulta num homogeneizado com reduzido teor de água, ou via úmida, quando as matérias-primas são homogeneizadas com água. A homogeneização via seca caracteriza o processo de produção de clínquer via seca e a homogeneização via úmida caracteriza o processo de produção de clínquer via úmida. Existem, ainda, derivações desses processos, como o via semi-seca e o via semi-úmida. As matérias-primas homogeneizadas no processo via seca são conhecidas como farinha. Já no processo via úmida a homogeneização dá origem a uma espécie de pasta. A pasta ou a farinha é levada ao forno rotativo onde, juntamente com as cinzas dos combustíveis utilizados e outros resíduos alimentados no forno rotativo, ocorre o processo de clínquerização (calcinação e sinterização) (SOARES, 1998). O processo de clínquerização ocorre a altas temperaturas, entre 900 e 1500° C, dando origem ao clínquer¹⁹⁶ (HENDRIKS et al., 2004). O clínquer é resfriado e, dependendo do tipo de cimento desejado, pode ser misturado em proporções variadas a gesso e a aditivos como pozolanas, escória de alto forno e material carbonático. Finalmente, a mistura clínquer e aditivos passa pela moagem final, formando o cimento. A figura 3.1 é um fluxograma do processo de produção de cimento.

¹⁹⁶ O clínquer produzido pelo processo via seca apresenta a mesma qualidade daquele produzido pelo processo via úmida (SOARES, 1998).

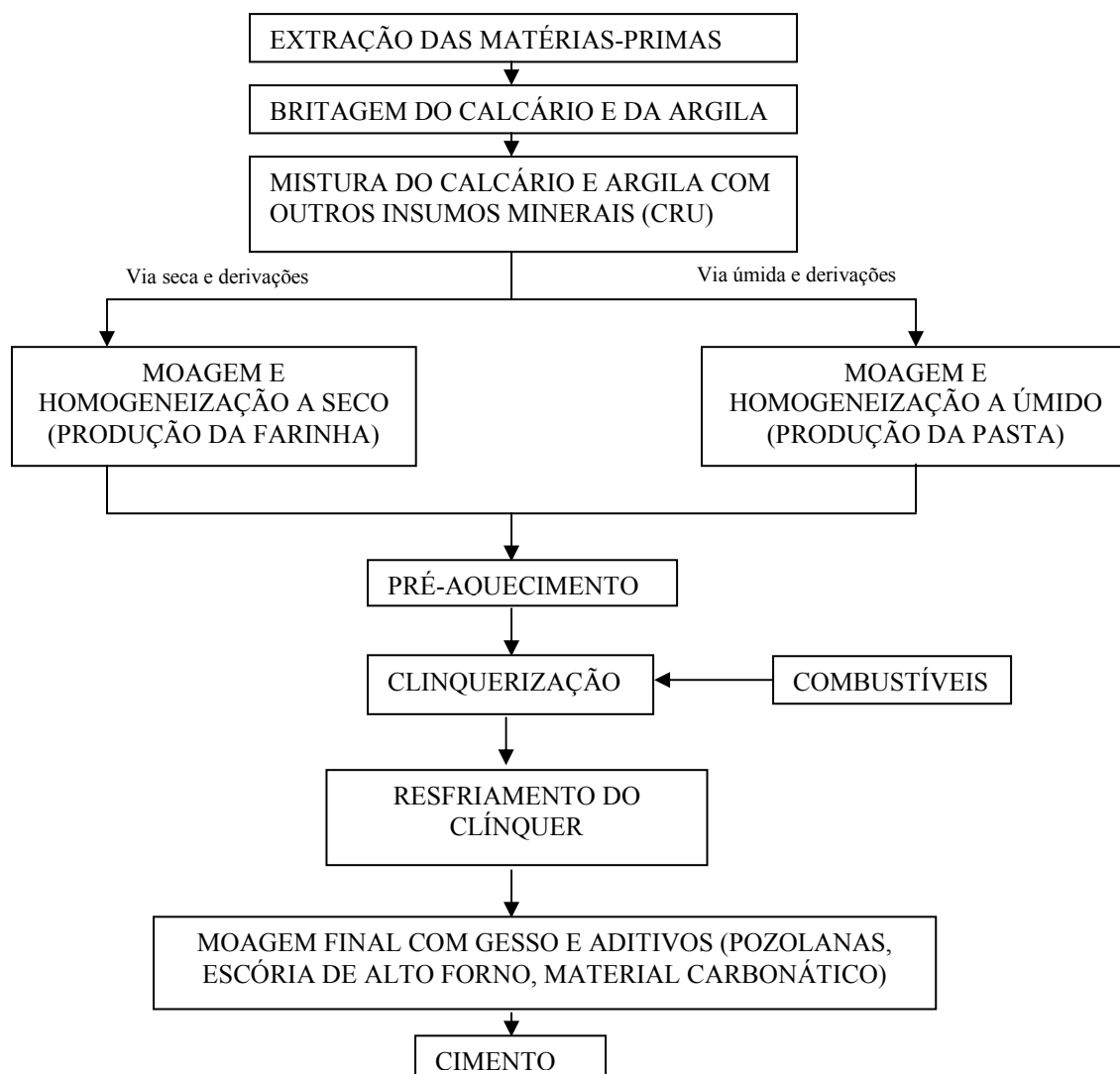


Figura A2.1 Fluxograma do processo de produção do cimento

Fonte: SOARES, 1998

Há dois tipos de fornos para produção de cimento, que são os fornos rotativos e os fornos verticais¹⁹⁷. Os fornos verticais são utilizados principalmente na China, com um consumo energético médio de 4,8 MJ/kg de clínquer (SZABÓ et al., 2006).

SANTOS (1998) descreve a dinâmica de desenvolvimento da tecnologia da indústria de cimento. Segundo o autor, os primeiros fornos que surgiram para fabricação de cimento foram os verticais. No entanto, permitiam pequena capacidade de produção e difícil controle de qualidade do clínquer. No final do século passado surgiram os fornos

¹⁹⁷ Fornos verticais são instalações verticais nas quais a matéria-prima é misturada ao combustível e alimentada pelo topo. Ar é soprado pela base. Essa tecnologia segue os mesmos processos das outras: clinkerização e resfriamento, mas a qualidade do clínquer é altamente dependente da homogeneização da matéria-prima com o combustível. Além disso, a distribuição desigual de ar pelo forno pode produzir combustão incompleta e clínquer de baixa qualidade (SZABÓ et al., 2004).

rotativos, permitindo maior capacidade de produção, melhor qualidade do clínquer e uso de menos mão-de-obra. O processo predominante nessa época era o processo via úmida, dado seu desempenho operacional superior em comparação ao processo via seca. Entretanto, o processo via seca já era menos energo-intensivo, o que impulsionou o desenvolvimento dessa tecnologia para torná-la competitiva com a tecnologia do processo via úmida. Em 1929 a firma alemã Polysius patenteou um processo com pré-aquecimento da mistura crua através de grelhas, que ficou conhecido como processo via semi-seca, já que a matéria-prima era introduzida no forno de clínquerização com médio teor de umidade. Esse processo apresentava desvantagens quanto à necessidade de preparação prévia do cru, alto custo operacional e inconveniência para uso de combustíveis com baixo poder calorífico. Nos anos 50, surgiu o processo via seca com a utilização de pré-aquecimento em suspensão em ciclones, vindo a ser conhecido como processo “via seca curta”. Em 1965 entrou em operação na Alemanha o primeiro forno via seca com pré-calcinador. Apesar de essa tecnologia apresentar eficiência energética melhor que o processo “via seca curta”, ela é apropriada para unidades de grande capacidade produtiva.

O processo “via seca curta” consiste num forno com ciclones pré-aquecedores em vários estágios (4-6). Cada ciclone contribui para aumentar a temperatura da matéria-prima. Como parte do processo de calcinação ocorre nesses ciclones, é possível reduzir o tempo e o consumo de energia do processo. Esse é o motivo da diferença no consumo de combustível entre o processo “via seca longa” e o “via seca curta”, mostrada na tabela 3.2 (capítulo 3).

A2.2 O processo de produção de aço

O aço acabado é um produto heterogêneo, tanto pela qualidade quanto pela aplicação a que será destinado. As siderúrgicas, em função dos produtos que preponderam em suas linhas de produção, podem ser classificadas em produtoras de:

- semi-acabados (placas, blocos e tarugos);
- planos aços carbono (chapas e bobinas);
- planos aços especiais/ligados (chapas e bobinas);
- longos aços carbono (barras, perfis, fio máquina, vergalhões, arames e tubos sem costura);

- longos aços especiais/ligados (barras, fio-máquina, arames e tubos sem costura);

Em função dos produtos, podem ser classificadas quanto ao tipo de aço e quanto à forma geométrica. Quanto ao tipo de aço, a classificação é:

- aços carbono: são aços ao carbono, ou com baixo teor de liga, de composição química definida em faixas amplas;
- aços ligados/especiais: são aços ligados ou de alto carbono, de composição química definida em estreitas faixas para todos os elementos e especificações rígidas.
- aços construção mecânica: são aços ao carbono e de baixa liga para forjaria, rolamentos, molas, eixos, peças usinadas e outros;
- aços ferramenta: são aços de alto carbono ou de alta liga, destinados à fabricação de ferramentas e matrizes, para trabalho a quente e a frio, inclusive aços rápidos.

Quanto à forma geométrica, dividem-se em:

- semi-acabados: produtos oriundos de processo de lingotamento contínuo ou de laminação de desbaste, destinados a posterior processamento de laminação ou forjamento a quente como as placas, os blocos e os tarugos;
- produtos planos: resultado de processo de laminação, cuja largura é extremamente superior a espessura, sendo comercializados na forma de chapas e bobinas de aços carbono e especiais;
- não revestidos em "aços carbono": bobinas e chapas grossas do laminador de tiras a quente, bobinas e chapas grossas do laminador de chapas e bobinas e chapas finas laminadas a quente e bobinas e chapas finas laminadas a frio;
- revestidos, em "aços carbono": folhas para embalagem (folhas de flandres - recobertas com estanho - e folhas cromadas); bobinas e chapas eletro-galvanizadas (EG - *Electrolytic Galvanized*); bobinas e chapas zincadas a quente (HDG - *Hot Dipped Galvanized*); bobinas e chapas de ligas alumínio-zinco e bobinas e chapas pré-pintadas
- em "aços especiais": bobinas e chapas em aços ao silício (chapas elétricas); Bobinas e chapas em aços inoxidáveis; bobinas e chapas em aços ao alto carbono ($C \geq 0,50\%$) e em outros aços ligados.

- produtos longos: produtos siderúrgicos, resultado de processo de laminação, cujas seções transversais têm formato poligonal e seu comprimento é extremamente superior à maior dimensão da seção, sendo ofertados em aços carbono e especiais.
 - em aços carbono: perfis leves ($h < 80 \text{ mm}$); perfis médios ($80 \text{ mm} < h \leq 150 \text{ mm}$); perfis pesados ($h > 150 \text{ mm}$); vergalhões; fio-máquina (principalmente para arames); barras (qualidade construção civil); tubos sem costura; trefilados;
 - em aços ligados/especiais: fio-máquina (para parafusos e outros); barras em aços construção mecânica; barras em aços ferramenta; barras em aços inoxidáveis e para válvulas; tubos sem costura; trefilados.

Quanto ao processo produtivo as usinas siderúrgicas são classificadas em:

- Integradas: Operam o alto-forno para a redução do minério de ferro a ferro gusa, o forno básico à oxigênio (aciaria LD) para o refino do ferro-gusa (algumas vezes misturado à sucata), transformando-o em tarugos de aço carbono com a composição desejada, e a laminação para transformar os tarugos em aços acabados com o formato desejado;
- Semi-integradas: Operam apenas as fases de refino e laminação. Essas usinas usam ferro gusa, ferro esponja ou sucata metálica adquiridas de terceiros para transformá-los em aço em aciarias elétricas (fornos a arco elétrico) e, posteriormente, laminar os tarugos de aço produzidos pela aciaria (IBS, 2010).

A figura A2.2 apresenta o fluxo de produção dos 2 tipos de usinas siderúrgicas descritas acima.

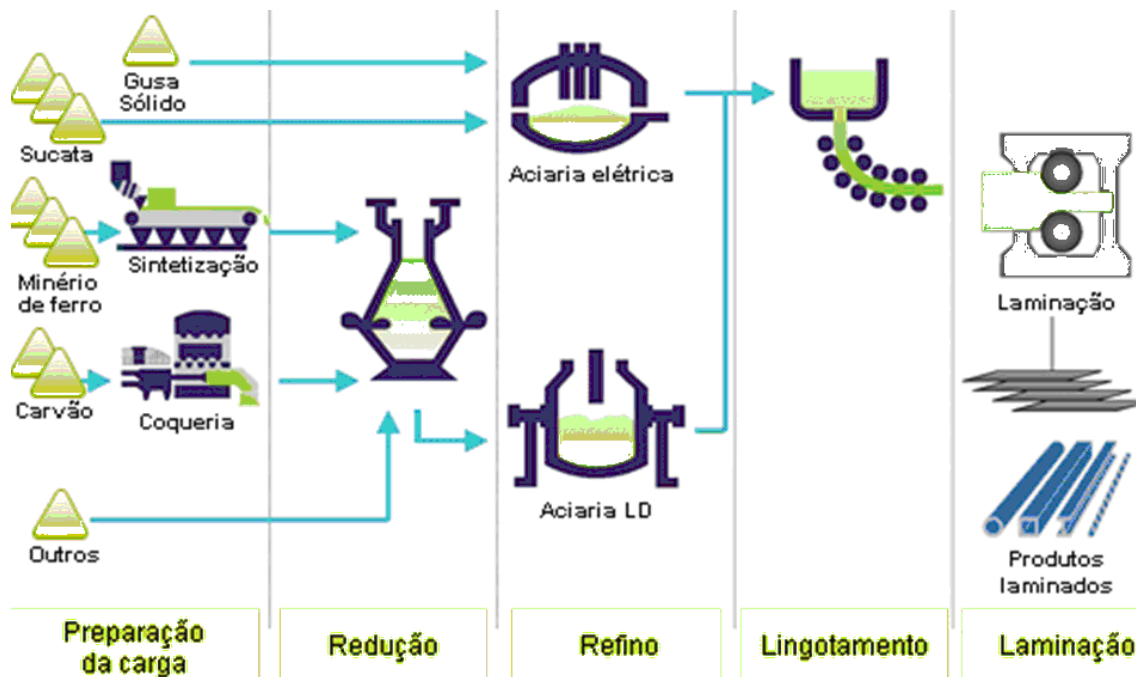


Figura A2.2 Fluxo de produção das usinas siderúrgicas integradas e semi-integradas

Fonte: IBS, 2010

Nas usinas integradas o alto-forno é carregado com o minério de ferro e/ou sinter e/ou pelotas¹⁹⁸, coque ou carvão vegetal e ar aquecido. O ferro-gusa é o produto do alto-forno e a principal matéria-prima do forno básico a oxigênio (aciaria LD). O processo realizado pelo alto-forno é conhecido como redução.

Já o ferro esponja, também conhecido como DRI¹⁹⁹, é produzido em outro equipamento, que não o alto-forno, a partir de pelotas de minério de ferro. O ferro-esponja pode ser adquirido por usinas semi-integradas como matéria-prima do forno a arco elétrico (aciaria elétrica). O ferro-gusa também pode alimentar o forno a arco elétrico e a sucata pode ser matéria-prima do forno a arco elétrico e pode ser misturada ao ferro-gusa para alimentar o forno básico a oxigênio.

O forno básico a oxigênio e o forno a arco elétrico realizam um processo de purificação e acerto da composição das matérias-primas que recebem, produzindo o aço líquido. Os processos que esses dois fornos realizam são genericamente conhecidos como refino. Na verdade, o refino consiste basicamente na redução do teor de carbono da matéria-prima, que na carga do forno básico a oxigênio encontra-se em torno de 4%, à porcentagem requerida do aço (cerca de 0,5%).

¹⁹⁸ A principal matéria-prima das usinas integradas é o minério de ferro (IEA, 2007)

¹⁹⁹ *Direct Reduced Iron*

No forno básico a oxigênio, é soprado gás oxigênio sobre a carga de ferro gusa, oxidando parte do carbono e eliminando as impurezas, compostas de enxofre, silício e, principalmente, fósforo (COSTA, 2002).

O aço líquido segue para o lingotamento, onde é conformado em tarugos²⁰⁰. Os tarugos são laminados em produtos com a forma desejada e recebem o acabamento, formando o produto final.

A2.3 O processo de produção de alumínio

Há duas rotas principais de produção de alumínio: a partir do minério bauxita, conhecida como produção de alumínio primário, e partindo do alumínio reciclado, identificada como produção de alumínio secundário. A produção de alumínio primário envolve as seguintes etapas:

- Mineração da bauxita;
- Refino da bauxita para produzir alumina;
- Redução da alumina para produção de alumínio - eletrólise;
- Produção de tarugos de alumínio para posterior fabricação de produtos de uso final.

Já a produção de alumínio secundário envolve:

- Coleta do alumínio usado;
- Fusão do alumínio usado – em geral, em fornos a gás natural;
- Produção de tarugos de alumínio (WATSON et al., 2005).

A produção de alumínio primário inicia com a extração do minério bauxita. Da bauxita é extraída a alumina, através da combinação da extração (reação com soda cáustica) e da calcinação, num processo conhecido como Bayer. Tanto a extração quanto a calcinação necessitam de energia térmica. Cerca de 13% da energia consumida no processo de produção de alumina é elétrica, e o restante térmica (IEA, 2007). A grande necessidade de calor nessas etapas estimulou a construção de plantas de cogeração.

Em seguida vem o processo mais energo-intensivo na produção de alumínio, a redução da alumina (Al_2O_3) em alumínio (Al) por meio da eletrólise, representado pela equação química A2.1:

²⁰⁰ Perfil de lados retangulares que será conformado (laminado) em barras para construção civil, chapas etc. O acabamento consiste no corte do perfil laminado no comprimento solicitado e na embalagem da carga.



Esse processo é energo-intensivo porque há necessidade de grande quantidade de energia elétrica para quebrar a ligação química entre alumínio e oxigênio. O carbono presente na equação química é oriundo dos anodos presentes no processo eletrolítico.

Há dois tipos principais de tecnologias para o processo eletrolítico e cada um deles apresenta diversas configurações:

- Tecnologia Söderberg: *Vertical Stud Söderberg, Horizontal Stud Söderberg*;
- Tecnologia Anodos pré-cozidos (APC): *Point Feeder Prebake, Center Work Prebake, Side Work Prebake*.

Tais tecnologias diferem no modo de produção dos anodos e na eficiência energética. Anodos são produzidos pelo aquecimento do coque de petróleo ou do piche a altas temperaturas. A tecnologia Söderberg produz tais anodos no local, enquanto a tecnologia APC utiliza anodos produzidos em plantas especializadas. Além disso, a tecnologia Söderberg é tipicamente mais antiga, de menor escala e menos eficiente.

A eletro-intensidade da tecnologia APC varia entre 13,0 e 16,5 kWh/kg de alumínio, enquanto a tecnologia Söderberg utiliza entre 15,0 e 18,0 kWh/kg de alumínio. Cerca de 81% do alumínio primário produzido globalmente utiliza tecnologia APC, enquanto 19% usa a tecnologia Söderberg (IEA, 2007).

Anexo 3 - O processo de refino de petróleo

O refino é caracterizado por quatro conjuntos de processos: separação, conversão, tratamento e mistura. A separação engloba a destilação atmosférica e a destilação a vácuo, e é utilizada para separar grupos de hidrocarbonetos de acordo com seus pontos de ebulição normais e a pressões reduzidas. Já os processos de conversão envolvem rearranjos e fracionamento moleculares, modificando o tamanho ou a estrutura das moléculas de hidrocarbonetos. Os processos de conversão são divididos em decomposição, unificação e reforma. A decomposição baseia-se na quebra de grandes moléculas para a produção de derivados mais leves. Já a unificação junta pequenas moléculas, através da alquilação, polimerização, e outros processos para a produção de derivados mais pesados. E a reforma realiza o rearranjo molecular, modificando as estruturas geométricas, através da isomerização, reforma catalítica, e outros processos. O tratamento envolve a separação de impurezas das cargas intermediárias ou do produto final utilizando separação física ou química. Envolve processos como dessalgação, hidrodessulfurização, adoçamento, extração de solvente, refino de solvente, e desparafinação. A mistura é o processo de combinar frações de hidrocarbonetos, aditivos, e outros componentes para gerar produtos finais com características desejadas. Há ainda outras operações envolvidas com o refino de petróleo, quais sejam: tratamento de resíduos sólidos, tratamento e resfriamento de água de processo, estocagem, movimentação, produção de hidrogênio, tratamento de gás ácido, e recuperação de enxofre (GARY et al., 2007).

O primeiro processo do refino é a dessalgação. Se o petróleo apresentar concentração de sal superior a 4,5 kg/kbbl²⁰¹ ele deve passar por unidades de dessalgação, para evitar a corrosão dos equipamentos do refino (GARY e HANDWERK, 1994 *apud* WORRELL e GALITSKY, 2003). A dessalgação consiste na mistura de água ao petróleo. Essa água dissolve o sal contido no petróleo e é separada do mesmo pela aplicação de corrente elétrica. Há diferentes processos no que se refere ao consumo de água e ao campo elétrico usado na dessalgação. A eficiência da dessalgação depende da viscosidade, grau API, pH, concentração de sal do petróleo e do volume de água usado no processo. Após a retirada do sal, o petróleo segue para a unidade de destilação (CDU²⁰²) onde, inicialmente, é aquecido a cerca de 300°C num forno normalmente alimentado pelos

²⁰¹ kbbl- mil barris

²⁰² *Crude Distillation Unit* -CDU

gases de refinaria. Em seguida, o petróleo continua a ser aquecido num forno a gás até atingir a temperatura de cerca de 400°C, de onde segue para a torre de destilação atmosférica. A destilação atmosférica promove a separação das frações mais pesadas das mais leves por meio do princípio da diferença da temperatura de ebulição dessas diversas frações. A gasolina, por exemplo, possui o ponto de ebulição entre 70 e 140°C, enquanto a nafta entra em ebulição em temperaturas no intervalo 140-180°C (WORRELL e GALITSKY, 2003). As torres de destilação atmosférica contêm entre 30 e 50 bandejas para recolhimento dos derivados. O número de bandejas vai depender do grau desejado de especificação dos derivados. Os derivados de menor peso molecular (gás combustível) são retirados pelo topo da torre de destilação na forma gasosa e podem ser transformados tanto em combustíveis quanto em matéria-prima para o processo de mistura dos derivados. Outros derivados mais pesados que o gás combustível, mas ainda relativamente leves, são o gás liquefeito de petróleo (GLP) e a gasolina. Frações intermediárias incluem o querosene, o óleo diesel e a nafta. O derivado mais pesado da destilação atmosférica é o óleo combustível. A nafta pesada e o óleo combustível podem seguir para unidades de conversão ou para a unidade de destilação a vácuo (VDU²⁰³). A nafta pode ser matéria-prima para a produção de querosene e gasolina ou matéria-prima para a indústria petroquímica.

Uma fração da produção da destilação atmosférica, envolvendo as frações mais pesadas, deve seguir para a VDU. A destilação a vácuo reduz a pressão de vapor das frações do petróleo, ou seja, ocorre a redução da temperatura de ebulição das frações de hidrocarbonetos que constituem a carga da VDU. Dos produtos da VDU a fração mais leve é matéria-prima para o óleo diesel. A fração intermediária (óleo combustível leve) e a pesada (óleo combustível pesado) são encaminhadas às unidades de conversão.

Os processos de decomposição possibilitam a quebra de longas cadeias de hidrocarbonetos. Entre os processos de decomposição temos: o FCC²⁰⁴, a HCU²⁰⁵ e o craqueamento térmico. A fração intermediária da VDU (óleo combustível leve) é encaminhada para o FCC ou para o HCU, enquanto a fração pesada segue para o craqueamento térmico. Já o processo de reforma ocorre no reformador catalítico, que absorve a nafta pesada da destilação atmosférica para produzir gasolina.

²⁰³ *Vacuum distillation unit- VDU*

²⁰⁴ *Fluid Catalytic Cracking-FCC*

²⁰⁵ *Hydrocracking Unit- HCU*

Em geral, os produtos das unidades de separação (CDU e VDU) seguem para unidades de conversão, com exceção dos gases de refinarias, que são usados para geração da energia utilizada pelo refino, seja na forma de aquecimentos dos fornos, de produção de vapor nos *boilers* ou de energia elétrica, por meio das turbinas de geração a gás. Parte dos gases de refinaria também pode ser misturada ao GLP ou servir para produzir hidrogênio. O hidrogênio, por sua vez, é um insumo utilizado em diversos processos do refino, como o hidrocraqueamento (HCU) e o hidrotratamento (HDT).

O hidrotratamento é importante tanto para o cumprimento das especificações dos combustíveis, quanto para a eliminação do enxofre de produtos intermediários. O enxofre dessas cargas pode contaminar o catalisador utilizado no craqueamento. O hidrotratamento consiste na eliminação de enxofre, nitrogênio e outros contaminantes do petróleo. A carga a ser tratada é aquecida (máx. 430°C²⁰⁶) e misturada ao hidrogênio. Em contato com óxidos metálicos²⁰⁷ potencializa-se a reação do hidrogênio com o enxofre ou o nitrogênio contido no petróleo e há formação de ácido sulfídrico (H₂S) ou amônia (NH₃). Então, esse ácido ou a amônia é separado do produto final ou intermediário (WORRELL e GALITSKY, 2003).

O FCC envolve a quebra do produto pesado da destilação atmosférica (óleo combustível) em gasolina com alto teor de octanas, diesel e óleo combustível. Ele é o processo de conversão mais usado. O FCC consiste na quebra de grandes moléculas de hidrocarbonetos através da mistura da carga a ser processada (por exemplo, óleo combustível) ao catalisador. Tal mistura deve ocorrer com a carga pré-aquecida (260-425°C) e entre 480-540°C ocorre a quebra das longas cadeias dos hidrocarbonetos, formando derivados ou intermediários mais leves. Há uma variedade de derivados mais leves que podem ser formados, dependendo das condições e da carga processada. O coque de petróleo, carga pesada do FCC, costuma se depositar no catalisador. Os catalisadores são regenerados com a combustão do coque depositado neles (WORRELL e GALITSKY, 2003).

A HCU converte o óleo combustível leve em outros derivados mais leves. Esse processo envolve a mistura da carga a ser convertida ao catalisador, num ambiente a alta pressão e temperatura (290-400°C) e na presença de hidrogênio (WORRELL e GALITSKY, 2003). Os principais produtos da HCU são a nafta, o querosene de aviação

²⁰⁶ Essa é a temperatura máxima que evita craqueamento.

²⁰⁷ Óxido de molibidênio ou cobalto.

e o óleo diesel. Os catalisadores da HCU são à base de elementos terras raras e podem ser envenenados se a carga a ser processada no HCU não passar previamente por HDT. O coqueamento é um processo que converte cargas de fundo de barril em produtos mais leves e coque. É um processo de termo-craqueamento severo. Atualmente, coqueamento é usado, especialmente, para preparar a carga para a HCU. Há três tipos de coqueamento: coqueamento retardado, *Flexicoking* e *Fluid Coking*²⁰⁸. O coqueamento retardado foi projetado com vistas a reduzir a produção de óleo combustível residual. Na época do surgimento dos processos de termo-craqueamento severo ocorria grande acúmulo de coque nos aquecedores. Descobriu-se, então, que a redução do tempo de passagem da carga pelos aquecedores reduzia a formação de coque. Isso levou à construção de cilindros para receberem a carga dos aquecedores, disponibilizando o tempo adequado para a formação do coque antes de continuar o processamento. O *Flexicoking* consiste em submeter o coque a três processos sucessivos de termo-craqueamento em leito fluidizado, sendo que a cada novo processo a temperatura aumenta. No terceiro processo de termo-craqueamento o coque é misturado com vapor e ar, e o produto final dos aquecimentos sucessivos do coque é o gás de síntese²⁰⁹. O *Flexicoking*, como um todo, transforma derivados fundo de barril em derivados mais leves e produz o gás de síntese, que depois de descontaminado²¹⁰, pode ser queimado em geradores de vapor e fornos adaptados. Já o *Fluid Coking* consiste em dois processos de termo-craqueamento em leito fluidizado, não havendo gaseificação do coque, que é retirado integralmente. O *Flexicoking* possui a vantagem de transformar boa parte da energia do coque num gás de síntese livre de enxofre, enquanto os outros processos necessitam instalar um sistema de remoção de enxofre dos gases de exaustão oriundos da queima do coque. Além disso, o gás de síntese possui a flexibilidade de poder ser queimado tanto em geradores de vapor quanto em aquecedores, enquanto o coque só pode ser usado em geradores de vapor (GARY et al., 2007).

A visco-redução se encarrega de reduzir a viscosidade dos produtos “fundo de barril” para a produção de óleo combustível intermediário e leve. Esse processo se baseia num craqueamento térmico de severidade média. Os processos de visco-redução variam em relação à temperatura do craqueamento e o tempo de permanência da matéria-prima no forno de visco-redução. Os processos realizam compensação entre essas duas variáveis,

²⁰⁸ Segundo WORREL e GALISTSKY (2003), ambos os processos foram desenvolvidos pela Exxon.

²⁰⁹ Composto, principalmente, de CO, H₂, CO₂ e N₂

²¹⁰ Retirada de enxofre na forma de H₂S, por exemplo.

ou seja, quanto maior a temperatura do forno menor o tempo de permanência da matéria-prima e vice-versa. Os produtos gerados durante a visco-redução costumam incrementar a carga do FCC, o que favorece a produção de gasolina com alto teor de octanas.

A desasfaltação a solvente separa os hidrocarbonetos parafínicos leves do material pesado composto basicamente de asfaltenos e que também costuma conter precursores do coque, metais e nitrogênio. O material fundo de barril desse processo é uma espécie de piche. É um processo muito usado na produção de lubrificantes e de matéria-prima para o craqueamento catalítico (SWATY e WEBSTER, 2005).

A reforma catalítica é usada para aumentar o teor de octanas da gasolina. A nafta e a gasolina que entram no processo precisam estar dessulfurizadas para não envenenar o catalisador a base de platina. No reator onde ocorre a reforma, a carga a alta temperatura é misturada ao catalisador e passa por reações de desidrogenação, isomerização e hidrocrackeamento, gerando o produto final conhecido como reformado e hidrogênio, que pode ser usado em diversas etapas do processo de refino. Tal produto (reformado) costuma ser misturado a diferentes produtos refinados.

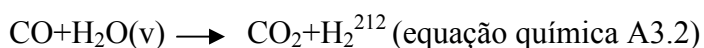
Já a alquilação realiza o trabalho oposto ao do craqueamento, juntando pequenas cadeias de hidrocarbonetos para formar outros derivados de cadeia mais longa. Os produtos desse processo são os alquilados, utilizados para misturar ao combustível de aviação e ao GLP. Catalisadores desse processo são o ácido sulfúrico ou o ácido hidrofúrico.

Na unidade de produção de hidrogênio (HMU²¹¹) realiza-se a reforma a vapor do gás natural para obter o hidrogênio desejado. O processo ocorre em duas reações químicas. A primeira reação necessita de catalisador a base de níquel e é representada pela equação química A3.1:



Os produtos da equação A3.1 ($\text{CO} + 3\text{H}_2$) são conhecidos como gás de síntese. O monóxido de carbono do gás de síntese reage com vapor de água, num reator conhecido como *water-gas shift reactor*, e produz mais hidrogênio e dióxido de carbono, conforme a equação A3.2:

²¹¹ *Hidrogen Manufacturing Unit- HMU*



Em seguida o CO_2 pode ser separado do hidrogênio por processo de absorção e o único produto que resta é o desejado, o hidrogênio.

Outras formas de obtenção do hidrogênio são através da oxidação parcial (gaseificação) e da reforma auto-térmica. A oxidação parcial permite a produção de hidrogênio a partir de qualquer hidrocarboneto como, por exemplo, coque e carvão. No entanto, as necessidades de alta pressão e alta pureza do oxigênio usado na reação tornam-no um processo muito caro. Já a reforma auto-térmica consiste numa combinação de reforma a vapor com oxidação parcial e não é muito utilizada para produção de hidrogênio por vários motivos: a razão hidrogênio-monóxido de carbono do gás de síntese é mais apropriada para gerar matéria-prima de processos petroquímicos, requer oxigênio de baixo custo e produz grande quantidade de vapor em excesso.

As unidades de processamento de gás das refinarias recuperam componentes C_3 , C_4 , C_5 e C_6 de diversos processos e submetem-nos a várias colunas de destilação, absorção e adsorção, produzindo etano, propano e butano que são usados como combustível ou como matéria-prima para a produção de hidrogênio. Já os derivados mais pesados são reciclados na refinaria.

Gases ácidos como o H_2S e o CO_2 são produzidos como subprodutos do processo de produção de refinados de alta qualidade e são removidos via absorção (processo químico). Em seguida, o enxofre elementar pode ser recuperado do H_2S por meio de um processo conhecido como processo Claus.

Refinarias podem apresentar diversos outros processos como a produção de lubrificantes, de matérias-primas para a petroquímica e outros produtos especiais, que envolvem operações como misturas, adsorção e separação. No entanto, tais processos não são encontrados num grande número de refinarias.

A tabela A3.1 apresenta os processos do refino organizados em categorias. Ela permite uma visualização didática das etapas de processamento físico, térmico e químico que ocorrem numa refinaria.

²¹² Conhecida como *water-gas shift reaction*

Tabela A3.1 Etapas de processamento de uma refinaria

Categoria	Principais processos	Descrição
<i>Topping</i> (separação)	• Destilação atmosférica • Destilação a vácuo • Desasfaltação a solvente	Separa o petróleo em diferentes frações de hidrocarbonetos. Desasfaltação a solvente é um processo eficiente de separação do petróleo visando à produção da matéria-prima para a unidade de conversão
Craqueamento catalítico e térmico de hidrocarbonetos	• Coqueamento retardado • <i>Fluid Coking/Flexicoking</i> • Visco-redução • Craqueamento Catalítico (FCC) • Hidrocraqueamento Catalítico (HCC)	A quebra de grandes moléculas de hidrocarbonetos pode ser alcançada tanto através do aquecimento quanto pelo uso de catalisadores
Combinação/ Rearranjo de hidrocarbonetos	• Alquilação • Polimerização • Reforma catalítica • Isomerização • Produção de éteres	Combinação de hidrocarbonetos envolve a união de duas ou mais moléculas pequenas para, por exemplo, produzir líquidos a partir de gases. Alquilação e polimerização são processos de combinação que geram matéria-prima para produção de gasolina de alta octanagem. Rearranjo de hidrocarbonetos altera a estrutura molecular, mas mantém o número de carbonos inalterado. Reforma catalítica e isomerização são processos de rearranjo comumente usados.
Tratamento	• Hidrotratamento catalítico • Tratamento de gás	Processamento dos produtos de petróleo para remover enxofre, nitrogênio, metais pesados, e outras impurezas.
<i>Blending</i> e produção de produtos especiais	• Lubrificantes • Asfalto • Graxa	<i>Blending</i> é a última fase do processo de refino e é usado para obtenção do produto final. Vários processos são usados para fabricação de lubrificantes, asfalto, graxa e parafina.

Fonte: PELLEGRINO et al., 2007

A tabela A3.2 apresenta a capacidade global de alguns processos encontrados nas refinarias para os anos de 2004 e de 2009.

Tabela A3.2 Capacidade mundial de processos do refino de petróleo

	Capacidade	2004 ⁵	2009 ⁶
CDU	MMbpd ¹	82,05	85,9
VDU	MMbpd	26,86	
Coqueamento	MMbpd	4,21	6,38 ⁴
FCC	MMbpd	14,33	14,66
Hidrocraqueamento	MMbpd	5,36	
Reforma catalítica	MMbpd	11,28	11,58
Hidrotratamento	MMbpd	41,99	
Produção de coque	t/d ²	203,78	
Produção de hidrogênio	km ³ /d ³	367,50	

¹milhões de barris por dia

²toneladas por dia

³Milhares de metros cúbicos por dia

⁴Esse valor equivale não só ao coqueamento, mas a todo craqueamento térmico.

Fontes: ⁵SWATY e WEBSTER, 2005; ⁶EIA, 2009a

Nos dados de 2009 não estão incluídas as capacidades do craqueamento térmico, craqueamento catalítico e reforma catalítica localizados na Palestina e as capacidades de todos os processos localizados no Timor Leste, dada a indisponibilidade de tais informações.