



Universidade Federal do Rio de Janeiro  
Escola Politécnica & Escola de Química  
Programa de Engenharia Ambiental

Victor Paulo Peçanha Esteves

**POLÍTICA E REGULAÇÃO DE CAPTURA E ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO  
DE CARBONO: DESAFIOS E PERSPECTIVAS PARA O BRASIL**

Rio de Janeiro  
2011



UFRJ

Victor Paulo Peçanha Esteves

**POLÍTICA E REGULAÇÃO DE CAPTURA E ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO  
DE CARBONO: DESAFIOS E PERSPECTIVAS PARA O BRASIL**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica & Escola de Química, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Ambiental.

Orientadora: Cláudia do Rosário Vaz Morgado

Rio de Janeiro  
2011

Esteves, Victor Paulo Peçanha.

Política e regulação de captura e armazenamento geológico de carbono: desafios e perspectivas para o Brasil / Victor Paulo Peçanha Esteves. – 2011.

105 f. : il. ; 30cm.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica e Escola de Química, Programa de Engenharia Ambiental, Rio de Janeiro, 2011.

Orientador: Cláudia Morgado.

1. Sequestro geológico. 2. Armazenamento geológico. 3. Análise de risco. 4. Gestão de risco. 5. Política e regulação  
I. Morgado, Cláudia. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Escola Politécnica e Escola de Química. III. Título.



UFRJ

## POLÍTICA E REGULAÇÃO DE CAPTURA E ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CARBONO: DESAFIOS E PERSPECTIVAS PARA O BRASIL

Victor Paulo Peçanha Esteves

Orientadora: Cláudia do Rosário Vaz Morgado

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica & Escola de Química, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Ambiental.

Aprovada pela Banca:

---

Professora Cláudia do Rosário Vaz Morgado, D.Sc.

---

Professora Ofélia de Queiroz Fernandes de Araujo, Ph.D.

---

Dra. Elizabeth Frauches Netto Siqueira, D.Sc.

---

Professor Júlio Domingos Nunes Fortes, D. Sc.

Rio de Janeiro  
2011

Dedico este trabalho à minha querida esposa Maria Laura  
e queridas filhas Elisa Maria e Ana Cláudia  
que tanto apoio me dão.

## AGRADECIMENTOS

À meus pais que me deram a maior herança que um filho pode receber.

À minha família pelo apoio total e pela incondicional compreensão.

À minha orientadora professora Cláudia Morgado que mais do que apenas orientadora foi parceira durante todo o trabalho.

Ao professor Carlos José Ribas D'Ávila pelo apoio incondicional.

À minha amiga de todas as horas Rita Cavaliere pelas inúmeras sugestões e revisões.

Ao professor Eduardo Serra que me sugeriu o curso de Gestão Ambiental que me iniciou nas ciências ambientais.

Ao professor Walter Suemitsu que apoiou firmemente o meu trabalho.

“Precisamos urgentemente abandonar o significado  
pejorativo que a expressão tinha no século passado  
e nos transformarmos todos em fiscais  
permanentes da natureza.”

*Maria Laura*

## RESUMO

ESTEVEES, Victor Paulo Peçanha. **Política e Regulação de Captura e Armazenamento Geológico de Carbono: Desafios e Perspectivas para o Brasil**. Rio de Janeiro, 2011. Dissertação (Mestrado) – Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica e Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

Essa dissertação tem como foco a gestão de risco e as tecnologias envolvidas na Captura e Armazenamento Geológico de Carbono (Carbon Capture and Geological Storage (CCGS)). O principal objetivo deste estudo é propor políticas que auxiliem na elaboração da regulamentação da atividade de CCGS no Brasil.

A queima dos combustíveis fósseis na geração de energia elétrica e nos processos industriais e a emissão direta de gases de efeito estufa (GEE) no setor industrial são hoje as principais fontes estacionárias de emissões no mundo. Além disso, durante a extração de petróleo e gás, também é produzido uma quantidade de CO<sub>2</sub> associado ao gás. Como ainda não se tem certeza da concentração de CO<sub>2</sub> nas jazidas do Pré-Sal o crescimento das emissões se dará não só pelo crescimento esperado do volume de produção e queima mas também pelo aumento no teor de CO<sub>2</sub> associado. A alternativa para impedir que todo esse carbono seja liberado para a atmosfera é capturar, comprimir e reinjetar o CO<sub>2</sub> nos próprios reservatórios ou em outras formações geológicas próximas.

Foram analisados os riscos envolvidos nas etapas do processo de CCGS assim como os aspectos sobre percepção de risco e aceitação pública. O trabalho mostra ainda as tentativas de regulação de CCGS no mundo e a legislação ambiental brasileira que deverá nortear as propostas para a regulação da atividade de CCGS no Brasil. Por fim são criados cenários de previsão de emissões e feitas propostas de ações de curto e médio prazo envolvendo o CCGS no Brasil de modo a reduzir as emissões mantendo o crescimento da atividade econômica no país.

**Palavras-chave:** sequestro de carbono; armazenamento geológico; análise de risco; gestão de risco; política e regulação.



## ABSTRACT

ESTEVEES, Victor Paulo Peçanha. **Policy and Regulation of Carbon Capture and Geological Storage: Challenges and Prospects for use in Brazil.** Rio de Janeiro, 2011. Dissertation (Master of Science (M.Sc.)) – Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica e Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

This dissertation focuses on risk management and the technologies involved in carbon capture and geological storage (CCGS). The main objective is to propose policies and help in the formulation of regulations for CCGS in Brazil.

The burning of fossil fuels to generate electricity and in industrial processes and the direct emission of greenhouse gases (GHGs) in the industrial sector are today the main stationary sources of emissions in the world. Besides this, the extraction of oil and gas brings large amounts of CO<sub>2</sub> to the surface, which today is released into the atmosphere because it has no commercial value. Since the concentration of CO<sub>2</sub> in Brazil's sub-salt reserves is still uncertain, the growth in emissions might be higher than indicated by extrapolating from current levels of extraction and flaring. One of the alternatives to prevent all this CO<sub>2</sub> from being released into the atmosphere is to reinject it in the same reservoirs or in other nearby geological formations.

The risks involved in the steps of the CCGS process were analyzed, along with the risk perception and public acceptance. The work also shows the attempts at regulating CCGS in the world and the environmental legislation that will guide the proposals for regulation of this activity in Brazil. Finally, scenarios were created for forecasting emissions and proposals were made for actions in the short and medium terms to boost CCGS in Brazil, to enable reducing emissions while maintaining growth of economic activity in the country.

**Key-words:** carbon sequestration; geological storage; risk management; policy and regulation.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Cenários para redução das emissões de CO <sub>2</sub>	2
Figura 2 - Desenvolvimento Global de CCGS 2010-2050 por regiões	3
Figura 3 - Distribuição de Emissões de GEE nos países desenvolvidos em 2008	10
Figura 4 - Distribuição de Emissões de GEE antropogênicas no Brasil em 2005	10
Figura 5 -TEPS Mundial	11
Figura 6 - Usina termelétrica a carvão com sistema de captura de CO <sub>2</sub>	15
Figura 7 - Esquema simplificado de absorção e regeneração para captura de CO <sub>2</sub>	16
Figura 8 - Port Arthur 1 e 2 - Unidades de Produção de Hidrogênio da Air Products	18
Figura 9 - Port Arthur 2 com Unidades de Separação de CO <sub>2</sub> , Compressão e Secagem	19
Figura 10 - Sistema de oxidcombustão em uma usina termelétrica a carvão pulverizado	20
Figura 11 - Diagrama temperatura - pressão para o dióxido de carbono	22
Figura 12 - Processo de Recuperação Avançada de Petróleo	24
Figura 13 - Carboduto ligando Beulah e Weyburn	25
Figura 14 - Evolução da produção de Óleo no campo de Weyburn	25
Figura 15 - Projeto Sleipner	27
Figura 16 - Recuperação Avançada de produção de metano	28
Figura 17 - Histórico de Produção/Injeção do Unidade Piloto de ECBM de Allison	29
Figura 18 - Série de Risco	31
Figura 19 - Carbodutos nos Estados Unidos da América	34
Figura 20 - Projeto de Purificação de Gás Natural e Sequestro de CO <sub>2</sub> In Salah	39
Figura 21 - Projeções de Distribuição das Unidades de Geração de Energia Elétrica nos Estados Unidos da América	51
Figura 22 - Produção, consumo, capacidade e investimentos na indústria siderúrgica	60
Figura 23 - Evolução da produção brasileira de cimento	61
Figura 24 - Matriz de Geração de Energia Elétrica	63
Figura 25 - Unidades de Geração de Energia Elétrica em construção	64
Figura 26 - Evolução da Participação na Geração de Energia Elétrica no Brasil	65
Figura 27 - Participação dos setores nas emissões de CO <sub>2</sub> em 2005	68
Figura 28 - Evolução de emissões de CO <sub>2</sub> no período de 1990 a 2005	69
Figura 29 - Previsões da evolução de emissões de CO <sub>2</sub> no período 1990-2005-2020	70
Figura 30 - Previsões da participação dos setores nas emissões de CO <sub>2</sub> em 2020 com balanço zero no uso da terra	73
Figura 31 - Previsão de produção e re-injeção de gás natural	75
Figura 32 - Previsão de produção de petróleo destacando-se a contribuição do Pré-Sal	75
Figura 33 - Metas da Petrobras para produção de óleo e gás	76

Figura 34 - Previsão para 2020 da participação nas atividades nas emissões de CO <sub>2</sub> com alterações nos níveis de crescimento setoriais	79
Figura 35 - Distribuição de produção de cimento e aço bruto no Brasil	83
Figura 36 - Fontes estacionárias "onshore" de emissões de CO <sub>2</sub>	84
Figura 37 - Bacias sedimentares brasileiras "onshore" e "offshore"	85
Figura 38 - Dutovias brasileiras	86

**LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 - Potencial de Aquecimento Global (GWP)	6
Tabela 2 - Emissões de GEE - USA, EU e Brasil	7
Tabela 3 - Fatores GTP e GWP	9
Tabela 4 - Inventário de Emissões do Brasil em 2005 usando metodologias GTP e GWP para cálculo de CO <sub>2</sub> equivalente	9
Tabela 5 - Unidades de Geração de Energia Elétrica a Carvão nos Estados Unidos da América	52
Tabela 6 - Consumo de cimento no Brasil	62
Tabela 7 - Emissões de CO <sub>2</sub> em 1990 e 2005	67
Tabela 8 - Previsões de emissões de CO <sub>2</sub> com balanço zero no uso da terra	72
Tabela 9 - Emissões de GEE por setor para o período 2010-2020	74
Tabela 10 - Produção diária média de gás natural	74
Tabela 11 - Previsões para 2020 das emissões de CO <sub>2</sub> com alterações nos níveis de crescimento setoriais	78
Tabela 12 - Capacidade de armazenamento de CO <sub>2</sub> de bacias sedimentares Brasileiras	85

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BAU	Business as Usual = Negócios como de costume
CAP	Chilled Ammonia Process = Processo de Amônia Resfriada
CCGS	Carbon Capture and Geological Storage = Captura e Armazenamento Geológico de Carbono
CDM	Clean Development Mechanism = Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
CER	Certified Emission Reduction = Certificados de Redução de Emissão
CF	Combustíveis Fósseis
CFC	clorofluorcarbonetos
CHP	Combined Heat and Power = calor e energia combinados (co-geração)
CMP	Conference and Meeting of the Parties = Conferência e Encontro das Partes
COP	Conference of Parties = Conferência das Partes
CSLF	Carbon Sequestration Leadership Forum = Fórum de Liderança em Seqüestro de Carbono
DGN	Departamento de Gás Natural
ECBM	Enhanced Coal Bed Methane Recovery = Recuperação da produção do metano a partir de leitos de carvão
EE	Efeito Estufa
EOR	Enhanced Oil Recovery = Recuperação avançada de petróleo
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fluorcarbonetos
GASENE	Gasoduto da Integração Sudeste-Nordeste
GEE	Gases de efeito estufa
GtCO <sub>2</sub>	Giga tonelada de dióxido de carbono
GTP	Global Temperature Potential = potencial de temperatura global
GWP	Global Warming Potential = Potencial de Aquecimento Global
HCFC	hidroclorofluorcarbonetos
HFC	hidrofluorcarbonetos
IAB	Instituto Aço Brasil
ICCS	Industrial Carbon Capture and Sequestration Program = Programa Industrial de Captura e Sequestro de Carbono
IEA	International Energy Agency = Agência Internacional de Energia

IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change = Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas
ktCO <sub>2</sub>	quilo tonelada de dióxido de carbono
MCT	Ministério da Ciência e Tecnologia
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MME	Ministério das Minas e Energia
MtCO <sub>2</sub>	mega tonelada de dióxido de carbono
MtCO <sub>2</sub> eq	mega tonelada de dióxido de carbono equivalente
NO <sub>x</sub>	óxidos de nitrogênio
OCDE	Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development = Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico
OMC	Organização Mundial do Comércio
OSPAR	Oil Spill Preparedness and Response = Preparação e Resposta ao Derramamento de óleo
PAC	Programa de Aceleração do Crescimento
PDE	Plano Decenal de Expansão Energética
PNUMA	Programa das nações unidade para o meio ambiente
PSA	Pressure Swing Adsorption = Adsorção por Balanço de Pressão
psi	Pounds per square inch = libra por polegada quadrada (unidade de pressão)
SAR	Second Assessment Report = Segundo relatório de avaliação
SMR	Steam Methane Reformer = Reformador do Metano com vapor
SNIC	Sindicato Nacional das Indústrias do Cimento
SO <sub>x</sub>	óxidos de enxofre
Syngas	Synthesis gas = Gás de síntese
tCO <sub>2</sub>	Toneladas de dióxido de carbono
TPES	Total Primary Energy Supply = fornecimento de energia primária total
TSA	Temperature Swing Adsorption = Adsorção por balanço de temperatura
UNEP	United Nations Environment Programme = Programa das nações unidade para o meio ambiente
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change = Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas
USD	United States dollar = dólar americano (moeda oficial dos Estados Unidos da América)
USDOE	United States Department of Energy = Departamento de Energia dos Estados Unidos da América

USDOT	United States Department of Transportation = Departamento de Transportes dos Estados Unidos da América
USEPA	United States Environmental Protection Agency = Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos da América
VSA	Vacuum swing adsorption = Adsorção por balanço de vácuo
WTO	World Trade Organization = Organização Mundial do Comércio

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
1.1	Objetivo Geral	3
1.2	Estrutura do trabalho	4
<b>2</b>	<b>Mudanças Climáticas e Energia Fóssil</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>Captura e Armazenamento Geológico de Carbono</b>	<b>13</b>
3.1	Etapas do processo de CCGS	13
3.1.1	Separação	13
3.1.1.1	Absorção química	16
3.1.1.2	Adsorção física	17
3.1.1.3	Oxicombustão	20
3.1.1.4	Permeação por membranas	21
3.1.2	Desidratação	21
3.1.3	Compressão	21
3.1.4	Transporte	22
3.1.5	Injeção	23
3.1.5.1	Injeção em campos de produção de petróleo esgotados ou em via de esgotamento	23
3.1.5.2	Aquíferos salinos	26
3.1.5.3	Leitos de carvão	28
3.1.6	Armazenamento e monitoramento	29
<b>4</b>	<b>Riscos do CCGS: percepção e gerenciamento</b>	<b>31</b>
4.1	Riscos nas etapas de separação, desidratação e compressão	33
4.2	Riscos nas etapas de transporte	33
4.3	Riscos nas etapas de injeção e armazenamento/monitoramento	36
4.3.1	Risco de vazamento do CO <sub>2</sub> injetado para a atmosfera	36
4.3.2	Risco da movimentação subterrânea do CO <sub>2</sub> injetado	38
4.3.3	Risco da utilização de reservatórios de hidrocarbonetos	40
<b>5</b>	<b>Política e regulação do CCGS</b>	<b>42</b>
5.1	Percepção de risco e aceitação pública	45
5.2	Austrália	47
5.3	Canadá	48
5.4	Noruega	49
5.5	União Européia	49
5.6	Estados Unidos	50
5.7	CCGS e a legislação brasileira	53
5.7.1	Constituição federal	53
5.7.2	Política Nacional de Meio Ambiente (PNMA)	54
5.7.3	Lei dos Crimes Ambientais	56
5.7.4	Leis Ambientais Estaduais	56



<b>6</b>	<b>Cenários e Estratégias para Redução de Emissões de CO<sub>2</sub> no Brasil</b>	59
6.1	Setor Industrial	59
6.1.1	Indústria Siderúrgica	60
6.1.2	Indústria do Cimento	61
6.2	Setor de Geração de Energia Elétrica	63
6.3	Evolução das emissões de CO <sub>2</sub> no Brasil	66
6.4	Previsões sem mudanças do cenário tendencial (“Business as Usual”)	70
6.5	Previsões levando em consideração balanço zero no uso da terra	71
6.6	Previsões de emissões levando em conta balanço zero no uso da terra e alterações nos níveis de crescimento dos setores emissores	73
6.7	Estratégias para Redução de Emissões de CO <sub>2</sub> utilizando-se CCGS	79
6.8	Fontes Estacionárias, Sumidouros e Infraestrutura de dutos	82
<b>7</b>	<b>Conclusões</b>	88
	<b>REFERÊNCIAS</b>	90
<b>APÊNDICE A</b>	<b>Participação em Visitas Técnicas, Conferências, Encontros e <i>Workshops</i></b>	99
<b>APÊNDICE B</b>	<b>Trabalho publicado no 2010 IEEE IEEM – Carbon Capture and Geological Storage – Technologies, Risk Analysis and Prospects for Use in Brazil</b>	101

## CAPÍTULO 1 - Introdução

As atividades humanas, desde a descoberta do fogo, passando pelo desenvolvimento da agricultura e pecuária e desembocando na revolução industrial afetaram e afetam a concentração dos gases de efeito estufa (GEE). De modo particular, as atividades humanas que promovam combustão influem na concentração atmosférica de CO<sub>2</sub>. No entanto, desde a descoberta do fogo até a revolução industrial as causas naturais como os grandes incêndios causados por raios e as erupções vulcânicas foram, as principais fontes de alteração na concentração de CO<sub>2</sub>. A partir da revolução industrial e da ampliação das atividades agro-pastoris é que a influência antropogênica começou a se tornar relevante. Entre as principais atividades humanas que contribuem para o crescimento das emissões de CO<sub>2</sub> pode-se citar:

- Usinas termelétricas que utilizam a queima de combustíveis fósseis;
- Extração de combustíveis fósseis;
- Processos industriais que utilizem queima de combustíveis fósseis ou que envolvam reações que liberem CO<sub>2</sub> tais como calcinação, oxidação etc;
- Veículos terrestres, aquáticos ou aéreos que utilizem motores a combustão;
- Queimadas para “limpeza” de áreas destinadas a agricultura ou ao plantio de pastos para pecuária.

A Captura e Armazenamento Geológico de Carbono (Carbon Capture and Geological Storage (CCGS)) é um processo de mitigação das mudanças climáticas pelo qual o CO<sub>2</sub> gerado por atividades industriais concentradas, como as termelétricas, unidades de extração de combustíveis fósseis e demais processos industriais que utilizem combustão, é capturado, comprimido, transportado e armazenado em formações geológicas.

O estudo da Agência Internacional de Energia (IEA, 2010b) mostra que a redução das emissões de GEE só poderá ser alcançada adotando-se uma série de medidas e tecnologias. Como visto na figura 1, projeções até o ano de 2050 indicam que emissões indiscriminadas dos GEE, as emissões globais podem alcançar 57 giga toneladas de CO<sub>2</sub> (GtCO<sub>2</sub>) ao ano IEA (2010b). Com um grande esforço de redução

de emissões, mesclando o CCGS, o sequestro de carbono por biomassa, as energias renováveis, a eficiência energética em diversos aspectos, e a energia nuclear, pode-se reduzir as emissões globais para 14 GtCO<sub>2</sub> ao ano.

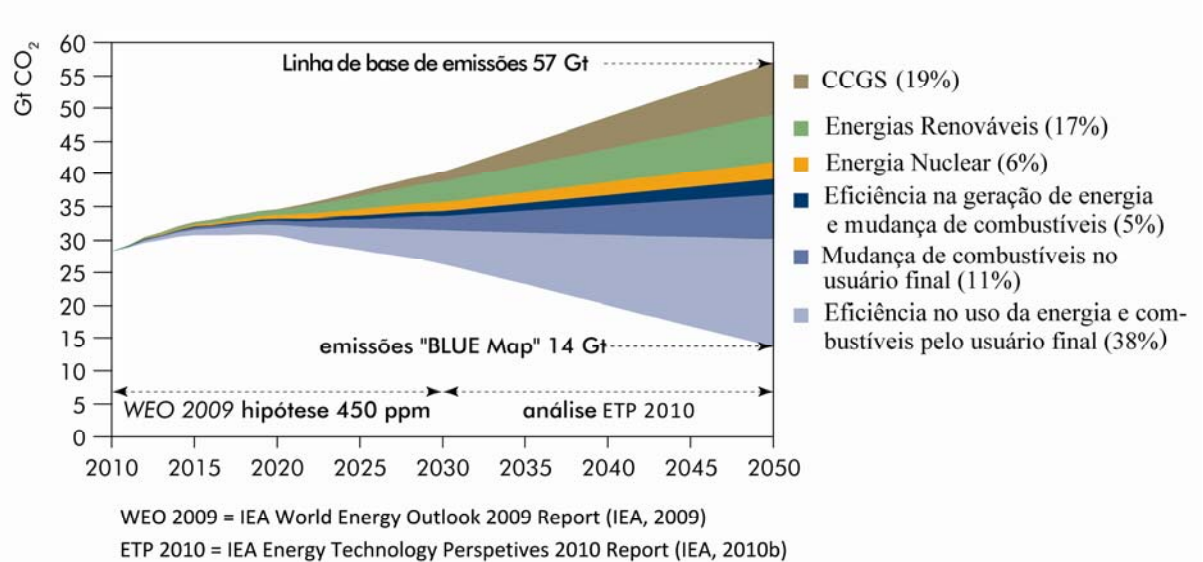


Figura 1 - Cenários para redução das emissões de CO<sub>2</sub> - Fonte: IEA, 2010b

A IEA em conjunto com o Fórum de Liderança em Seqüestro de Carbono (Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF)) preparou o relatório "Carbon Capture and Storage - Progress and Next Steps" (IEA & CSLF, 2010) para cúpula do G8 que se realizou em Muskoka, Canadá, nos dias 25 e 26 de junho de 2010. Este relatório lista 80 projetos de CCGS que se enquadram em uma série de critérios, entre os quais a capacidade superior a 500 MtCO<sub>2</sub> por ano e estar operativo entre 2015 e 2020. Destes 80 projetos, 9 estão em operação e os 71 restantes estão em uma das quatro fases (identificação, avaliação, definição ou execução) que precedem a fase de operação. Dentre os 80 projetos, 73 estão localizados em países desenvolvidos, 4 estão na China, 2 no Oriente-Médio e 1 na África.

No gráfico de evolução de CCGS, mostrado na figura 2, o relatório prevê um crescimento para até 3.400 projetos em 2050, dos quais 65% estarão localizados em países não pertencentes à Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) (Organization for Economic Co-operation and Development (OECD)), tais como Brasil, China, Índia e Rússia. Estes 3.400 projetos serão

responsáveis por uma captura anual de aproximadamente 10 GtCO<sub>2</sub>, o que representa uma média de 3 MtCO<sub>2</sub> anuais por projeto.

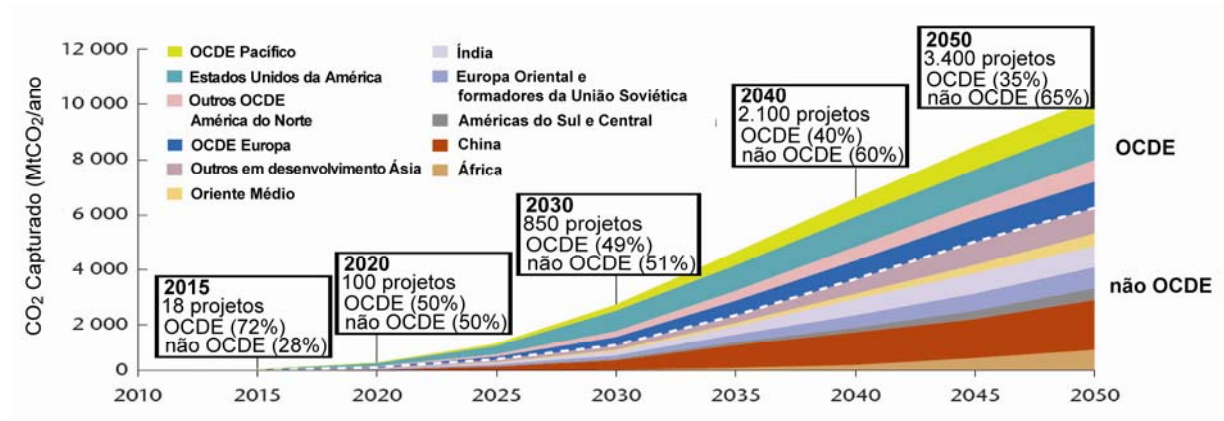


Figura 2 – Desenvolvimento Global de CCGS 2010-2050 por regiões – Fonte: IEA & CSLF, 2010

## 1.1 Objetivo Geral

O objetivo desta dissertação é avaliar os procedimentos regulatórios para licenciamento de CCGS com foco em critérios tecnológicos e de gestão de risco ambiental.

Considerando que a política de regulação para CCGS está baseada na redução de emissões antrópicas de CO<sub>2</sub> ela deve fornecer o arcabouço legal necessário ao desenvolvimento desse tipo de empreendimento. Nesta dissertação, é feita uma análise de alternativas tecnológicas e de gestão de risco ambiental, ainda que outros aspectos relevantes como econômicos, sociais e políticos sejam necessários para formulação de uma política mais abrangente para CCGS.

Para atingir este objetivo foram realizadas visitas técnicas e participações em conferências, congressos, encontros, *workshops* e missões técnicas relacionados no apêndice A.

## 1.2 Estrutura do trabalho

No capítulo 2, são descritos os aspectos mais importantes relacionados ao fenômeno das Mudanças Climáticas e sua relação com a utilização de combustíveis fósseis.

No capítulo 3, são apresentados os aspectos tecnológicos das etapas de Captura e Armazenamento Geológico de Carbono.

No capítulo 4, são descritos os principais riscos envolvidos no processo de CCGS.

No capítulo 5, são mostradas experiências de regulação de CCGS no mundo, o conjunto de legislações ambientais no Brasil que deverão nortear as propostas para a regulação brasileira e aspectos sobre percepção de risco e aceitação pública de projetos de CCGS.

No capítulo 6, são levantados os cenários de curto prazo de evolução das emissões no Brasil levando-se em consideração os setores industriais, geração de energia e exploração de combustíveis fósseis. São abordadas propostas estratégicas de médio e longo prazo que incluam o CCGS como medida mitigatória e que conciliem a redução de emissões e a elevação do nível de atividade econômica.

Por último, no capítulo 7, são apresentadas as conclusões do trabalho e as propostas de novas pesquisas que possam dar continuidade ao atual trabalho.

## CAPÍTULO 2 - Mudanças Climáticas e Energia Fóssil

Neste capítulo, são analisados os aspectos mais relevantes das mudanças climáticas, segundo a literatura científica, e sua relação com a energia de origem fóssil consumida em grande escala no mundo.

A atmosfera terrestre é composta aproximadamente de 21% de oxigênio ( $O_2$ ) e 78% de nitrogênio ( $N_2$ ). Os presentes na atmosfera somam 1%. Entre os demais gases, pode-se nos citar o dióxido de carbono ( $CO_2$ ), o monóxido de carbono (CO), o óxido nítrico ( $N_2O$ ), os gases nobres, o metano ( $CH_4$ ), o ozônio ( $O_3$ ) e o vapor d'água. O vapor d'água é o componente mais variável da composição da atmosfera, sua concentração depende de fatores meteorológicos sendo responsável em grande parte pelos fenômenos climáticos (IPCC, 2007).

O sol é a principal fonte de energia do planeta. Quando a radiação solar chega ao planeta, a atmosfera reflete 25% desta radiação de volta para o espaço. Da radiação que atravessa a atmosfera, parte é absorvida, aquecendo o solo, os seres vivos, a própria atmosfera e as águas. A superfície da Terra, por sua vez, irradia calor de volta na faixa do infravermelho. Se só houvesse o nitrogênio e o oxigênio na atmosfera, esta radiação se perderia no espaço. No entanto existem certos gases, chamados gases de efeito estufa (GEE), que ao serem atingidos por esta radiação infravermelha vibram nesta faixa de frequência, retendo assim esta energia e conseqüentemente o calor da terra. Sem este "efeito estufa" (EE) natural destes gases a vida na terra não existiria ou pelo não teria a atual exuberância. Estudos mostram que a temperatura média da superfície da Terra seria de  $-18^\circ C$  ao invés da atual média de  $+15^\circ C$  (CARVALHO et al, 2010).

O efeito estufa, que possibilitou o surgimento e ampliação da vida na Terra, vem crescendo por causa do aumento das emissões antropogênicas destes gases. A crescente utilização de combustíveis fósseis desde o início da revolução industrial, tem causado um aumento do efeito estufa com conseqüente elevação gradual da temperatura do planeta e mudanças nas condições de sobrevivência das espécies.

Os principais gases de efeito estufa (GEE) são o dióxido de carbono ( $CO_2$ ), os fluorcarbonetos (FC), os clorofluorcarbonetos (CFC), os hidrofluorcarbonetos (HFC),

os hidroclorofluorcarbonetos (HCFC), o hexafluoreto de enxofre (SF<sub>6</sub>), o metano (CH<sub>4</sub>) e o óxido nitroso (N<sub>2</sub>O). Cada um destes gases apresenta uma capacidade de absorção de radiações infravermelho.

Os GEE podem ser subdivididos em dois grupos: gases presentes na atmosfera desde antes do desenvolvimento industrial e gases criados e produzidos pelo homem. No primeiro grupo estão o dióxido de carbono, o metano e o óxido nitroso, cujas concentrações na atmosfera vêm aumentando como consequência da intensificação das atividades antrópicas. No segundo grupo estão os FC, os CFC, os HFC, os HCFC e o SF<sub>6</sub>.

A tabela 1 mostra o Potencial de Aquecimento Global (Global Warming Potential (GWP)) para um horizonte de tempo de 100 anos de alguns dos principais GEE (IPCC, 1996). O GWP representa a capacidade que um gás presente na atmosfera tem de absorver a energia das radiações infravermelho.

Tabela 1 - Potencial de Aquecimento Global (GWP) (Horizonte de 100 anos)

	<b>GWP</b>
CO <sub>2</sub>	1
CH <sub>4</sub>	21
N <sub>2</sub> O	310
CFC-11	3.800
CFC-12	8.100
CFC-113	4.800
HFC-23	11.700
HFC-32	650
HFC-125	2.800
HFC-134 <sub>a</sub>	1.300
HFC-143 <sub>a</sub>	3.800
HFC-227 <sub>ea</sub>	2.900
HFC-236 <sub>fa</sub>	6.300
HFC-4310 <sub>mee</sub>	1.300
CF <sub>4</sub>	6.500
C <sub>2</sub> F <sub>6</sub>	9.200
C <sub>4</sub> F <sub>10</sub>	7.000
C <sub>6</sub> F <sub>14</sub>	7.400
SF <sub>6</sub>	23.900

Fonte: IPCC, 1996

O GWP de cada gás é um valor relativo ao GWP do CO<sub>2</sub>, que possui o valor normalizado em um. Ou seja, por exemplo, o N<sub>2</sub>O possui um GWP trezentas e dez

vezes maior que o CO<sub>2</sub>. Embora o GWP enfatize de forma exagerada a importância dos GEE de curto tempo de permanência na atmosfera, particularmente o metano, ele é o padrão que foi definido pelo IPCC em seu segundo relatório de avaliação (Second Assessment Report (SAR)) em 1996 e, ainda hoje, é utilizado como padrão pela maioria dos inventários de emissões.

Há que se observar que, apesar do óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) e do metano (CH<sub>4</sub>) estarem presentes na atmosfera em concentrações muito menores que a concentração do dióxido de carbono e terem emissões anuais muitas vezes inferiores em massa às emissões de CO<sub>2</sub>, suas moléculas possuem capacidades muito maiores de absorver a energia das radiações infravermelho e conseqüentemente contribuem na mesma ordem de grandeza que o CO<sub>2</sub> para o aumento do EE.

A tabela 2 apresenta as emissões antrópicas de GEE dos Estados Unidos no ano de 2008 (USEPA, 2011), dos 27 países da União Européia no ano de 2008 (EEA, 2010) e do Brasil no ano de 2005 (MCT BRASIL, 2010). As emissões de todos os gases, a exceção do CO<sub>2</sub>, não estão expressas em valores absolutos de massa, mas sim em unidades de massa das quantidades de CO<sub>2</sub> equivalentes levando-se em consideração o GWP. Por determinação da Convenção das Nações Unidas sobre Mudança Climática, não estão incluídos nestes inventários os CFC e HCFC, pois os mesmos são controlados pelo protocolo de Montreal, que regula as emissões dos gases destruidores da camada de ozônio.

Tabela 2 - Emissões de GEE - USA e EU - Ano: 2008 e Brasil - Ano: 2005 (usando GWP)

	USA 2008		EU 2008		Brasil 2005	
	MtCO <sub>2</sub> eq.		MtCO <sub>2</sub> eq.		MtCO <sub>2</sub> eq.	
CO <sub>2</sub>	5.921,400	83,9%	3.062,000	82,3%	1.637,905	74,70%
CH <sub>4</sub>	676,700	9,6%	302,000	8,1%	380,241	17,34%
N <sub>2</sub> O	310,800	4,4%	282,000	7,6%	169,259	7,72%
FCs e HFCs	136,000	1,9%	66,000	1,8%	4,593	0,21%
SF <sub>6</sub>	16,100	0,2%	9,000	0,2%	0,602	0,03%
Total	7.061,000	100%	3.721,000	100%	2.192,600	100%

Fontes: USEPA, 2011a, EEA, 2010 e MCT BRASIL, 2010

No caso dos Estados Unidos e da União Européia (colunas de 2 a 5 da tabela 2) do total de emissões já estão descontadas as emissões relativas às mudanças de uso



da terra e à silvicultura, que nestes países geraram emissões negativas. Portanto, as mudanças no uso da terra e a silvicultura nestes países implicaram em aumento da captura biológica de CO<sub>2</sub>, atuando assim como sumidouros de carbono. Só para se ter noção da ordem de grandeza, as atividades de mudanças no uso da terra e silvicultura nos Estados Unidos em 2008 contribuíram numa emissão negativa de 1040,5 mega toneladas de CO<sub>2</sub> (MtCO<sub>2</sub>), o que representou um abatimento de aproximadamente 15% do total de 6961,9 MtCO<sub>2</sub> emitidas (USEPA, 2011a). Na União Européia esta emissão negativa foi de 256 MtCO<sub>2</sub>, o que representou cerca de 8% de abatimento do total de 3318 MtCO<sub>2</sub> (EEA, 2010).

O segundo inventário de emissões do Brasil (MCT BRASIL, 2010) apresenta as emissões do Brasil nos anos de 1990, 1994, 2000 e 2005. As colunas 6 e 7 da tabela 2 mostram as emissões de GEE do Brasil para o ano 2005. Diferentemente dos Estados Unidos e da União Européia as atividades por mudança do uso da terra e silvicultura geram emissões positivas. Comparando-se as participações percentuais das emissões de CO<sub>2</sub> e metano dos Estados Unidos e Europa com a do Brasil percebe-se uma grande variação. Esta diferença acentuada é resultado da menor atividade industrial do Brasil. Além disso, a metodologia GWP supervaloriza as emissões de metano, que no Brasil tem um valor relativamente alto devido ao peso da atividade agropecuária comparada com a atividade industrial.

O inventário brasileiro além da metodologia GWP de equivalência ao CO<sub>2</sub>, também apresenta o inventário de emissões utilizando a metodologia do potencial de temperatura global (Global Temperature Potential (GTP)), que foi apresentado em 2007 pelo grupo de trabalho I (WGI - Working Group I) no capítulo 2 do Relatório de Avaliação 4 (AR4 - Assessment Report 4) do IPCC. A tabela 3 apresenta comparativamente o GWP e GTP dos principais GEE. O GTP é uma métrica mais adequada pois leva em consideração o fator de permanência dos GEE na atmosfera.

Tabela 3 – Fatores GTP e GWP - Fonte: MCT BRASIL, 2010

	GTP	GWP
CO <sub>2</sub>	1	1
CH <sub>4</sub>	5	21
N <sub>2</sub> O	270	310
HFC-125	1.113	2.800
HFC-134a	55	1.300
HFC-143a	4.288	3.800
HFC-152a	0,1	140
CF <sub>4</sub>	10.052	6.500
C <sub>2</sub> F <sub>6</sub>	22.468	9.200
SF <sub>6</sub>	40.935	23.900

A tabela 4 apresenta o comparativo das metodologias GTP e GWP para o inventário de emissões do Brasil no ano 2005.

Tabela 4 – Inventário de Emissões do Brasil em 2005 usando metodologias GTP e GWP para cálculo de CO<sub>2</sub> equivalente

	GTP		GWP	
	MtCO <sub>2</sub> eq.		MtCO <sub>2</sub> eq.	
CO <sub>2</sub>	1637,905	87,2%	1637,905	74,7%
CH <sub>4</sub>	90,534	4,8%	380,241	17,3%
N <sub>2</sub> O	147,419	7,8%	169,259	7,7%
HFC-125	0,139	0,0%	0,350	0,0%
HFC-134a	0,126	0,0%	2,966	0,1%
HFC-143a	0,398	0,0%	0,353	0,0%
HFC-152a	0,0000175	0,0%	0,024	0,0%
CF <sub>4</sub>	1,245	0,1%	0,805	0,0%
C <sub>2</sub> F <sub>6</sub>	0,233	0,0%	0,095	0,0%
SF <sub>6</sub>	1,031	0,1%	0,602	0,0%
Total	1879,0300	100%	2192,6000	100%

Fonte: MCT BRASIL, 2010

Segundo o relatório “Emissões de CO<sub>2</sub> a partir da queima de combustíveis”, publicado pela Agência Internacional de Energia (International Energy Agency (IEA)), nos países desenvolvidos, entre as muitas atividades humanas que produzem GEE, a utilização da energia representa de longe a maior fonte de emissões. A figura 3 apresenta a distribuição de emissões antropogênicas de GEE nos países desenvolvidos (Anexo I do Protocolo de Quioto), excluindo-se aquelas geradas pelas mudanças no uso da terra e silvicultura que, como visto anteriormente, são negativas para estes países. As emissões resultantes da produção, transformação, manipulação e consumo de todos os tipos de “commodities” de energia nos países do Anexo I do Protocolo de Quioto representam 83% do total das emissões de GEE (IEA, 2010a).

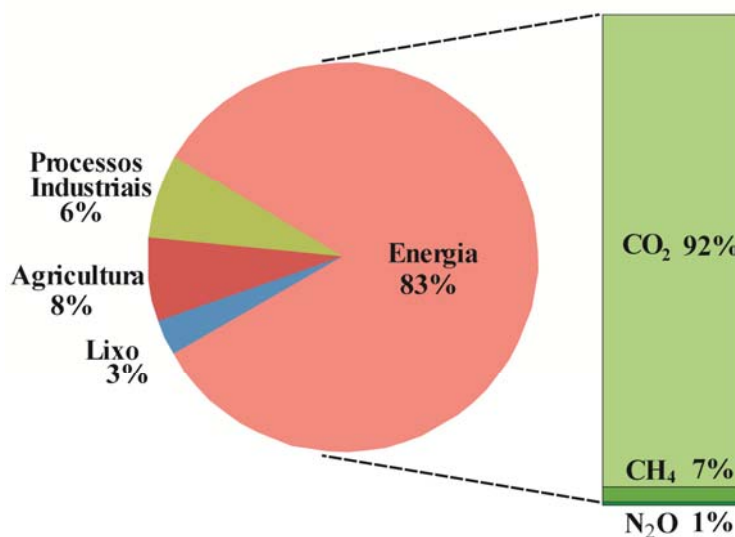


Figura 3 - Distribuição de Emissões de GEE nos países desenvolvidos em 2008  
Fonte: IEA, 2011

No Brasil a atividade que mais contribui para a emissão de GEE é exatamente a mudança no uso da terra, em particular a conversão de florestas para uso agropecuário. A figura 4 apresenta a distribuição de emissões de GEE antropogênicas no Brasil, segundo o inventário de emissões de 2005 (MCT BRASIL, 2010).

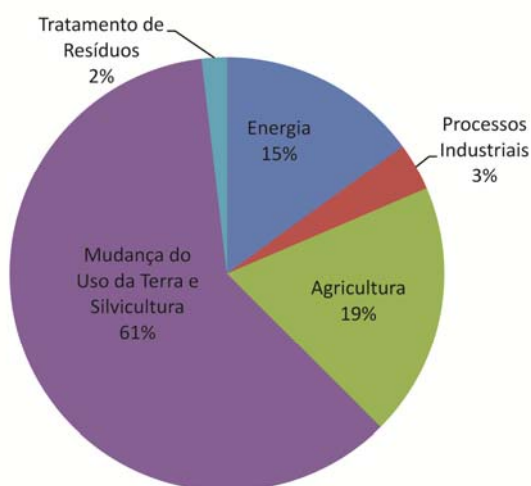


Figura 4 - Distribuição de Emissões de GEE antropogênicas no Brasil em 2005  
Fonte: MCT BRASIL, 2010

A figura 5 apresenta a evolução no fornecimento de energia primária total (TPES - Total Primary Energy Supply) no mundo. Observa-se que a TPES mais do

que dobrou entre 1971 e 2009. O fato do percentual de participação de energias não fósseis ter crescido de 14% para 19% se deve ao aumento da utilização de energias consideradas “limpas” tais como energia hidroelétrica, energia nuclear e energia a partir de combustíveis renováveis. No entanto, a geração de energia a partir de combustíveis fósseis teve um crescimento absoluto de cerca de cinco giga toneladas de óleo equivalente (IEA, 2011).

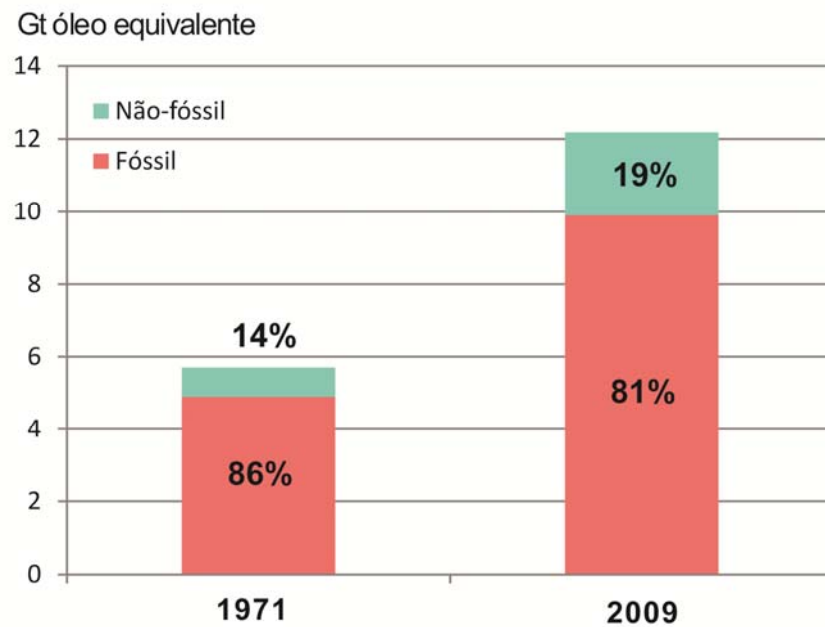


Figura 5 -TEPS Mundial - Fonte: IEA, 2011

O aumento de demanda de energia oriunda do aumento do mercado consumidor nos países emergentes, dos quais China e Brasil são grandes expoentes, só deixa a estes países a alternativa de utilização a curto prazo de combustíveis fósseis. Com isso, a China tende a reforçar a utilização do carvão mineral para a geração de energia elétrica enquanto o Brasil tem como opção a médio prazo a utilização das imensas reservas de gás natural ainda a serem exploradas.

A utilização de combustíveis renováveis, como o etanol de cana de açúcar, tem teoricamente a vantagem de não acrescentar na atmosfera carbono novo, visto que o carbono gerado por sua queima foi capturado da própria atmosfera pelos vegetais dos quais foram produzidos. No entanto temos que analisar o ciclo de vida completo da produção destes combustíveis. Práticas como a queima de canaviais para facilitar

a colheita e a utilização de equipamentos agrícolas e caminhões de transporte movidos a combustíveis fósseis, sem falar nas questões sociais, são aspectos que tendem a diminuir a vantagem comparativa (ESTEVES; MORGADO, 2011). Além disso, a utilização de energias renováveis baseadas em bicombustíveis de uma maneira geral, esbarra na crescente demanda de terra para produção de alimentos, para atender à explosão de consumo mundial, provocada pela inclusão no mercado consumidor das classes mais baixas de países emergentes com grande população como China e Índia.

Neste capítulo, foram analisados os aspectos mais relevantes das mudanças climáticas e energia fóssil consumida no mundo. Também foram analisadas as origens diferenciadas de GEE nos países desenvolvidos e no Brasil. Constata-se no Brasil que, por possuir matriz energética de característica renovável com a energia hidráulica ocupando papel de maior destaque, as emissões vêm fundamentalmente da mudança do uso da terra.

No capítulo 3, serão analisadas as tecnologias existentes para captura e armazenamento geológico de CO<sub>2</sub>.

## CAPÍTULO 3 - Captura e Armazenamento Geológico de Carbono

Neste capítulo serão analisadas as principais tecnologias envolvidas nas etapas do processo de captura e armazenamento geológico de carbono.

### 3.1 Etapas do processo de CCGS

O processo de CCGS pode ser dividido em seis etapas básicas:

- Separação;
- Desidratação;
- Compressão;
- Transporte;
- Injeção;
- Armazenamento e monitoramento.

#### 3.1.1 Separação

Existem, nos dias de hoje, basicamente quatro casos onde a concentração das emissões de CO<sub>2</sub> torna a sua separação, com o objetivo de sequestro geológico, tecnicamente viável:

1. Exploração e refino de hidrocarbonetos;
2. Gaseificação de Carvão Mineral;
3. Produção de hidrogênio;
4. Processos industriais que utilizam a combustão;

O primeiro caso está relacionado aos processos de extração de hidrocarbonetos de uma forma geral e mais particularmente gás natural que, dependendo de onde é extraído traz consigo um percentual variável de CO<sub>2</sub> além de impurezas. Existem diversos reservatórios que produzem gás natural com teores elevados de CO<sub>2</sub>. A unidade de Sleipner no Mar do Norte e a unidade de In Salah na Argélia são exemplo de unidades produtoras de gás natural com alto teor de CO<sub>2</sub> que já possuem plantas pilotos de separação e sequestro geológico. Os gigantescos

reservatórios da camada de Pré-Sal descobertos recentemente no litoral brasileiro possuem também teores de CO<sub>2</sub> mais elevados que aqueles encontrados no gás natural que já vem sendo produzidos há muitos anos nos campos do pós-sal nas bacia de Campos e de Santos. Embora ainda não existam dados conclusivos sobre a concentração de CO<sub>2</sub> em todos os reservatórios do Pré-Sal, estudos realizados no campo petrolífero de Lula (ex-Tupi) na Bacia de Santos mostram uma concentração variando entre 8 a 12% (MELO et al, 2011).

Como exemplo do segundo caso pode-se citar a “Great Plains Synfuels Plant”, uma planta de gaseificação de carvão em Beulah, Dakota do Norte, que captura anualmente 3 MtCO<sub>2</sub>. O CO<sub>2</sub> capturado é comprimido e transportado através de um caroduto de 330 km para Weyburn no Canadá onde é injetado em reservatório de hidrocarboneto.

O terceiro caso é o processo industrial de reforma de gás metano para a produção de hidrogênio. O processo baseia-se na reação de vapor d’água a altas temperaturas com o metano, produzindo hidrogênio e CO<sub>2</sub>. Existem no mundo diversos projetos de captura do CO<sub>2</sub> gerado nos reformadores de metano entre os quais se podem citar as duas unidades de produção de hidrogênio da Air Products em Port Arthur, Texas (AIR PRODUCTS, 2011).

No quarto caso, que é o que mais contribui para as emissões, a geração de CO<sub>2</sub> se dá a partir de processos industriais que envolvem a combustão. Neste caso estão incluídas todas as usinas termelétricas (excetuando-se as nucleares), fornos, caldeiras, reatores etc. A figura 6 apresenta, como exemplo deste quarto caso, uma usina termelétrica a carvão. A combustão do carvão aquece uma caldeira que gera vapor, que movimenta turbinas acopladas a geradores de eletricidade. Os gases de exaustão, que são constituídos de aproximadamente 15% de CO<sub>2</sub>, 85% de N<sub>2</sub> e menos de 1% de outros compostos, tais como óxidos de enxofre (SO<sub>x</sub>) e óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>), passam por um sistema de dessulfurização para retirada de maior parte dos compostos sulfurados. Os gases de exaustão seguem para a unidade de captura onde o CO<sub>2</sub> é separado dos outros constituintes, que são lançados na atmosfera. O gás lançado na atmosfera é predominantemente nitrogênio (N<sub>2</sub>).

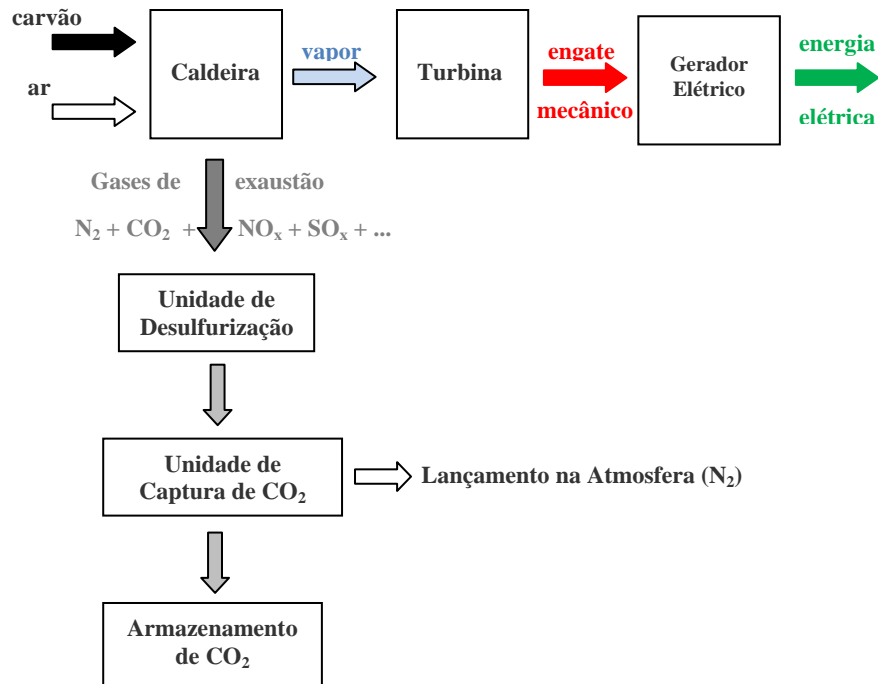


Figura 6 - Usina Termelétrica a Carvão com sistema de captura de CO<sub>2</sub> - Fonte: Autor.

Existem atualmente já desenvolvidos ou em desenvolvimento, várias tecnologias de separação de CO<sub>2</sub>, entre elas as mais utilizadas são:

- Absorção química;
- Adsorção física;
- Oxicombustão e
- Permeação por membranas.

Vários fatores influenciam na escolha do processo de separação, entre os quais se pode citar: disponibilidade para alocação e consumo de energia pela planta de separação, concentração de CO<sub>2</sub> no gás a ser processado, pressão do gás a ser processado, nível de pureza da corrente rica em CO<sub>2</sub>.



### 3.1.1.1 Absorção química:

A Absorção química é o processo mais amplamente utilizado já possuindo uma série de plantas piloto em demonstração e em escala comercial. A mais antiga planta comercial de CCGS em Sleipner, na Noruega, utiliza este processo e está em operação desde 1996 (SOLOMON, 2007).

O processo consiste em se usar um solvente, normalmente uma amina, que reage de forma reversível com o  $\text{CO}_2$  formando um carbonato. Como apresentado no esquema simplificado da figura 7, esta reação ocorre em uma torre de absorção, cujas dimensões dependem basicamente da vazão do gás de exaustão e da pressão parcial do  $\text{CO}_2$  do gás rico. A corrente com o solvente rico em  $\text{CO}_2$  é transferida para a coluna de regeneração, onde a reação reversa ocorre por elevação de temperatura e redução de pressão para liberar o  $\text{CO}_2$ . O solvente, agora pobre em  $\text{CO}_2$ , retorna então à torre de absorção para um novo ciclo.

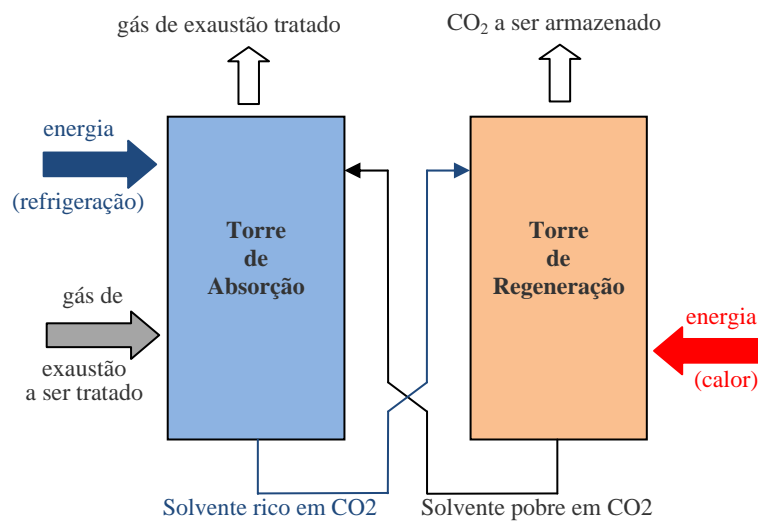
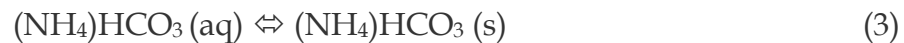


Figura 7 - Esquema simplificado de absorção e regeneração para captura de  $\text{CO}_2$  - Fonte: Autor.

Como exemplo de processos comerciais de absorção química tem-se o Processo de Amônia Resfriada (Chilled Ammonia Process, CAP) que foi desenvolvido pela empresa *Alstom Power, Inc.* e é utilizado em plantas piloto de captura de carbono desenvolvidas em parceria com empresas americanas de geração de energia elétrica. A primeira planta piloto, de 1,7 MWatts, foi desenvolvida para a

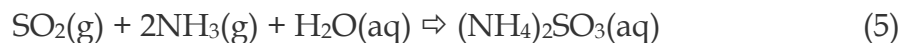
Usina Termoelétrica *Pleasant Prairie* da *WE Energies*, em Wisconsin. A segunda foi desenvolvida para uma unidade de 20 MWatts da Usina Termoelétrica de *Mountaineer* da *American Electric Power (AEP)* na Virginia do Oeste (TELIKAPALLI, 2010). A planta piloto da Usina *Mountaineer* operou de outubro de 2009 a maio de 2011, num total de mais de 6.500 horas de operação, e alcançou o objetivo de validar a tecnologia, capturando neste período mais de 50 ktCO<sub>2</sub> e armazenando permanentemente mais de 37 ktCO<sub>2</sub> em um aquífero salino localizado a 2.400 metros de profundidade (AEP, 2011).

As reações químicas globais associadas ao CAP são definidas pelas equações 1 a 4 (SHERRICK et al, 2009):



As reações no processo são todas reversíveis e o equilíbrio é deslocado com mudanças de pressão, de temperatura e de concentração no sistema. Por exemplo, a adição de calor desloca o equilíbrio para a esquerda já que as reações são exotérmicas.

Além da captura de CO<sub>2</sub> o CAP também realiza a remoção de outros gases residuais tais como SO<sub>2</sub>, SO<sub>3</sub>, HCl e HF, em seus estágios de limpeza e resfriamento. As equações 5 e 6 mostram as reações químicas globais associadas à remoção de SO<sub>2</sub>.



### 3.1.1.2 Adsorção física

O processo de adsorção física é semelhante ao da absorção química com a diferença que neste caso não há reação química entre o CO<sub>2</sub> e o elemento que irá

absorvê-lo.

A adsorção física consiste na captura do  $\text{CO}_2$  pela superfície de um material sólido, por exemplo, carvão ativado ou uma zeólita, que adsorve preferencialmente o  $\text{CO}_2$ . O  $\text{CO}_2$  é adsorvido na superfície do sólido por forças superficiais (não químicas). O processo de adsorção é facilitado mantendo-se o processo em baixas temperaturas ou altas pressões. Uma vez que o material adsorvente alcança um determinado nível de saturação de  $\text{CO}_2$  o fluxo do gás de exaustão é desviado para outra coluna de adsorção, sendo a primeira submetida a regeneração por aquecimento ou por redução de pressão para liberar o  $\text{CO}_2$ , processo de dessorção, respectivamente denominados TSA (Temperature Swing Adsorption = Adsorção por Balanço de Temperatura) e PSA (Pressure Swing Adsorption = Adsorção por Balanço de Pressão).

Como exemplo de separação por adsorção física existe o projeto das unidades de produção de hidrogênio de Port Arthur, TX da *Air Products*, que foi um dos três projetos selecionados na fase II do Programa Industrial de Captura e Sequestro de Carbono (Industrial Carbon Capture and Sequestration Program, ICCS) do Departamento de Energia dos Estados Unidos (United States Department of Energy, USDOE).

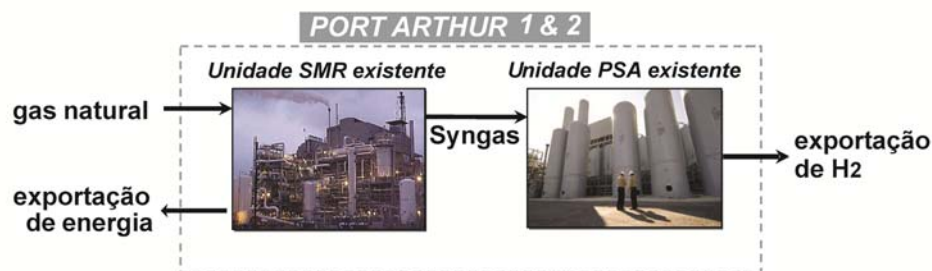
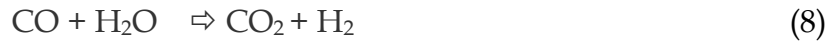


Figura 8 - Port Arthur 1 e 2 - Unidades de Produção de Hidrogênio da *Air Products*.  
Fonte: AIR PRODUCTS, 2011.

As unidades já existentes, localizadas em Port Arthur, Texas, próximo ao litoral do Golfo do México, têm o seu funcionamento baseado no processo tradicional de reforma de gás natural pela ação de vapor d'água a altas temperaturas. A figura 8 apresenta o diagrama de blocos das Unidades *Port Arthur* 1 e 2. As equações 7 e 8 mostram as reações químicas que produzem o hidrogênio a partir do metano (AIR PRODUCTS, 2011).



A equação 7 é altamente endotérmica, consumindo muito calor, enquanto a equação 8 é levemente exotérmica, liberando moderadamente calor. Após o processo de reforma, que é executado na unidade SMR (Steam Methane Reformer = Reformador do Metano com vapor), o gás de síntese gerado (*Syngas*) é composto basicamente de hidrogênio e dióxido de carbono associado a algumas impurezas, que dependem da composição do gás natural reformado. O gás de síntese é então encaminhado para a unidade PSA (Pressure Swing Adsorption = Adsorção por Balanço de Pressão) que separa o hidrogênio.

O projeto, que recebeu do USDOE um financiamento de U\$ 284 milhões, inclui no processo uma unidade de separação de CO<sub>2</sub> e uma unidade de secagem e compressão além da interligação com um carboduto já existente para transportar o CO<sub>2</sub> até o local de seu sequestro geológico. As unidades entrarão em funcionamento do final de 2012 e início de 2013 e irão capturar anualmente 1 MtCO<sub>2</sub>.

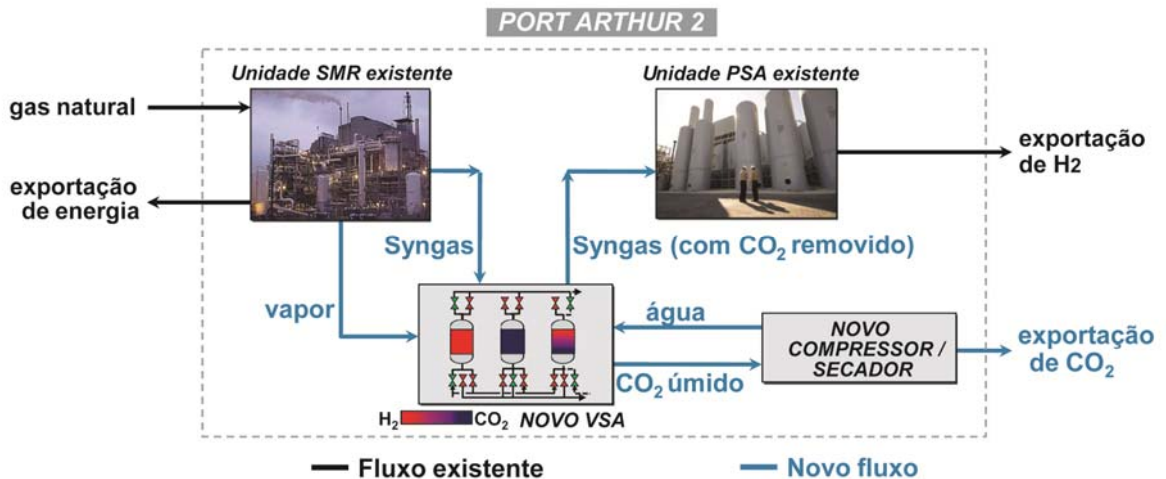


Figura 9 - Port Arthur 2 com Unidades de Separação de CO<sub>2</sub>, Compressão e Secagem.

Fonte: AIR PRODUCTS, 2011.

O processo de separação é a Adsorção por Balanço de Vácuo (Vacuum Swing Adsorption, VSA), uma variação do PSA, onde a adsorção é realizada a pressões próximas a da atmosfera e a dessorção é realizada produzindo-se vácuo nas câmaras.

### 3.1.1.3 Oxicombustão

No processo de oxicombustão, o combustível fóssil é queimado usando-se  $O_2$  ao invés de ar como oxidante. Neste processo o  $N_2$  é separado previamente, eliminando-se assim o óxido nitroso ( $N_2O$ ), o óxido nítrico ( $NO$ ) e o dióxido de nitrogênio ( $NO_2$ ) do gás de exaustão. Como as unidades de remoção de enxofre já são obrigatoriamente incluídas nos processos de queima de combustíveis fósseis, a exceção dos particulados e demais impurezas, o gás de exaustão é  $CO_2$  em alta concentração. No entanto, todo sistema de oxicombustão na prática trabalha com uma mistura de  $O_2$  com gás de exaustão re-circulado. Desta forma, a oxicombustão aumenta a concentração de  $CO_2$  no gás de exaustão tornando a sua separação mais viável. A figura 10 apresenta um diagrama de blocos um sistema de oxicombustão em uma usina termelétrica a carvão pulverizado (ALSTOM POWER, 2011).

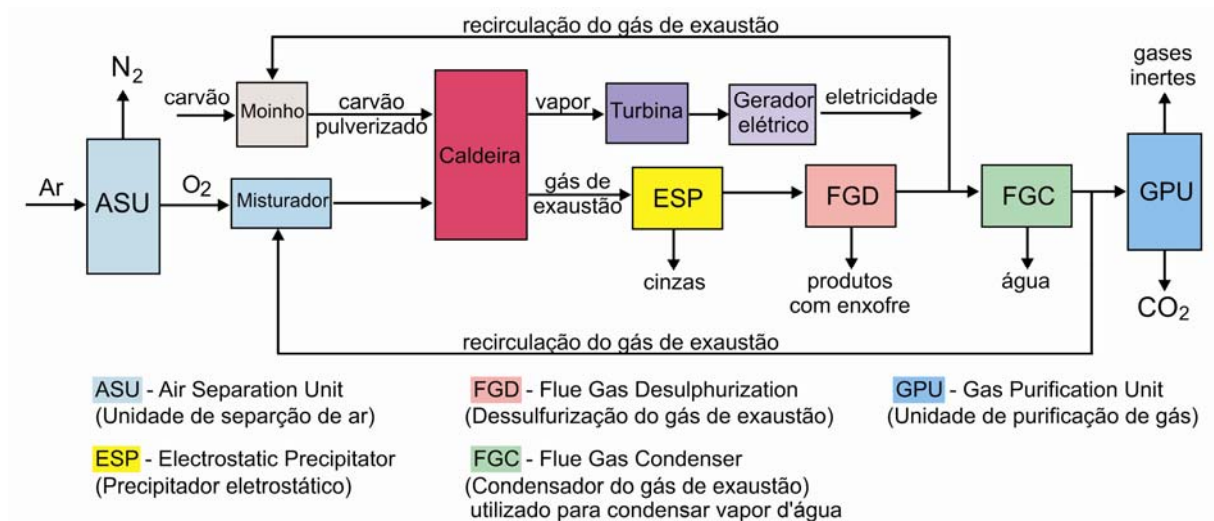


Figura 10 - Sistema de oxicombustão em uma usina termelétrica a carvão pulverizado.

Fonte: ALSTOM POWER, 2011.

A Pesquisa de Captura de Carbono e Carvão com Baixa Emissão (Carbon Capture and Low Emission Coal Research) do Ato de Recuperação e Re-investimento Americano (American Recovery and Reinvestment Act, ARRA) sancionado pelo presidente Obama em fevereiro de 2009 previa o investimento de U\$ 3,4 bilhões para as pesquisas direcionadas a tornar a queima ou gaseificação do carvão mineral uma atividade de baixo impacto no que se refere às emissões de GEE. Uma das formas

mais simples para se modernizar uma unidade geradora de energia elétrica baseada na queima de carvão mineral é a introdução de unidades de separação de O<sub>2</sub> para alimentar os queimadores das caldeiras.

#### **3.1.1.4 Permeação por membranas**

Neste processo o CO<sub>2</sub> é separado dos demais elementos de compostos presentes nos gases de exaustão por intermédio de membranas a base de polímeros ou zeólitas. É um sistema em fase inicial de pesquisa, que por ser mais leve e ocupar menos espaço, é um sistema promissor de ser utilizado em plataformas “offshore” para separar o CO<sub>2</sub> do gás natural produzido (AMARAL, 2009). O processo de separação de CO<sub>2</sub> por membranas também estão sendo testados em processos de gaseificação de carvão (LIMA ; ELYASSI, 2011) (KRISHNAN, 2011).

#### **3.1.2 Desidratação**

O objetivo da desidratação é reduzir até cerca de 1 ppm o grau de umidade do CO<sub>2</sub> para que o mesmo não venha a causar corrosão nos elementos mecânicos envolvidos no transporte e injeção.

#### **3.1.3 Compressão**

Para ser transportado o CO<sub>2</sub> precisa ser comprimido. Dependendo da forma de transporte existe uma faixa de compressão. Para ser transportado em um duto, o CO<sub>2</sub> precisa ser comprimido na faixa entre 7,4 e 21,4 mega pascal (MPa) (entre 1070 e 3100 psi) para atingir condições supercríticas onde se verifica uma única fase em ampla faixa de temperaturas, como pode ser observado na figura 11. Como os dutos podem experimentar uma ampla variação de temperaturas ambiente é importante evitar a formação de um o fluxo bifásico que poderia causar picos de pressão com riscos de ruptura (BARRIE et al, 2004).

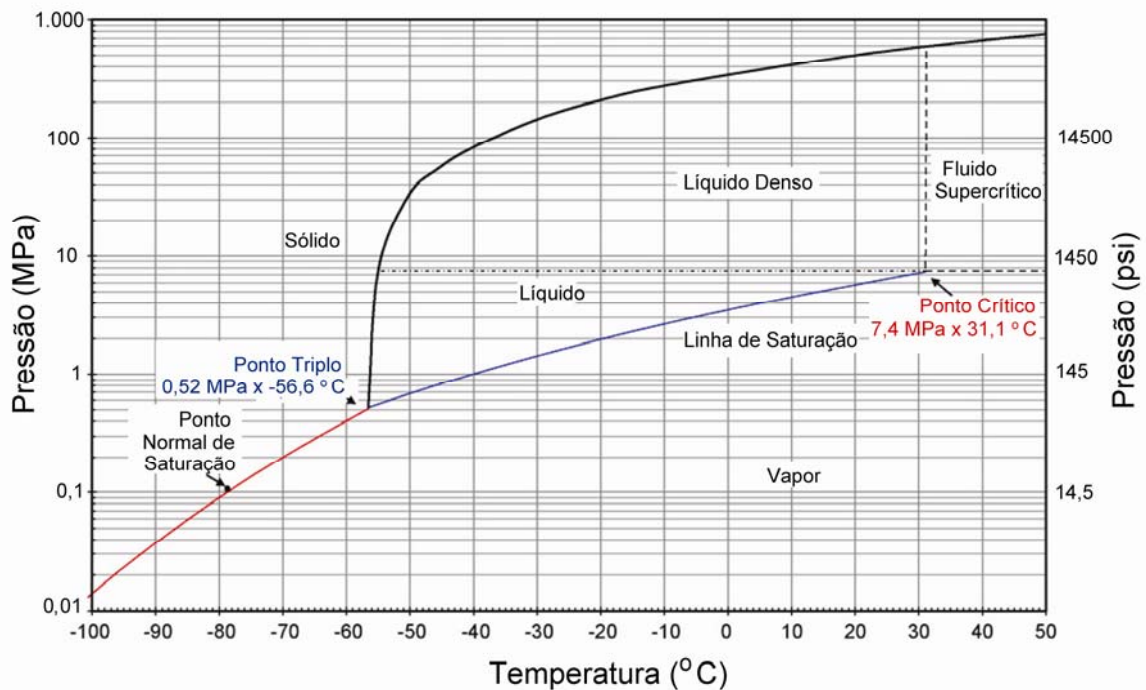


Figura 11 - Diagrama temperatura - pressão para o dióxido de carbono.

Fonte: KOORNNEEF et al, 2010

No transporte em caminhões, vagões ou navios tanques, a faixa de pressão é mais baixa pois a temperatura pode ser controlada em níveis baixos através de isolamentos térmicos inviáveis economicamente no caso dos dutos. Desta forma pressões de 1,7 a 2,75 MPa (250 a 400 psi) são suficientes para manter o CO<sub>2</sub> em fase líquida.

### 3.1.4 Transporte

Entre os tipos de transporte possíveis do CO<sub>2</sub>, pode-se citar:

- Transporte rodoviário utilizando-se caminhões tanque;
- Transporte ferroviário, utilizando-se vagões tanque;
- Transporte hidroviário, utilizando-se navios tanque e
- Transporte através de dutos, que no caso específico do CO<sub>2</sub> são denominados carbodutos.

Entre estes quatro tipos de transporte somente aquele realizado por carbodutos se apresenta como opção viável para projetos de EOR (Enhanced Oil

Recovery = recuperação avançada de petróleo), onde as distâncias de centenas de quilômetros e os volumes da ordem de milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> por ano compensam os custos de construção, manutenção e operação de um caroduto. No transporte por caroduto deve ser dispensado uma especial atenção para os aspectos comerciais, legais e securitários a fim de minimizar os riscos econômicos. Fornecedores e consumidores do CO<sub>2</sub> transportado via caroduto assim como os operadores do mesmo, devem participar de detalhados acordos multilaterais com obrigações e deveres muito bem definidos.

Outros tipos de transporte só são viáveis para processos industriais que utilizam o CO<sub>2</sub> como insumo, nos casos onde a quantidade é pequena, que não compense a construção e operação de um duto e/ou quando as unidades de produção e consumo se encontram muito próximas.

### **3.1.5 Injeção**

Nesta etapa o CO<sub>2</sub> é injetado através de poços de injeção cuja tecnologia já é amplamente dominada e já vem sendo utilizada há muito tempo pelas empresas de produção de óleo no processo de EOR. Existem várias opções de locais para a injeção entre as quais se pode citar:

- Campos de produção de petróleo esgotados ou em via de esgotamento;
- Aquíferos salinos e
- Leitões de carvão.

#### **3.1.5.1 Injeção em campos de produção de petróleo esgotados ou em via de esgotamento**

A opção da injeção em campos de produção de petróleo em vias de esgotamento, além da função de sequestro do CO<sub>2</sub>, cumpre o papel de aumentar a produção, no processo denominado recuperação avançada de petróleo (Enhanced Oil Recovery, EOR). No processo de produção padrão há sempre a injeção de água para manter a pressão de produção. O processo de EOR, mostrado na figura 12, consiste em injetar alternadamente CO<sub>2</sub> e água. A injeção de CO<sub>2</sub> aumenta a fluidez do óleo,



liberando o óleo aprisionado nos poros da rocha enquanto a água por sua característica de incompressibilidade empurra o óleo em direção aos poços de produção.

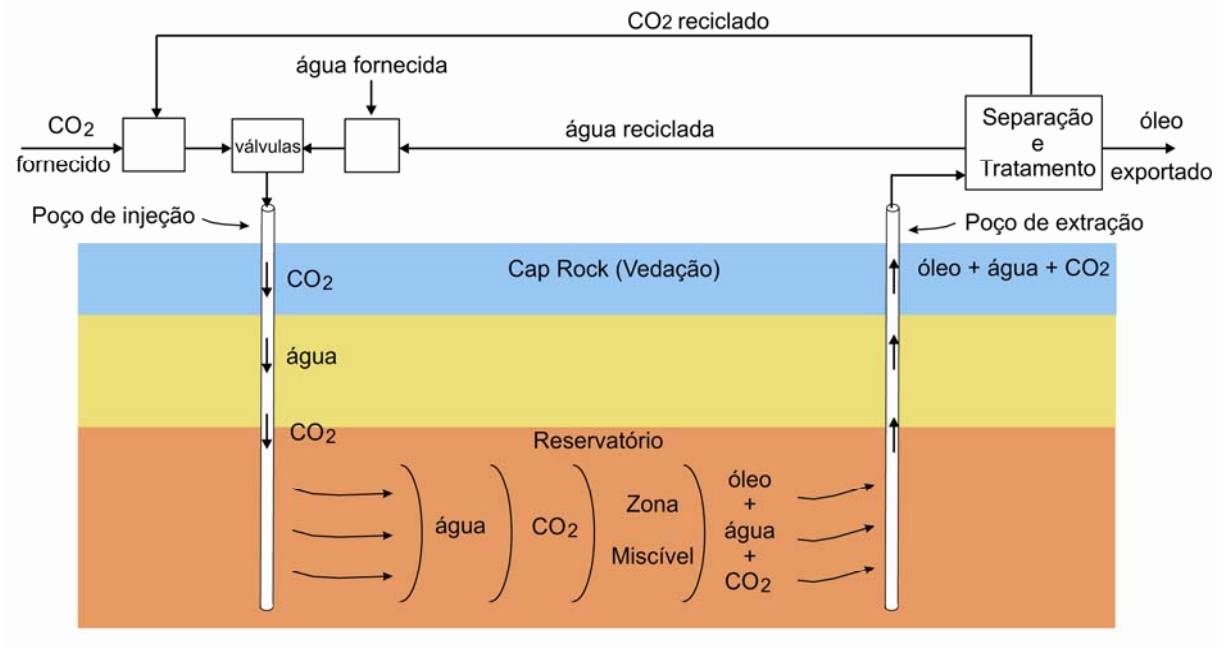


Figura 12 - Processo de Recuperação Avançada de Petróleo - Fonte: Autor.

Como exemplo pode-se citar o projeto Weyburn localizado na fronteira entre o Canadá e os Estados Unidos em funcionamento desde 2000. Neste projeto o CO<sub>2</sub>, com 95% de pureza, capturado em uma planta de gaseificação de carvão em Beulah (Dacota do Norte) é transportado por caroduto de 325 km até o poço de produção de óleo em Weyburn (Canadá) onde é injetado (ZOUH et al, 2004).

A figura 13 mostra o caroduto ligando a planta de gaseificação em Beulah e o poço de produção de óleo em Weyburn. Os pontos vermelho mostram possíveis derivações para utilização do CO<sub>2</sub> em futuros projetos de EOR.

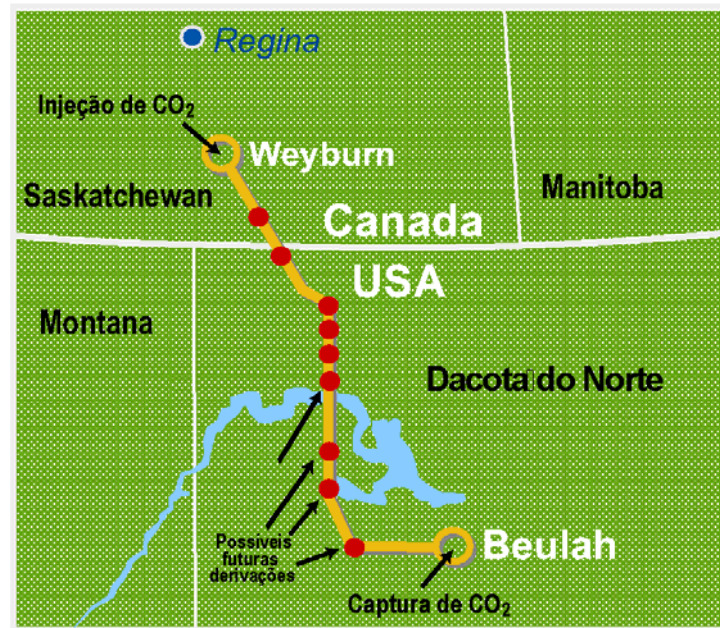


Figura 13 – Carboduto ligando Beulah e Weyburn – Fonte: CENOVOUS ENERGY, 2011.

O gráfico da figura 14 mostra a elevação da produção de óleo após o início da injeção de CO<sub>2</sub> (indicado pela área marrom) em comparação com a tendência de diminuição de produção com sistema de injeção de água.

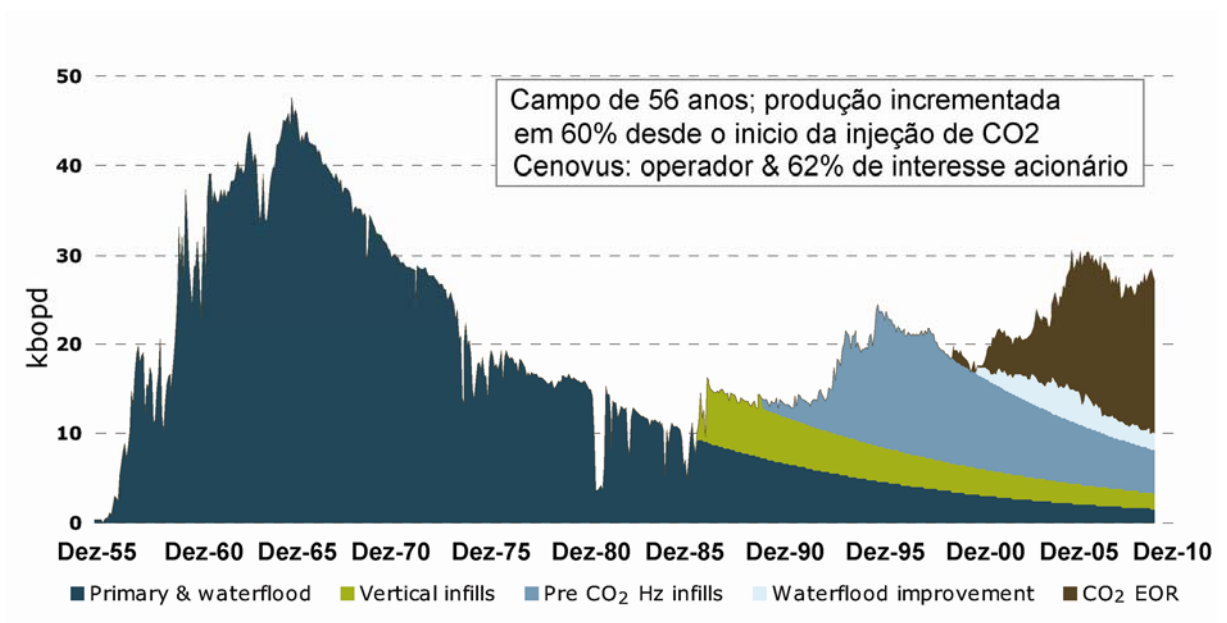


Figura 14 – Evolução da produção de óleo no campo de Weyburn - Fonte: CENOVOUS ENERGY, 2011.

### 3.1.5.2 Aquíferos salinos

Os aquíferos salinos estão espalhados por todo o subsolo do planeta. Como esta água não pode ser utilizada nem pela agricultura e muito menos para consumo animal ou humano, esta opção de armazenamento do CO<sub>2</sub> apresenta-se bem promissora. O primeiro projeto de captura geológica de carbono foi desenvolvido pela Statoil (empresa de energia da Noruega) em seu campo de produção de gás natural de Sleipner (localizado no Mar do Norte).

Segundo a Statoil, o percentual de CO<sub>2</sub> no gás natural de seu campo em Sleipner é de 9% (BGS, 2010), que está acima dos padrões requeridos por seus consumidores. Em 1991 o governo norueguês introduziu uma taxa de USD 50 por tonelada de CO<sub>2</sub> emitida. Estes dois aspectos (padrões exigidos por consumidores mais taxação) incentivaram a Statoil a desenvolver o projeto para captura geológica.

Como visto na figura 15, fisicamente o projeto é composto de duas plataformas. Na primeira é realizada a extração do gás natural rico em CO<sub>2</sub>. Este gás é transferido para a segunda plataforma onde, em uma unidade de absorção química, o CO<sub>2</sub> é comprimido e injetado em um aquífero salino localizado a 1000 metros abaixo do leito do mar. Segundo as projeções do relatório especial do IPCC de 2005 a capacidade de armazenamento total do projeto de Sleipner é de 20 MtCO<sub>2</sub>, das quais, segundo a Statoil até o final de 2008 quase 11 MtCO<sub>2</sub> já tinham sido armazenadas.



Figura 15 – Projeto Sleipner – Fonte: STATOIL, 2011.

Outro projeto desenvolvido pela Statoil é o projeto do campo de produção de gás de Snohvit, no Mar de Barents, norte da Noruega (ESTUBLIER; LACKNER, 2009). O reservatório está localizado em área com lâmina d'água de aproximadamente 300 metros e o gás que vem sendo extraído desde Agosto de 2007 possui uma concentração de CO<sub>2</sub> entre 5% e 8%. O gás natural extraído é transportado por um gasoduto de 143 km até a Unidade Melkoya de LNG (Liquefied Natural Gas = Gás Natural Liquefeito), no continente, onde o CO<sub>2</sub> é separado. Após a separação o CO<sub>2</sub> é comprimido e enviado a um caroduto para ser injetado em um aquífero salino localizado abaixo do reservatório de Snohvit, a uma profundidade de 2.400 metros abaixo do leito do mar. A operação de injeção começou em Abril de 2008 e até Setembro de 2010 já tinham sido sequestrados 800 ktCO<sub>2</sub> (EIKEN, 2011).

### 3.1.5.3 Leitos de carvão

Para a viabilização do armazenamento de CO<sub>2</sub> em leitos de carvão, este processo deve estar associado ao processo de produção de metano a partir de leitos de carvão. A injeção de CO<sub>2</sub> visa à recuperação avançada da produção de metano (Enhanced Coal Bed Methane Recovery, ECBM). O processo vem sendo estudado, entre outros pelo Instituto Federal Suíço de Tecnologia (ETH, 2010). Estes estudos visam alcançar a compreensão necessária para a aplicação da tecnologia em campos de maior escala.

A figura 16 mostra o esquema de ECBM em ciclo fechado utilizando o metano produzido para fornecer energia para uma planta industrial ou termelétrica.

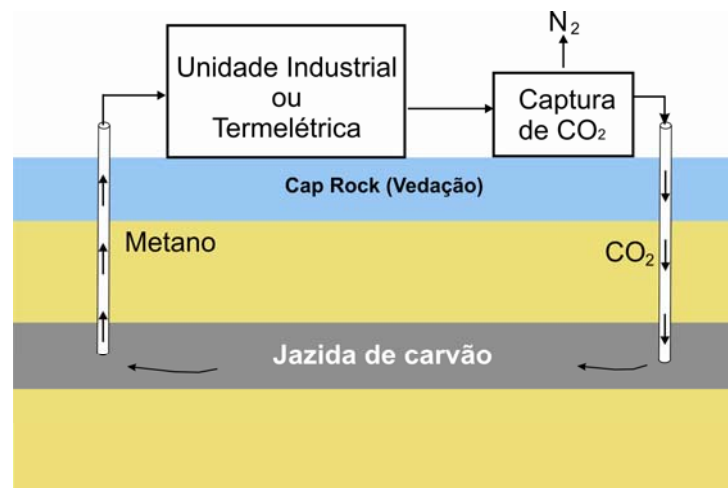


Figura 16 - Recuperação Avançada de produção de metano - Fonte: Autor.

Um projeto piloto de ECBM, financiado pelo Departamento de Energia dos EUA (USDOE), foi desenvolvido em San Juan Basin no Novo México, com a utilização de 4 poços de injeção de CO<sub>2</sub> e 16 poços de produção de metano, além de um poço de observação. A produção de metano começou em Julho de 1989 e a injeção de CO<sub>2</sub> começou em Abril de 1995 e continuou até Agosto de 2001, quando as operações foram suspensas para avaliação dos resultados. A figura 17 mostra os resultados das variações de produção de metano como consequência da injeção de CO<sub>2</sub> (REEVES; OUDINOT, 2005).

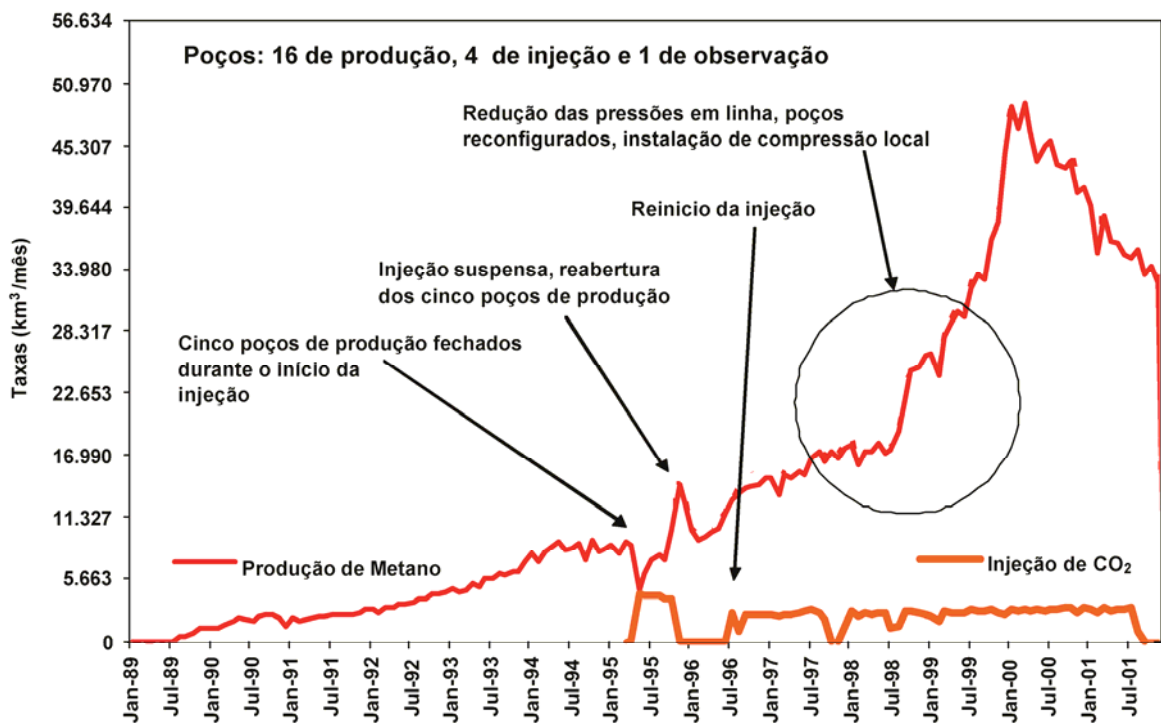


Figura 17 - Histórico de Produção/Injeção do Unidade Piloto de ECBM de Allison  
Fonte: USDOE, 2002.

### 3.1.6 Armazenamento e monitoramento

Armazenamento e monitoramento são considerados como uma única etapa, pois o monitoramento nada mais é que a garantia de estanqueidade do armazenamento do CO<sub>2</sub>. Segundo o relatório especial do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC, 2005), este monitoramento visa verificar possíveis vazamentos ou outras formas que possam deteriorar a integridade do armazenamento ao longo do tempo, garantindo que não apresente riscos ao meio ambiente. Várias tecnologias devem ser utilizadas para atingir diversos tipos de Monitoramento:

- Monitoramento da vazão e pressão da injeção;
- Monitoramento da distribuição do CO<sub>2</sub> no subsolo;
- Monitoramento da integridade dos poços de injeção;
- Monitoramento dos efeitos locais sobre o meio ambiente e
- Monitoramento através de uma rede de sensores colocados em pontos distantes dos locais de injeção.

Todos os dados provenientes destes monitoramentos deverão alimentar sistemas computacionais dotados de *softwares* “inteligentes” que implementem um sistema de gestão de riscos que, além de definir tendências possam antever situações de risco e determinar mudanças de operação e determinar as devidas rotas de mitigação em caso de possíveis vazamentos ou mau funcionamento do sistema.

Neste capítulo são descritas as tecnologias envolvidas nas etapas do processo de captura e armazenamento geológico de carbono, cabendo a seguir o exame dos riscos envolvidos no processo de CCGS

## CAPÍTULO 4 - Riscos do CCGS: percepção e gerenciamento

Neste capítulo são descritos os principais riscos envolvidos no processo de CCGS.

Risco é a exposição ao perigo, expresso pela probabilidade de ocorrer um evento com potencial de danos. Assim, pode-se estimar o risco de um evento pelo produto da probabilidade de ocorrer um evento pela severidade das consequências da concretização do evento.

Avaliação de risco é uma ferramenta utilizada para tomada de decisões que auxilia no gerenciamento de eventos adversos. Para uma perfeita avaliação todos os potenciais perigos e suas consequências podem ser identificados elaborando-se uma série de riscos, como exemplificado na figura 18.

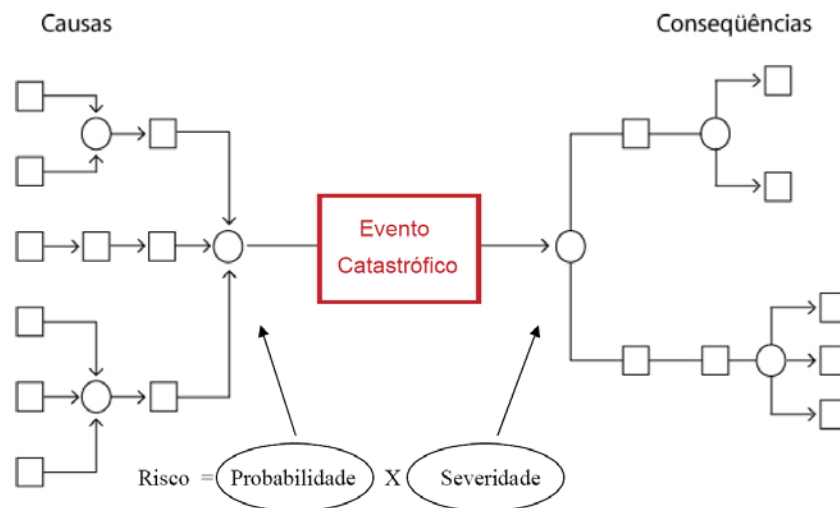


Figura 18 – Série de Risco – Fonte: MORGADO et al (2008).

Normalmente, em empreendimentos industriais, as causas de eventos de grande magnitude são tratadas com uma gestão da tecnologia, ou seja, especificação de equipamentos e materiais, elaboração de normas e procedimentos, programas de treinamento, etc. Desta forma, a busca pela diminuição do risco se concentra na diminuição da probabilidade de ocorrência das causas que desencadeiam a série que leva aos eventos catastróficos e suas consequências. A análise das consequências são realizadas a partir de dados do entorno do empreendimento, sua população e recursos naturais dos quais ela depende. Desta forma, são propostos planos de



contingência e mitigação caso os eventos catastróficos venham a ocorrer. No entanto o foco está sempre voltado para as causas.

Os riscos em projetos de CCGS, pelo menos no que diz respeito ao armazenamento subterrâneo, são de origem híbrida, uma combinação de riscos tecnológicos e naturais, pois uma parte das causas de possíveis vazamentos não depende da operação da tecnologia. O tamanho do reservatório, mudanças demográficas, o comportamento sísmico na região, o micro clima, etc., podem atuar modificando as características do processo e conseqüentemente a sua complexidade. Desta forma, tem-se menos controle sobre as causas que podem levar a um evento catastrófico, sendo importante monitorar e identificar anomalias no processo que possam acionar um plano de alerta de forma a controlar o processo com antecipação (ESTEVEZ; MORGADO, 2010a).

A magnitude e a complexidade dos eventos envolvidos nos projetos de CCGS impedem que os mesmos possam ter um gerenciamento de risco clássico baseado em procedimentos administrativos e controles operacionais. Diferentemente de uma planta industrial, o processo de CCGS está embutido em um corpo natural que é responsável pela sua função final. A atuação da população do entorno e dos abalos sísmicos como causa e efeito em uma série de risco e as alterações geofísicas e geoquímicas naturais do reservatório, exemplificam claramente a dinâmica ímpar do gerenciamento de risco de um projeto de CCGS, impondo ao seu sistema de gerenciamento de risco uma inteligência adaptativa capaz de acompanhar esta dinâmica.

A complexidade da análise de risco no processo de CCGS depende de uma série de aspectos inerentes a cada projeto dos quais se podem citar:

- Tecnologia de separação;
- Vazão de separação e injeção;
- Distância entre o local onde se dá a separação e o local de injeção;
- Finalidade da injeção;
- Características do reservatório utilizado para o armazenamento;
- Tecnologia de monitoramento e

- Substâncias que formam o gás a ser injetado.

A combinação destes aspectos irá determinar quais riscos devem ter a sua análise realizada.

#### **4.1 Riscos nas etapas de separação, desidratação e compressão**

Devido ao seu caráter pontual, os riscos destas etapas são semelhantes aqueles envolvidos no processo industrial que será a fonte de CO<sub>2</sub>. No caso de Weyburn, a planta de gaseificação de carvão em Beulah, no caso de Sleipner, o seu próprio poço de produção de gás. No entanto, deve-se ressaltar que a adição de unidades de separação, desidratação e compressão de CO<sub>2</sub> aumenta a complexidade da planta industrial, aumentando os riscos cruzados e conseqüentemente alterando por completo a análise de risco.

Soma-se ao cenário, o fato da compressão mover o fluido para pressões elevadas, situação de severidade que intensifica a probabilidade de ocorrência de eventos como ruptura de tubos em trocadores de calor.

#### **4.2 Riscos na etapa de transporte**

Segundo levantamento da PHMSA (Pipeline & Hazardous Materials Safety Administration) do Departamento de Transporte dos Estados Unidos da América (USDOT - United States Department of Transportation) existiam nos Estados Unidos da América, ao final de 2008, 5580 km de carbodutos em operação principalmente de projetos de Recuperação Avançada de Petróleo (EOR - Enhanced Oil Recovery).

Como apresentado no mapa da figura 19, estes carbodutos estão localizados nos estados Dakota do Norte (ND), Wyoming (WY), Utah (UT), Colorado (CO), Novo México (NM), Texas (TX), Oklahoma (OK), Mississippi (MS) e Louisiana (LA). A maior parte destes carbodutos atravessa regiões de baixa densidade demográfica. Esta característica reduz o fator de severidade do risco associado que é conseqüentemente reduzido. Isto é claramente entendido uma vez que prioritariamente a severidade reflete os efeitos diretos de possíveis acidentes sobre os seres humanos. No entanto,

efeitos sobre biomas naturais se, por um lado não afetam diretamente populações locais, podem de outra feita representar possibilidade de efeitos secundários sobre populações mais distantes. Se estes efeitos, por não serem diretos, forem negligenciados, os prejuízos podem ser maiores e de maior abrangência, deixando assim o âmbito local e adquirindo um caráter regional.



Figura 19 - Carbodutos nos Estados Unidos da América - Fonte: PHSMA/USDOT

Em áreas densamente povoadas e com alto grau de industrialização, como aquelas do centro-norte da Europa, carbodutos que interligarão as fontes emissoras com os locais de armazenamento irão conviver com um grande contingente populacional com grande poder de mobilização. Se por um lado os armazenamentos "onshore" possuem baixa aceitação, os projetos de armazenamento "offshore" necessitarão de uma rede de carbodutos. A atual percepção de risco coloca os riscos do armazenamento "onshore" acima dos riscos de transporte. Este aspecto pode ser facilmente entendido uma vez que a população já convive há décadas com oleodutos e gasodutos, porém não está acostumada com a idéia de ter debaixo de seus pés formações geológicas armazenando milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> "prestes a escapar".

As falhas no sistema de carbodutos podem ser causadas por furos ou por rompimentos completos do carboduto. Em ambos os casos a falha pode ser causada por:

- Corrosão;
- Falha na construção;
- Defeitos de material;
- Movimentação dos solos;
- Erros de operação e
- Atividades humanas da população no entorno.

As questões climáticas e geológicas do local onde está ou será implantado um carboduto, influem diretamente nos efeitos sofridos pelos materiais empregados na construção do mesmo. Além disso, estes aspectos também influenciam diretamente a escolha da utilização de carbodutos enterrados ou a céu aberto. No caso de falha em um carboduto de alta pressão enterrado que cause um grande vazamento, a pressão irá cair rapidamente, desprendendo uma grande quantidade de energia. Esta energia irá fazer com que o solo acima do carboduto seja ejetado causando possíveis danos materiais e de vidas.

Os acidentes relacionados às atividades da população do entorno em áreas densamente povoadas representa um risco maior tanto em probabilidade quanto em severidade. Tal fato requer um maior investimento em segurança patrimonial e um monitoramento constante das expansões urbanas nos locais por onde o carboduto passa.

Os principais aspectos que influenciam a vazão de escape de CO<sub>2</sub> durante um acidente são:

- Diâmetro interno do carboduto;
- Tamanho do furo;
- Temperatura e pressão de operação e
- Distância entre válvulas de bloqueio.

A dispersão do CO<sub>2</sub> liberado ocorre de forma diferente à dispersão de gases menos densos que o ar. A dispersão se dá em forma de uma nuvem que se move perto da superfície e o seu progresso depende fortemente da topografia e da meteorologia local.

A questão mais importante a ser analisada é o impacto de vazamentos de CO<sub>2</sub> à saúde humana. A concentração e o tempo de exposição são os dois aspectos a serem analisados. A concentração de 150.000 ppm (15% em volume) de CO<sub>2</sub> pode levar um ser humano à perda de consciência em menos de 1 minuto. Uma exposição por 1 hora às concentrações entre 100.000 ppm e 150.000 ppm pode produzir um grau de mortalidade entre 20% e 90% (KOORNNEEF et al, 2010).

### **4.3 Riscos nas etapas de injeção e armazenamento/monitoramento**

Os riscos envolvidos nas duas etapas finais estão intimamente ligados ao objetivo do processo de CCGS uma vez que se relacionam diretamente com a garantia da estanqueidade.

#### **4.3.1 Risco de vazamento do CO<sub>2</sub> injetado para a atmosfera**

Quando injetado, o CO<sub>2</sub> é menos denso que os fluidos salinos dos reservatórios e, portanto pode migrar para outras formações geológicas no subsolo ou para a superfície. A fuga para a atmosfera pode, além de causar risco à saúde humana e ao meio ambiente dos arredores do vazamento, comprometer a efetividade do processo de controle das emissões de GEE, que o CCGS visa atender. A fuga de CO<sub>2</sub> em elevada concentração pode afetar catastróficamente a biota local.

Vazamentos de CO<sub>2</sub> para a superfície podem ocorrer por:

- Fraturas ou falhas geológicas pré-existentes;
- Fraturas geológicas causadas por movimentos sísmicos induzidos ou não pelo processo de armazenamento;
- Poços de produção ou de injeção abandonados e

- Mudanças a longo prazo das propriedades das rochas do reservatório.
- Guerras ou atividades terroristas.

Em um projeto de EOR a perfuração de novos poços de injeção é feita até que não seja mais economicamente viável. Os poços abandonados, apesar de selados com cimento antes de seu abandono, podem fornecer caminhos possíveis para fuga do CO<sub>2</sub>. Isto pode ocorrer devido à degradação dos materiais de vedação. O contato de CO<sub>2</sub> em salmoura aumenta em cerca de dez vezes o ataque ao cimento selante quando comparado com água pura (BARLET-GOUE´DARD et al, 2009). O projeto Weyburn possui atualmente mais de mil poços em toda a extensão lateral do modelo de migração. Um dos pressupostos dos estudos realizados em Weyburn leva em consideração um aumento, em 100 anos, da permeabilidade do cimento de selagem de um valor inicial de 0,001 md até 1 md (ZHOU et al, 2004).

As mudanças das propriedades de porosidade e permeabilidade das rochas do reservatório de armazenagem podem ser causadas pelo efeito das interações químicas entre o ácido carbônico e os minerais formadores da rocha. O ácido carbônico é gerado diretamente pela reação do CO<sub>2</sub> com a água presente no reservatório. Este efeito é mais preponderante no armazenamento que utiliza aquíferos salinos, como o projeto de CCGS em Sleipner, mas também ocorre, em menor escala, em reservatórios de poços em processo de EOR, como no projeto Weyburn.

Estudos realizados pela Universidade de Nottingham (PATIL et al, 2009) para avaliar os efeitos de possíveis vazamentos de CO<sub>2</sub>, injetaram artificialmente CO<sub>2</sub>, a uma taxa controlada de um litro por minuto. O estudo utilizou dois tipos de terra: pastagem com gramíneas e campo arado deixado em repouso antes da semeadura e constatou que o aumento da concentração de CO<sub>2</sub> deslocou o O<sub>2</sub> do solo e diminuiu o seu pH. Em consequência destas alterações, foram observados efeitos negativos nas atividades das minhocas, no crescimento das gramíneas, na germinação após a semeadura e por conseguinte no estabelecimento e na produtividade da safra.

### 4.3.2 Risco da movimentação subterrânea do CO<sub>2</sub> injetado

Quando a migração se dá dentro do subsolo, um dos aspectos mais importantes a ser analisado na movimentação do CO<sub>2</sub> injetado é a capacidade que o mesmo possui de carrear metais podendo contaminar águas subterrâneas.

Para uma perfeita avaliação deste risco, deve se levar em conta a composição principal da formação rochosa do reservatório de armazenagem. Existem basicamente dois tipos de formação rochosa:

- Rochas de carbonato (calcita, argonita, dolomita etc.) e
- Rochas de silicato (quartzo, feldspato etc.).

A presença de água salgada, que ocorre quando o armazenamento se dá em aquíferos salinos, é importante, pois propicia a formação do ácido carbônico, que reage com os minerais do reservatório podendo carrear os metais presentes nos mesmos. Este carreamento pode levar à contaminação de aquíferos potáveis próximos.

No caso de rochas de silicato o ácido carbônico reage lentamente com a rocha e quase não há mudança na porosidade e permeabilidade. De forma diversa, as rochas de carbonato reagem mais rapidamente com o CO<sub>2</sub> alterando a porosidade e a permeabilidade. Este efeito, no entanto, sofre um amortecimento devido ao aumento rápido do pH da água salgada, acarretando uma diminuição da ação ácida sobre a rocha (WILSON et al, 2007).

Como exemplo do risco de movimentação subterrânea pode-se citar o projeto desenvolvido pela In Salah Gas (ISG), uma “joint venture” que reúne a British Petroleum (33%), a Statoil (32%) e a Sonatrach, da Argélia (35%). O gás produzido pelos poços de produção na região do deserto do Saara possui em média 7% de CO<sub>2</sub> e precisam ter este percentual reduzido para um valor menor que 0,3% para poder ser exportado para a Europa. Neste sentido, foi implantada uma unidade de purificação localizada no oásis de Krechba, no deserto do Saara, a 700 km de Argel (IDING; RINGROSE, 2009).

Como visto na figura 20, o metano purificado segue para o norte em um gasoduto até se interligar à rede de exportação de gás da Argélia, enquanto o CO<sub>2</sub> capturado é pressurizado, transportado por carboduto e injetado em um aquífero salino localizado abaixo do campo de gás.

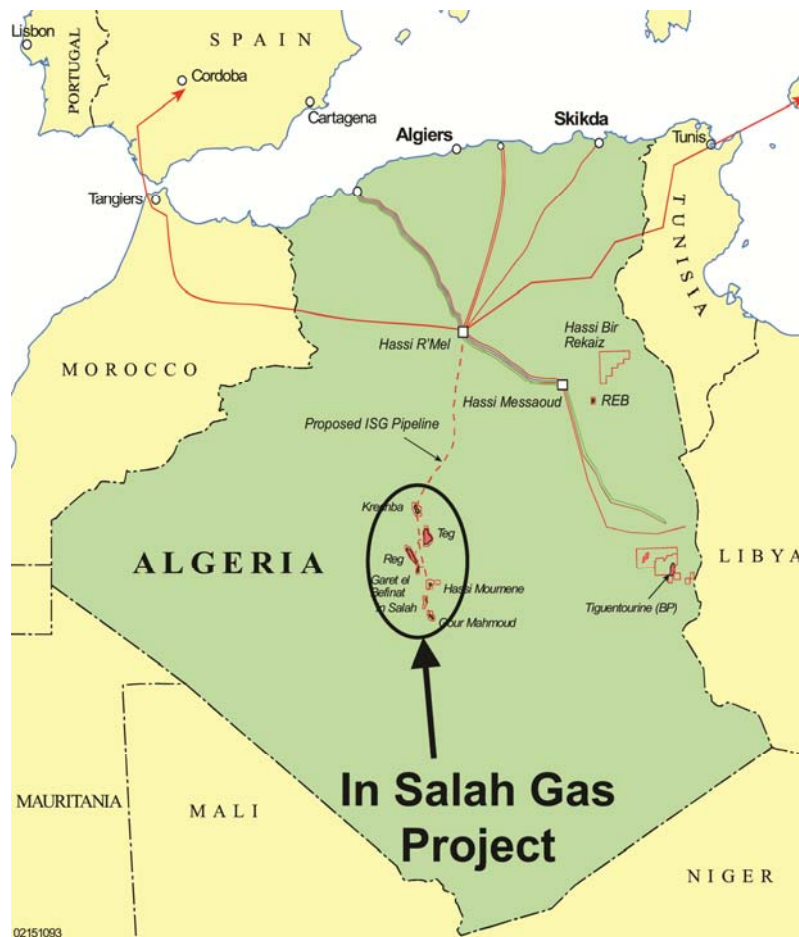


Figura 20 - Projeto de Purificação de Gás Natural e Sequestro de CO<sub>2</sub> In Salah.

Fonte: WRIGHT, 2006

O grande risco deste empreendimento é a possibilidade da migração do CO<sub>2</sub> em direção a um aquífero potável antigo que repousa acima do reservatório de gás. Investigações demonstraram que a parte superior do reservatório onde o CO<sub>2</sub> está sendo injetado possui uma espessa camada de xisto que promove a selagem deste reservatório. No entanto, este risco de contaminação da água subterrânea deve ter uma atenção prioritária, principalmente se for levado em consideração que a região onde se encontra o empreendimento possui uma severa escassez e um histórico de violentos conflitos pelo controle da água.



Outro risco associado à movimentação subterrânea é a possibilidade de geração de abalos sísmicos devido à alteração das características geofísicas do subsolo. Em uma análise em série de risco o abalo sísmico pode ser considerado como o evento principal capaz de desencadear outros eventos catastróficos com danos materiais, perdas de vidas e alteração de ecossistemas naturais. Além disso, o abalo sísmico pode ser considerado um risco contribuinte capaz de gerar uma fratura geológica por onde se desenvolva uma fuga de grande vazão do CO<sub>2</sub> armazenado.

### **4.3.3 Risco da utilização de reservatórios de hidrocarbonetos**

A análise de riscos na utilização de reservatórios de hidrocarbonetos exauridos para o sequestro geológico de carbono ou a utilização de injeção de CO<sub>2</sub> no processo de recuperação de produção de petróleo (EOR) é uma análise complexa que sofrerá constantes mudanças ao longo do tempo e que deverá levar em consideração os diversos poços perfurados no reservatório. Em um dado reservatório e num dado instante cada poço existente estará em um entre cinco estados básicos:

- Poço de produção
- Poço de injeção
- Poço selado sem instrumentação para o monitoramento
- Poço selado com instrumentação para o monitoramento
- Poço de monitoramento

Para cada um dos inúmeros poços já existentes o seu estado poderá mudar, mudando em conjunto a instrumentação necessária e a hierarquização da relevância dos dados que alimentam o gerenciamento de risco. Além disto, a mudança de estado de um determinado poço altera o sistema, afetando o poder de monitoramento de todo o sistema. Assim o gerenciamento de risco deverá possuir uma capacidade de se auto-adaptar para acompanhar a evolução do sistema.

Nesse capítulo, analisaram-se os riscos presentes na atividade de captura, transporte, injeção e armazenamento geológico do dióxido de carbono. Na captura, no transporte e na injeção, os riscos são tecnológicos e estão relacionados a processos

que possuem similaridades com atividades já há muito tempo vivenciadas pela indústria do petróleo. No armazenamento, os riscos mais relevantes são aqueles relacionados à migração subterrânea do CO<sub>2</sub>. A movimentação do CO<sub>2</sub> armazenado pode entre outros efeitos causar abalos sísmicos, contaminar aquíferos potáveis ou propiciar o descobrimento de rotas de fuga do CO<sub>2</sub> para a atmosfera. O retorno do CO<sub>2</sub> sequestrado para a atmosfera, por sua vez, traz consigo além das perdas dos recursos financeiros investidos no processo, os riscos ambientais inerentes a vazamentos de CO<sub>2</sub>.

## CAPÍTULO 5 - Política e regulação de CCGS

Neste capítulo, são mostradas as experiências de regulação de CCGS no mundo, o conjunto de legislações ambientais no Brasil que deverão nortear as propostas para a regulação brasileira e aspectos sobre percepção de risco e aceitação pública de projetos de CCGS.

Na maioria dos países, a regulação de CCGS é de responsabilidade exclusiva do governo central (federal). Nos Estados Unidos, na Austrália e no Canadá existe um processo de co-responsabilidade nos níveis federal, estadual e municipal.

A legislação específica para regular as atividades envolvidas em CCGS deve partir das leis já existentes sobre exploração e processamento de combustíveis fósseis. Países como Noruega, Canadá e Espanha já estão realizando esta experiência de elaboração da regulação de CCGS tendo como base a legislação de exploração de óleo e gás ou mesmo através de emendas a leis de exploração mineral já existentes.

Tratados marítimos, como o Protocolo de Londres, proíbem a exportação de lixo ou outros materiais e também o descarte ou incineração em alto mar de tais materiais. Esta proibição foi alvo de uma emenda em 2009 para permitir a exportação de CO<sub>2</sub> de um país para outro. Esta emenda para entrar em vigor necessita ser ratificada por pelo menos dois terços dos países membros do Protocolo de Londres. Sem esta ratificação países densamente povoados e sem saída para o mar, como os da Europa Central, ficam impedidos de utilizar a opção, mais aceita por suas populações, de realizar o armazenamento "offshore", utilizando-se formações geológicas nas plataformas continentais de países que podem atuar desta forma como prestadores dos serviços de seqüestro geológico de carbono. No entanto, apenas poucos países estão envolvidos com o desenvolvimento de CCGS e muito menos ainda na opção de armazenamento "offshore" com necessidade de transporte transfronteiriço de CO<sub>2</sub>.

Outro acordo marítimo internacional, o Protocolo OSPAR (Oil Spill Preparedness and Response = Preparação e Resposta ao Derramamento de óleo) que tem por objetivo prevenir a poluição do Atlântico Norte, sofreu emendas para permitir a injeção de CO<sub>2</sub> no leito do mar e também espera a ratificação. Como este acordo só tem quinze participantes, estão faltando apenas duas ratificações para entrar

em vigor. Esta maior facilidade de ratificação se deve também ao fato da região possuir o maior empreendimento em grande escala de CCGS “offshore” que utiliza a formação geológica de Utsira, localizada no Mar do Norte entre a Noruega e o Reino Unido. Utsira é um aquífero salino que vem sendo utilizado e testado por mais de 15 anos como reservatório para o CO<sub>2</sub> capturado na plataforma produtora de gás natural de Sleipner. Além disso, Utsira tem uma grande capacidade de armazenamento que foi avaliada como sendo suficiente para permitir o armazenamento de longo prazo de parte das emissões industriais de CO<sub>2</sub> da Holanda, da Bélgica e da Alemanha (BROEK et al, 2009).

Existem propostas, aceitas em parte até pela OMC (Organização Mundial do Comércio), de se criar taxas de importação diferenciadas para produtos oriundos de países com políticas e compromissos de redução de emissões diferentes. Esta política tem por objetivo igualar competitivamente produtos que trazem embutidos em seus preços, custos oriundos de taxaçaõ ambiental, aplicados em seus países de origem (WTO & UNEP, 2009).

Organismos internacionais como a UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change - Convençaõ-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas), que foi criada em 1992 na Conferência das Nações Unidas para o Ambiente e Desenvolvimento (Rio 92) tem um papel importantíssimo no fomento de CCGS. O protocolo de Quioto, que é um acordo internacional criado no âmbito do UNFCCC, visa a estabilizar as emissões de GEE com objetivo de frear o aquecimento global. O Protocolo de Quioto possui entre seus mecanismos o CDM (Clean Development Mechanism = Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)). O CDM permite que países em desenvolvimento, não pertencente ao anexo I do Protocolo de Quioto e que ainda não têm metas compulsórias de redução de emissões, desenvolvam projetos que reduzam emissões de GEE e ganhem com isso Certificados de Redução de Emissãõ (CER = Certified Emission Reduction) que podem ser comercializados com os países desenvolvidos. Estes CER adquiridos podem ser utilizados pelos países desenvolvidos para ajudá-los a alcançar as suas metas de redução de emissões. Devido as dúvidas ainda existentes sobre a capacidade de se garantir a efetividade do sequestro geológico de carbono, os

projetos que envolvem CCGS ainda não são elegíveis a receber CER. Outro motivo pelo qual o CCGS ainda não recebeu a condição de elegibilidade como CDM é a disputa político-econômica entre as indústrias de energia fóssil já consolidadas, os ambientalistas, os pesquisadores e os representantes das indústrias eólicas e solar. Os primeiros defendem a utilização de CCGS como forma de limpeza das fontes sujas enquanto os últimos atribuem à utilização de CCGS a extensão da utilização dos combustíveis fósseis, desencorajando assim os investimentos no desenvolvimento de fontes renováveis de baixo carbono.

Na décima-sexta Conferência das Partes em Cancun (COP 16 = Conference of the Parties 16) foi determinado que o processo de CCGS deve ser incluído como elegível ao CDM e foi requerido ao Corpo de Assessoramento Científico e Tecnológico que elaborasse os procedimentos para inclusão de CCGS no CDM para ser decidido na COP 17 em Durban (dezembro de 2011). O relatório final (UNFCCC, 2010) enumera uma série de questionamentos a respeito de CCGS que devem ser levados em conta antes da aprovação final de CCGS com CDM, entre os quais pode-se citar:

- Critérios robustos e rigorosos para a seleção do local de armazenamento;
- Planos rigorosos de monitoramento visando à adequada gestão dos riscos envolvidos;
- Fronteiras do empreendimento devem incluir tanto as áreas acima do solo quanto as áreas subterrâneas;
- Estudo das rotas migratórias;
- Inclusão da possibilidade da dissolução do CO<sub>2</sub> nas águas subterrâneas

Em Durban, o CMP (Conference and Meeting of the Parties = Conferência e Encontro das Partes) do protocolo de Quioto finalmente determinou os critérios para a inclusão do CCGS como CDM. Apesar do futuro incerto do próprio protocolo de Quioto, a inclusão do CCGS como CDM reflete a aceitação internacional de que o mesmo é uma tecnologia de baixo carbono assim como as tecnologias solar e eólica. Um destes critérios é a obrigatoriedade de existência de legislação doméstica

específica por parte do país que irá hospedar o empreendimento, que além disso precisa submeter ao secretariado da UNFCCC uma carta de acordo entre o país hospedeiro e o país do Anexo I indicando as responsabilidades em caso de vazamento (UNFCCC, 2011).

### **5.1 Percepção de risco e aceitação pública**

Além dos desafios técnicos, de financiamento e de regulação, a aceitação pública inclui um quarto e não menos importante desafio que precisa ser enfrentado para a implantação de um projeto de CCGS. Como exemplo da importância da aceitação pública na efetivação de projetos de CCGS pode-se citar o caso do projeto da Shell em Barendrecht, Holanda (KUIJPER, 2010).

O projeto planejado iria armazenar cerca de 10 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> durante um período de 25 anos capturados de uma planta de gaseificação de hidrogênio na refinaria Pernis da Shell, perto de Roterdã. O CO<sub>2</sub> seria transportado por um caroduto de cerca de 20 km e injetado em dois campos vazios de gás natural a mais de 1.852 metros de profundidade, sob a cidade de Barendrecht.

Apesar das inúmeras reuniões informativas realizadas com o conselho municipal e de um forte apoio do governo central, através da aprovação da Câmara Alta do Parlamento holandês, do Ministério de Assuntos Econômicos e de Habitação e do Ministério do Planejamento Espacial e Meio Ambiente, o projeto recebeu uma forte oposição da municipalidade de Barendrecht, resultando no atraso e finalmente no cancelamento do projeto.

A implantação dos projetos de CCGS precisa contar com a aprovação da sociedade que deve acreditar que o CO<sub>2</sub> injetado ficará armazenado no reservatório por milhares de anos. Para tal, a análise dos riscos associada ao eventual escape de CO<sub>2</sub> é uma etapa fundamental no ciclo de vida do sistema de armazenamento e visa promover e garantir a segurança da atividade para o meio ambiente e a saúde humana, colaborando para a aceitação da tecnologia pela sociedade (ESTEVES; MORGADO, 2011).

Além da segurança do armazenamento, outro aspecto sujeito a críticas que precisa ser tratado para permitir a aceitação pública é a sustentabilidade.

Estes dois aspectos, risco e sustentabilidade precisam ser abordados num processo de desenvolvimento da política e regulação, para tratar e permitir a implantação dos projetos de CCGS. Neste contexto, a responsabilidade no longo prazo sobre o armazenamento de CO<sub>2</sub> será fator de vital importância para regulação e licenciamento desses empreendimentos (ESTEVEES; MORGADO, 2010a).

Um dos grandes entraves para o sequestro "onshore", principalmente em áreas densamente povoadas é a aceitação por parte da população dos municípios que ficam sobre os reservatórios. Fato similar acontece quando do estudo para localização de aterros sanitários. Da mesma forma que os cidadãos de todos os municípios querem que o lixo gerado em suas residências e atividades comerciais seja recolhido assim também toda a população do planeta deseja que as concentrações atmosféricas de dióxido de carbono tenham uma diminuição em sua taxa de crescimento. No entanto, é baixa a aceitação, por parte das pessoas, de localização de um aterro sanitário ou de um reservatório geológico para armazenamento de CO<sub>2</sub> perto de suas propriedades urbanas ou rurais. Esta baixa aceitação se dá apesar da população comum desconhecer a maioria dos riscos envolvidos no armazenamento geológico, dos quais os mais relevantes são a possibilidade de abalos sísmicos e a contaminação de aquíferos potáveis da região (ESTEVEES; MORGADO, no prelo)

A regulação da utilização do subsolo para armazenamento geológico é algo novo que irá suscitar amplos debates sobre os aspectos políticos e econômicos. Estes complexos debates irão envolver as esferas federal, estaduais e municipais além, é claro, dos direitos civis individuais.

É neste sentido que o estudo de armazenamento geológico em aquíferos salinos ou outras formações geológicas "offshore" localizadas nas plataformas continentais se mostra como a melhor opção. O estudo feito por pesquisadores holandeses (BROEK et al, 2009), mostra a viabilidade técnica e econômica de se construir uma malha de carbodutos ligando as unidades de geração de energia elétrica e indústrias de emissão intensiva de CO<sub>2</sub> ao aquífero de Utsira. Utsira está localizado no mar do norte, entre a Grã-Bretanha e a Noruega e vem sendo testado desde 1996, como opção de armazenamento pela planta piloto Sleipner de CCGS, da Statoil. O estudo realizado levou em consideração as perspectivas de crescimento das

emissões por parte da crescente demanda por energia e a estimativa de crescimento das taxas de emissões de €25 / tCO<sub>2</sub> em 2010 para €60 / tCO<sub>2</sub> em 2030 e continuando neste patamar até 2050. O trabalho levou ainda em consideração a possibilidade de se utilizar a estrutura para seqüestrar também parte das emissões da Alemanha e da Bélgica.

O aquífero de Utsira tem uma capacidade de armazenamento estimada em 42 GtCO<sub>2</sub> (BOE et al, 2002). Só para se ter noção do potencial de Utsira, levando-se em consideração a estimativa da IEA mostrada na figura 3, de que 19% do total de redução das emissões devem ser obtidas com CCGS tem-se uma previsão para 2050 de um total de 9,12 GtCO<sub>2</sub> / ano. Chega-se portanto a conclusão de que Utsira é capaz de capturar sozinho todo o CO<sub>2</sub> emitido, em todo o planeta, por mais de quatro anos. Isto é claro, considerando que se confirmem as previsões (IEA, 2010b) de emissões anuais para 2050.

## 5.2 Austrália

Na Austrália as esferas federal, estadual e territorial possuem jurisdição sobre o CCGS “onshore” e sobre o CCGS “offshore” até o limite de 5.556 km (três milhas náuticas). Na plataforma continental australiana, além das três milhas náuticas, a jurisdição é estritamente federal.

Em junho de 2011 o Governo Central Australiano aprovou a “Regulamentação de Armazenamento de Petróleo e Gases de Efeito Estufa (Injeção e Armazenamento) 2011”. Esta regulamentação, que se aplica ao Ato de Armazenamento de Petróleo e Gases de Efeito Estufa aprovado em 2006, discorre basicamente sobre os seguintes elementos interligados:

- Teste de Risco significativo de um impacto adverso relevante.
- Informações necessárias para a Declaração de uma formação geológica como sendo adequada para armazenamento geológico.
- Planos de locais para injeção e armazenamento.
- Relatórios de incidente.
- Descomissionamentos.
- Descarregamento de garantias.



Em julho de 2011 o governo australiano apresentou o seu plano Energia Limpa no Futuro (“Clean Energy Future”) que implanta uma taxa de US\$ 25 por tonelada de CO<sub>2</sub> a partir de julho de 2012. Estão incluídas na taxação todas as atividades que emitem mais que 25.000 toneladas de CO<sub>2</sub> por ano. Não estão incluídas as emissões de veículos automotivos leves e atividades de uso da terra. Para manter a competitividade, siderúrgicas, mineradoras de carvão e as geradoras de eletricidade irão receber compensações. Um plano de segurança energética terá o papel de garantir a geração de eletricidade frente a possíveis problemas, visto que na Austrália, 75% da energia elétrica são geradas por termelétricas a carvão. Cortes de impostos para os consumidores também estão previstos de modo a compensar possíveis aumentos no custo de vida devido à taxa de emissão de CO<sub>2</sub>. A adoção da taxa de emissão foi fruto das sugestões de empresas do setor de mineração de carvão, que propuseram ao governo em 2010 a adoção da taxa de emissão de CO<sub>2</sub> aliada ao investimento de parte dos recursos advindos desta taxação em desenvolvimento de tecnologias limpas que permitam as empresas manterem a competitividade perante o mercado mundial.

### **5.3 Canadá**

No Canadá, o governo central e os governos das províncias têm jurisdição compartilhada sobre CCGS. A jurisdição provincial se aplica sobre os recursos naturais dentro das fronteiras de cada província incluindo a exploração e desenvolvimento de fontes de recursos naturais não renováveis e a gestão de unidades de geração de energia elétrica. Este fato faz com que as províncias tenham autoridade sobre certos aspectos do CCGS. Outros elementos do CCGS estão sob jurisdição federal tais como comércio internacional ou interprovincial, para fornecimento de energia, taxações e legislação criminal.

## 5.4 Noruega

Na Noruega a taxa de emissão de CO<sub>2</sub>, instituída em 1991 recaiu principalmente sobre o setor “offshore” de extração de óleo e gás. Foram excluídas da taxação setores de grande impacto na emissão de CO<sub>2</sub> na Noruega, quais sejam a pesca, indústrias metalúrgicas, cimenteiras, aviação entre outras. O setor de geração de energia elétrica não foi afetado pois 98% da energia são geradas por hidroelétricas. Fruto desta política de taxação centrada na exploração e consumo de combustíveis fósseis, o preço da gasolina e do diesel são os mais altos dentre os países europeus (equivalente em julho de 2011 a quatro reais). Além disso, pelas exceções, a taxa de carbono na Noruega não conseguiu alcançar a diminuição das emissões nas taxas pretendidas.

Quanto à legislação específica de CCGS os Ministérios do Petróleo e Energia, do Trabalho e do Meio Ambiente em maio de 2011 continuavam a trabalhar na nova regulamentação de transporte e armazenamento de CO<sub>2</sub> nos reservatórios submarinos da plataforma continental norueguesa. O trabalho vem sofrendo certo atraso devido a considerações internas dos ministérios envolvidos e, portanto não há ainda nenhuma proposta de regulação a ser submetida à consulta pública.

## 5.5 União Européia

Tanto os estados membros quanto a Comissão Européia estão envolvidos na regulamentação de CCGS. Os estados membros são solicitados a colocar em prática as diretivas e regulações da União Européia, entre estas se incluindo o EU ETS (*Europe Union Emission Trading System* = Sistema de Comercio de Emissões da União Européia). No caso do CCGS, esta reunião significa principalmente a Directiva CCGS, mas as diretivas geraos da UE ETS também se aplicam. A directiva CCGS tem de ser transposta para as legislações dos Estados membros até junho de 2011. Este processo permite que cada país desenvolva uma legislação para CCGS que leve em conta suas circunstâncias particulares, assegurando simultaneamente a adequação a legislação quadro da União Européia.

## 5.6 Estados Unidos

Nos Estados Unidos, a lei que define as responsabilidades da USEPA para proteger e melhorar a qualidade do ar é a Lei do Ar Limpo (CAA – Clean Air Act). A CAA foi promulgada em Dezembro de 1970 e revisada pelas emendas promulgadas pelo Congresso em Novembro de 1990, sofrendo desde então várias pequenas alterações.

Especificamente sobre emissões de GEE, em Dezembro de 2009, a USEPA (United States Environmental Protection Agency - Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos) publicou uma nota indicando que o administrador da USEPA havia concluído que as concentrações atmosféricas atuais e projetadas de GEE põe em perigo a saúde pública e o bem-estar das gerações atuais e futuras. (USEPA, 2009).

Devido algumas projeções feitas pela USEPA e pela USEIA (United States Energy Information Administration = Administração de Informação de Energia dos Estados Unidos) tais como baixo crescimento na demanda de energia elétrica, baixo preço do gás natural e grande disponibilidade de gás natural, a única projeção de novas termelétricas a carvão, além das que já estão sendo construídas, são uma pequena quantidade de unidades de médio porte, incentivadas por programas federais de implantação de captura e sequestro de carbono. Na figura 21 as projeções indicam que o crescimento de aproximadamente 700 TWh (tera watt hora) entre 2015 e 2030 se dará quase que integralmente por entrada em operação de unidades de geração de energia elétrica a partir de gás natural e com ciclo combinado, utilizando em um mesmo ciclo turbinas a gás e turbinas a vapor.

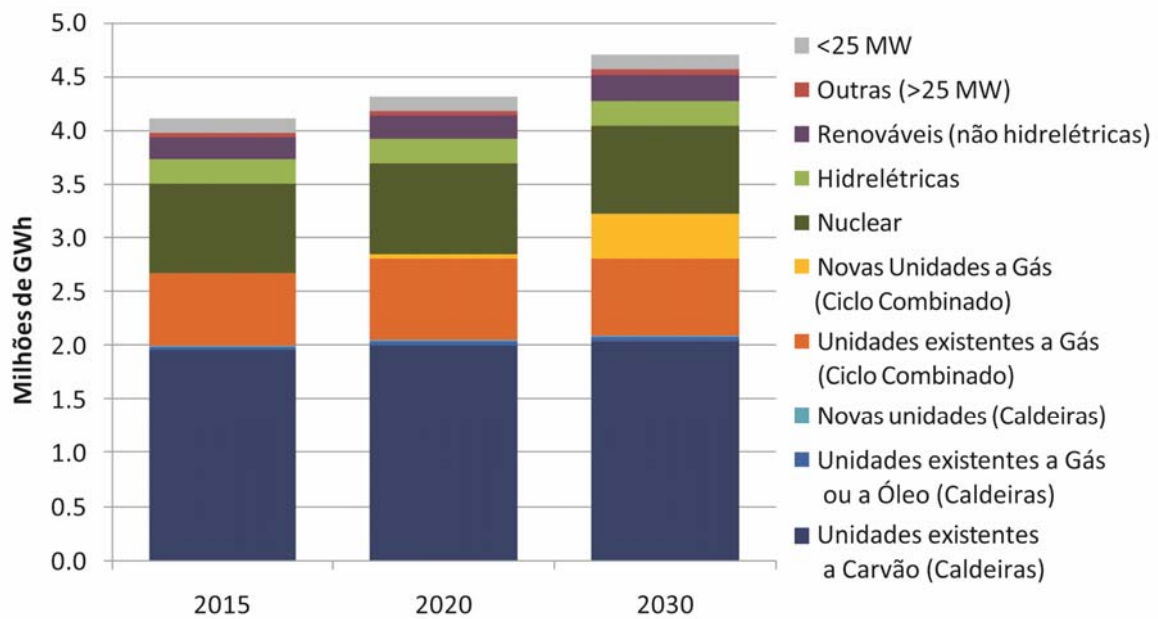


Figura 21 – Projeções de Distribuição das Unidades de Geração de Energia Elétrica nos Estados Unidos da América- Fonte: USEPA, 2011b

Outro fato que se pode observar da figura 20 é que quase metade dos 4,1 milhões de GWh ((giga watt hora) previstos para 2015, serão gerados por termelétricas a carvão tradicionais com turbinas movidas pelo vapor gerado em grandes caldeiras. Como se pode observar na tabela 5, das atuais 1266 termelétricas a carvão existentes nos Estados Unidos, mais de um terço são grandes usinas com potencia média de 532 MW (mega watt) que contribuem com 76% de toda energia elétrica geradas por usinas a carvão.

Tabela 5 - Unidades de Geração de Energia Elétrica a Carvão nos Estados Unidos da América  
 Fonte: USEPA, 2011b

Tamanho (MW)	Número de Unidades	Idade Média (anos)	Capacidade Média (MW)	Capacidade Total (MW)	Participação	Eficiência Térmica Média (Btu/kWh)
< 25	193	45	15	2.849	1%	11.154
25 - 49	108	42	38	4.081	1%	11.722
50 - 99	162	47	75	12.132	4%	11.328
100 - 149	269	49	141	38.051	12%	10.641
150 - 249	81	43	224	18.184	6%	10.303
> 250	453	34	532	241.184	76%	10.193
<b>Totais</b>	<b>1266</b>			<b>316.480</b>	<b>100%</b>	

Levando em consideração estas projeções, em Dezembro de 2010, a USEPA anunciou a elaboração de regras que irão abordar as emissões de GEE a partir de Unidades de Geração de Energia Elétrica que queimam combustíveis fósseis e que produzam mais que 25 MWe (Mega Watt elétrico). As regras estabelecerão padrões de desempenho de novas fontes de emissão (NSPS - New Source Performance Standards) para unidades de geração de energia elétrica que queimam combustíveis fósseis novas ou a serem reformadas. Além disso, as regras irão estabelecer um guia de emissões para as unidades já existentes. A USEPA apresentou a proposta de regulação em Setembro de 2011. Esta proposta tem como prazo de discussões Maio de 2012 quando então será apresentada a regulamentação final.

## 5.7 CCGS e a legislação brasileira

### 5.7.1 Constituição federal

A atual Constituição da República Federativa do Brasil, promulgada em 1988, possui o artigo 225 que trata exclusivamente sobre Meio Ambiente. No corpo desse artigo, é feita referência ao conceito de sustentabilidade, que foi apresentado pelo relatório final da Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento (WCED/UN, 1987) da ONU, também conhecida por “Comissão Brundtland”, por ter sido presidida pela Sra Harlen Brundtland, ex ministra do ambiente e ex-primeira ministra da Noruega. Embora somente neste relatório, publicado em 1987, com o título *Nosso Futuro Comum* (Our Common Future), seja apresentado pela primeira vez de forma explícita o conceito de Desenvolvimento Sustentável o mesmo foi sendo amadurecido pelos estudos realizados pelo Painel de Especialistas em Desenvolvimento e Meio Ambiente em preparação a Conferência de Estocolmo de 1972 (UN, 1971) e por tantos outros trabalhos publicados pelo Clube de Roma em seus três relatórios: “Os Limites do Crescimento” (MEADOWS et al, 1972), “Momento de decisão” (MESAROVIC; PESTEL, 1974) e “Para uma Nova Ordem Internacional” (TINBERGEN et al, 1976). O artigo 225, assim como na definição do Desenvolvimento Sustentável declara que todos têm o direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, essencial a sadia qualidade de vida e o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações.

No parágrafo primeiro do artigo 225, são listadas todas as incumbências do Poder Público para assegurar a todos esse direito. O item diretamente relacionado à atividade de CCGS é o item 4, que incumbe o poder público de exigir a confecção e publicidade de estudo prévio de impacto ambiental para todas as atividades potencialmente causadoras de degradação ao meio ambiente.

Além do artigo 225, existem vários outros trechos de artigos que citam a proteção ao meio ambiente. No artigo 23, item 6 é declarada a responsabilidade do estado em todos os seus três níveis (Federal, Estadual e Municipal) pela proteção do meio ambiente e pelo combate da poluição em qualquer de suas formas. Se por um lado o processo de CCGS ao diminuir a taxa de crescimento da concentração de CO<sub>2</sub>

na atmosfera é uma ação mitigadora dos efeitos de modificação do clima, por outro lado traz consigo possíveis impactos que tem que ser tratados por medidas preventivas e/ou também mitigadoras.

O artigo 24 indica a competência legislativa conjunta das esferas federal e estadual sobre "... defesa do solo e dos recursos naturais, proteção do meio ambiente e controle da poluição" (item 6) e "responsabilidade por dano ao meio ambiente..." (item8).

O ministério Público recebe no artigo 129 a função de "promover o inquérito civil e a ação civil pública, para a proteção... do meio ambiente ...".

No artigo 170, que relaciona os princípios gerais da atividade econômica, a defesa do meio ambiente é listada como um de seus princípios.

No artigo 186 que faz parte do capítulo que trata da política fundiária um dos quatro requisitos exigidos para o cumprimento da função social de uma propriedade rural é a "utilização adequada dos recursos naturais disponíveis e preservação do meio ambiente". É importante ressaltar que os imóveis que não estejam cumprindo sua função social são passíveis de desapropriação por parte da União.

No artigo 200 é atribuído ao SUS (Sistema Único de Saúde) a colaboração na proteção do meio ambiente. O artigo 200 que faz parte do capítulo 5 que trata da comunicação social são delegados à legislação federal o estabelecimento dos meios legais que garantam à pessoa e à família a possibilidade de se defender da propaganda de produtos, práticas e serviços que possam ser nocivos à saúde e ao meio ambiente.

Todos os aspectos gerais enumerados na Constituição Federal precisam ser regulamentados através das leis e decretos.

## **5.7.2 Política Nacional de Meio Ambiente (PNMA)**

A lei 6.938/81, regulamentada pelo decreto 88.351/83, estabeleceu a Política Nacional de Meio Ambiente (PNMA) e criou o Sistema Nacional de Meio Ambiente (SISNAMA). Dentro da estrutura do SISNAMA foi criado o CONAMA (Conselho

Nacional do Meio Ambiente) que é o órgão consultivo e deliberativo do SISNAMA. O CONAMA publica resoluções que criam diretrizes gerais, normas e padrões.

A resolução CONANA 01/86 dispõe sobre as definições, as responsabilidades, os critérios básicos e as diretrizes gerais para uso e implementação da Avaliação de Impacto Ambiental. Para instalação e operação de um empreendimento que execute qualquer uma das atividades consideradas potencialmente poluidoras listadas no artigo 2 da resolução CONAMA 01/86 será obrigatório a elaboração do Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA).

As atividades listadas como potencialmente poluidoras que estão relacionadas às etapas de um empreendimento de CCGS são gasodutos (item 5), extração de combustível fóssil (item 8) no caso onde se usa o CO<sub>2</sub> capturado para processos de recuperação avançada de petróleo (EOR), usinas de geração de eletricidade (item 11) no caso do processo de captura dos gases de exaustão de termelétricas, unidades industriais (item 13) no caso do processo de captura for realizado em processos petroquímicos (refinarias, fabricas de fertilizantes, usinas gaseificadoras de carvão, etc.), siderúrgicas, cimenteiras e demais unidades de processamento químico.

O conjunto EIA/RIMA é uma etapa obrigatória no processo de licenciamento da atividade por parte do órgão ambiental (Federal, Estadual ou Municipal) e deve além de realizar uma previsão da magnitude dos prováveis impactos (positivos ou negativos) do projeto, definir as medidas mitigadoras dos impactos negativos. Estas medidas mitigadoras fazem parte das exigências a serem cumpridas para a concessão da licença ambiental.

Os procedimentos e critérios utilizados para o licenciamento ambiental estão determinados na resolução CONAMA 237/97. Em seu anexo I, esta resolução lista as atividades que necessitam de licenciamento de forma ainda mais detalhada do que a que aparece no artigo 2 da resolução CONAMA 1/86. As atividades são licenciadas por órgão ambientais de um dos três níveis da estrutura governamental. Os artigos 4, 5 e 6 definem respectivamente quais empreendimentos serão licenciados no âmbito federal, estadual e municipal. O artigo 4 define que o licenciamento de empreendimentos “cujos impactos ambientais diretos ultrapassem os limites territoriais do País ou de um ou mais Estados” deverá ficar a cargo do IBAMA



(Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis), que é o órgão federal executor do SISNAMA. Conclui-se portanto que os projetos de CCGS devem ser licenciados no âmbito federal.

### **5.7.3 Lei dos Crimes Ambientais**

A Lei 9605/98, conhecida como “Lei de Crimes Ambientais”, que tipifica os crimes ambientais, atribuindo-lhes penas é uma poderosa arma de ação inibidora das condutas e atividades lesivas ao meio ambiente. As penas podem ser privativas de liberdade ou restritivas de direitos. Logo em seu artigo 3 a lei 9605/98 não exclui as responsabilidades das pessoas físicas em processos em que pessoas jurídicas são responsabilizadas, criando assim a figura da co-autoria e co-responsabilidade de empresas e pessoas físicas. Além das penas a lei prescreve multas que são quantificadas no Decreto 6514/08.

O Decreto 6514/08 dispõe sobre as infrações ao meio ambiente e suas respectivas sanções administrativas, estabelecendo o processo administrativo federal para apuração destas infrações. No artigo 3 são prescritas, entre outras, as sanções de embargo de atividade (item 7) e suspensão parcial ou total das atividades (item 9). Os artigos de 8 a 13 tratam das multas a serem aplicadas como sanções às infrações. O artigo 8 estabelece que a multa tenha por base a unidade de medida (hectare, metro cúbico, etc.) de acordo com o objeto jurídico lesado. No caso do armazenamento de carbono os grandes reservatórios a serem utilizados podem incorrer em multas vultosas uma vez que, como está explícito no parágrafo único do artigo 8, a unidade de medida será definida pelo órgão ambiental de acordo com o recurso ambiental objeto da infração.

### **5.7.4 Leis Ambientais Estaduais**

Além das leis federais, os estados também têm legislação ambiental própria. No que diz respeito às ações mitigatórias do efeito das mudanças climáticas, as legislações estaduais são ainda muito incipientes. Como exemplo de lei estadual que

introduz os conceitos necessários a implantação de captura e armazenamento de carbono no Brasil, pode-se citar a lei 13.798/09, do estado de São Paulo, que institui a Política Estadual de Mudanças Climáticas - PEMC.

O artigo 4º, item 32 da lei 13.798/09 traz a definição geral de sequestro de carbono, englobando tanto o sequestro biológico, feito por meio de mudanças de uso da terra, quanto o sequestro geológico a ser realizado com a separação e remoção de carbono dos gases de combustão ou pelo processamento de combustíveis fósseis para produção de hidrogênio, com posterior estocagem por longos períodos em reservatórios subterrâneos vazios de petróleo e gás, carvão e aquíferos salinos.

O artigo 8º, item 6, determina a adoção de medidas mitigatórias de emissões de GEE com ampliação de sumidouros de carbono. O artigo 22 atribui ao Poder Executivo Estadual a criação de instrumentos econômicos para estimulação de medidas de mitigação de emissões de gases de efeito estufa. Entre as medidas descritas neste artigo estão:

- Estímulo de créditos financeiros voltados à mitigação de emissões e de adaptação aos impactos das mudanças climáticas;
- Estabelecimento de preços e tarifas públicas e outras formas de cobrança por atividades emissoras;
- Estímulo à manutenção de florestas existentes e recuperação vegetal;
- Fomentar a implantação de projetos que utilizem o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL.

O futuro da indústria do CCGS no mundo depende inquestionavelmente das definições das políticas e regulamentações públicas das nações. Vários projetos, que já tiveram seus pilotos tecnicamente aprovados, já possuem investimentos públicos disponíveis para a construção de plantas comerciais de maior escala. No entanto, a falta de uma regulamentação que defina padrões faz com que estes projetos de maior escala não sejam implantados. A utilização de sistemas de CCGS por uma parcela das empresas aumenta os seus custos operacionais tornando-as economicamente menos competitivas. Uma regra geral para todas as empresas é fundamental para a viabilização da construção e operação de projetos de CCGS em escala comercial.

Neste capítulo, foram mostradas as iniciativas de regulação de CCGS em alguns países, entre os quais o Brasil. Foram apresentados aspectos sobre percepção de risco e aceitação pública de projetos de CCGS. Por fim foi apresentado o conjunto de legislações ambientais brasileiras que deverão nortear as propostas para a regulação de CCGS no Brasil.

## CAPÍTULO 6 - Cenários e Estratégias para Redução de Emissões de CO<sub>2</sub> no Brasil

Neste capítulo, são apresentados os cenários de curto prazo de evolução das emissões no Brasil levando-se em consideração os setores industriais, geração de energia e exploração de combustíveis fósseis.

### 6.1 Setor industrial

O crescimento da indústria da construção civil brasileira segue em ritmo acelerado devido às obras de infraestrutura e moradias do PAC (programa de aceleração do crescimento). Em resposta ao deficit habitacional de mais de cinco milhões de casas o governo brasileiro lançou o programa “Minha Casa Minha Vida” que tem por meta a construção e reforma de aproximadamente três milhões de moradias até 2014. A esta imensa demanda de obras soma-se aquelas necessárias aos eventos mundiais que o Brasil irá ceder tais como a Copa do Mundo de Futebol de 2014 e as Olimpíadas de 2016. (CIMENTO.ORG, 2011)

Outro aspecto que pode alterar para mais o ritmo industrial é a política de aumento no conteúdo nacional. Esta política tem por objetivo primário agregar valor tecnológico aos bens manufaturados, reduzindo a exportação de matéria prima sem nenhum beneficiamento. Assim, ao invés de reforçar a exportação de minério de ferro, deve-se reforçar o incentivo à indústria siderúrgica nacional. Como os impactos ambientais da exploração mineral são uma herança que o Brasil deve gerenciar, assim também devem ser gerenciados os impactos positivos de geração de empregos e divisas através da exportação de bens manufaturados com alto grau de valor agregado.

### 6.1.1 Indústria Siderúrgica

A figura 22 mostra a produção, o consumo, a capacidade instalada e os investimentos na indústria siderúrgica. O crescimento expressivo dos investimentos nos anos de 2007, 2008 e 2009 refletiu-se no aumento de produção nos anos de 2009, 2010 e 2011 com tendência de crescimento forte para 2012. Além disso, muito dos investimentos foram não só no aumento da produção, mas também em alteração de processos visando à diminuição de emissões. Alguns destes projetos foram concebidos dentro dos critérios do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) do protocolo de Quioto e, por conseguinte poderão requerer certificados de redução de emissões. O processo de co-geração de energia através do aproveitamento do gás de aciaria, por exemplo, já resultou em aproximadamente 400 mil toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente em certificados. Outro exemplo de projeto MDL é a substituição do coque por carvão vegetal em altos fornos de uma empresa, em fase de implantação, que tem o potencial de 940 mil toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes por ano (IAB, 2010b).

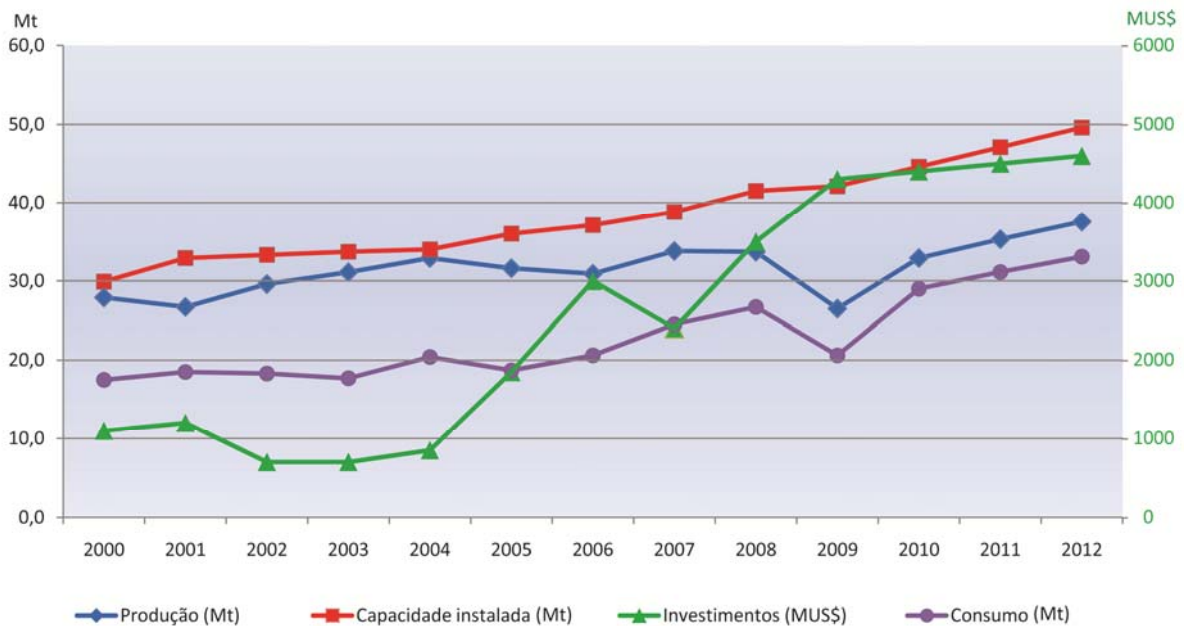


Figura 22 - Produção, consumo, capacidade instalada e investimentos na indústria siderúrgica.

Fonte: IAB, 2011

A capacidade instalada ainda se encontra acima da produção mais de 10 milhões de toneladas e os investimentos continuam num crescente o que indica uma certeza por parte do setor de que a demanda continuará se elevando bem acima do crescimento geral da economia.

### 6.1.2 Indústria do Cimento

Segundo levantamentos feitos pela Iniciativa de Sustentabilidade do Cimento do Conselho Mundial Empresarial para o Desenvolvimento Sustentável (WBCSD/CSI - *World Business Council for Sustainable Development / Cement Sustainability Initiative*) e apresentados no relatório 2010 do Sindicato Nacional da Indústria do Cimento (SNIC, 2010) a indústria cimenteira no Brasil é moderna e tecnologicamente atualizada, tendo apresentado em 2009 emissões médias em torno de 550 kg de CO<sub>2</sub> por tonelada de cimento produzido enquanto a América do Norte apresentou emissões médias em torno de 750 kg de CO<sub>2</sub> por tonelada de cimento produzido.

A figura 23 apresenta a evolução da produção de cimento no período de 1990 até 2010. Na indústria cimenteira, mais de 50% dos custos direto de produção são compostos por combustível e energia elétrica.

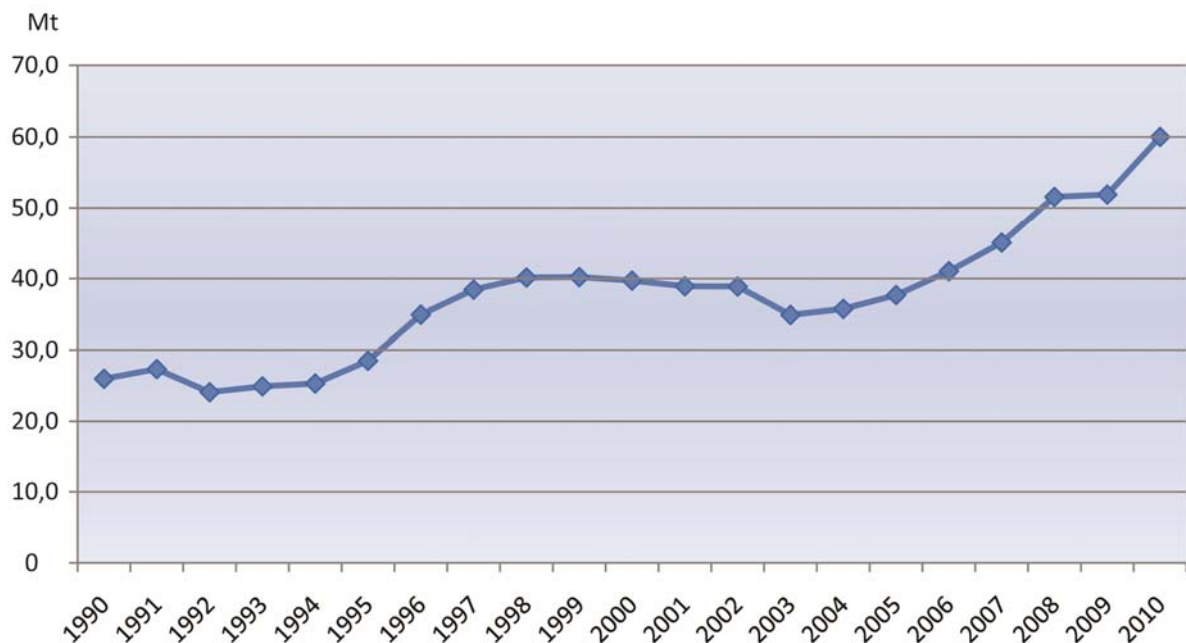


Figura 23 – Evolução da produção brasileira de cimento – Fonte: SNIC, 2010

O crescimento da atividade industrial leva a uma tendência de alta nas taxas de emissão enquanto o aumento da eficiência energética freia esta tendência de alta. Para um cenário de médio prazo, uma importante e ainda pouco explorada oportunidade é reciclar calor residual de alta temperatura de processos como fornos de coque, alto fornos, fornos elétricos e fornalhas de cimento, principalmente para

geração de energia elétrica usando o processo de Calor e Energia Combinados (CHP - Combined Heat and Power) também conhecido como co-geração (PNUMA, 2011). A Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (USEPA) mantém um programa denominado “CHP Partnership” (USEPA, 2011c) que tem por objetivo facilitar o desenvolvimento de novos projetos em co-geração de forma a promover os seus benefícios econômicos e ambientais.

O PNUMA (2011) conclui que o setor industrial tem um potencial significativo para aprimoramentos de eficiência de energia e que os resultados de modelagem indicam que investimentos verdes em eficiência de energia ao longo das próximas quatro décadas podem reduzir o consumo de energia industrial em quase metade em comparação ao modelo atual.

O aumento real da massa salarial no Brasil, traz consigo um aumento no consumo de cimento. Atrelado ao aumento de emprego e renda tem-se também o aumento da expansão do crédito imobiliário por parte do governo e dos bancos privados. A indústria da construção civil brasileira cresce assim acima do crescimento do PIB (Produto Interno Bruto), impulsionando-o. O consumo por habitante por ano chegou em 2010 ao patamar de 311 kg. A tabela 6 mostra o crescimento do consumo de cimento com valores passados (SNIC, 2010) e previsões futuras (CIMENTO.ORG, 2011).

Tabela 6 - Consumo de cimento no Brasil - Fontes: SNIC, 2010 e CIMENTO.ORG, 2011

	Varição do PIB	Varição Crescimento do Consumo	Consumo de Cimento (Mt/ano)
<b>2003</b>	0,55%	-	34.884
<b>2004</b>	5,70%	2,40%	35.734
<b>2005</b>	3,20%	5,40%	37.666
<b>2006</b>	4%	8,90%	41.027
<b>2007</b>	5,70%	9,80%	45.054
<b>2008</b>	5,10%	14%	51.365
<b>2009</b>	-0,20%	0,60%	51.892
<b>2010</b>	6,50%	15,60%	60.008
<b>2011</b>	5%	7%	64.208
<b>2012</b>	5%	10%	70.628
<b>2013</b>	5%	5%	74.160
<b>2014</b>	5%	8%	89.093

## 6.2 Setor de Geração de Energia Elétrica

A figura 24 mostra a matriz de geração de energia elétrica do Brasil segundo dados do site da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2010). O Brasil tem uma matriz predominantemente livre das emissões de CO<sub>2</sub>, onde a geração hidrelétrica em conjunto com as mínimas contribuições de energia nuclear e eólica é responsável por 77,1% de toda a capacidade de geração de energia elétrica instalada no Brasil. No entanto, os 22,9% restantes estão relacionados a termelétricas a combustão, com uma predominância das termelétricas a gás, mas com quase um terço (8%+23%=31%) destes 22,9% provenientes de termelétricas altamente poluidoras, a óleo e a carvão mineral.

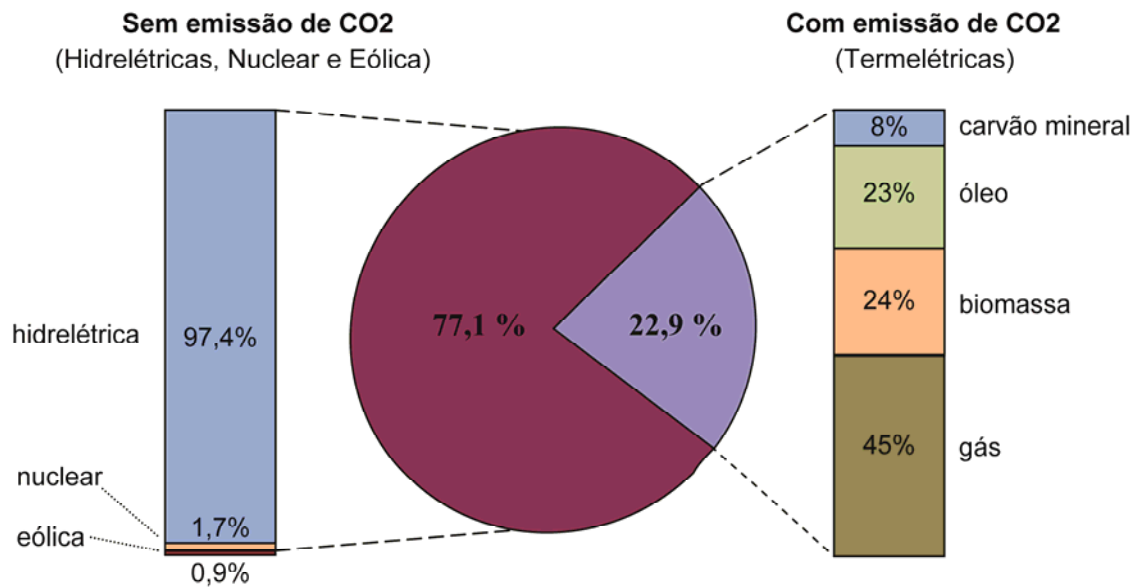


Figura 24 – Matriz de Geração de Energia Elétrica  
(Gerado a partir de dados da ANEEL, 2010)



A figura 25 mostra a distribuição em potência outorgada dos diversos tipos de unidades geradoras de energia elétrica em construção, segundo dados do site da ANEEL (2010).

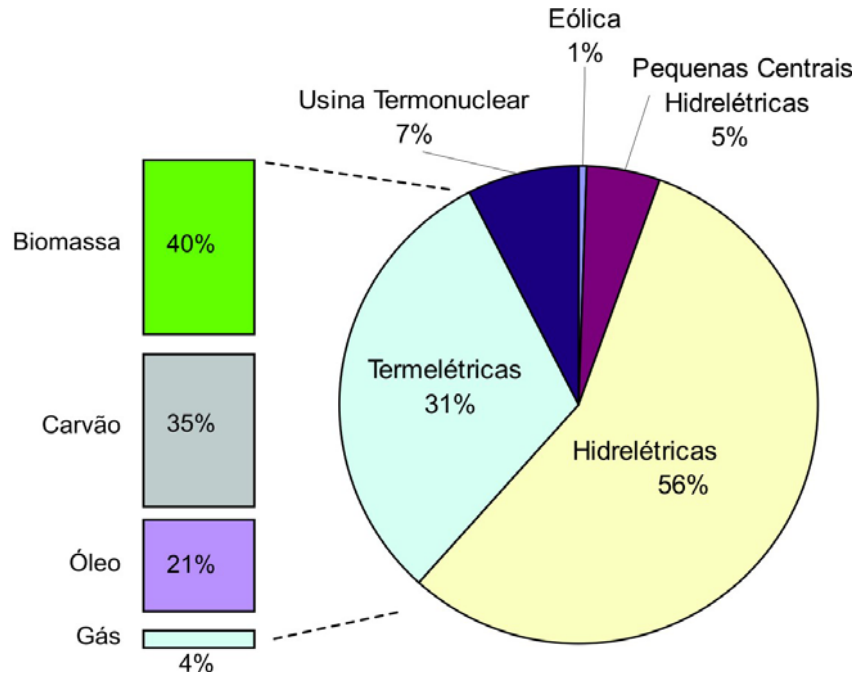


Figura 25 - Unidades de Geração de Energia Elétrica em construção (Gerado a partir de dados da ANEEL, 2010)

Quando se compara as termelétricas em operação (matriz atual - figura 24) com as termelétricas em construção (figuras 25) observa-se um aumento de 22,9% para 31%. Pode-se observar ainda que as termelétricas a carvão e a biomassa têm um crescimento no percentual de participação, respectivamente de 8% para 35% e de 24% para 40%. As termelétricas a óleo têm um comportamento estável na mesma comparação, enquanto as termelétricas a gás têm um expressivo decréscimo percentual de 45% para 4%. Este decréscimo a médio prazo deve ser revertido quando as imensas reservas do Pré-Sal com razão gás/óleo na ordem de 200 m<sup>3</sup> gás/m<sup>3</sup>, começarem a ser disponibilizadas.

Este crescimento das termelétricas leva o Brasil rumo a uma matriz mais "suja". Analisando os dados da ANEEL (2010) da participação dos diversos tipos de unidades geradoras de energia elétrica e levando-se em consideração as unidades em operação (atual), as unidades em construção (curto prazo) e as unidades outorgadas pela ANEEL (2010), que ainda não estão em fase de construção (médio prazo) chega-

se ao gráfico da figura 26.

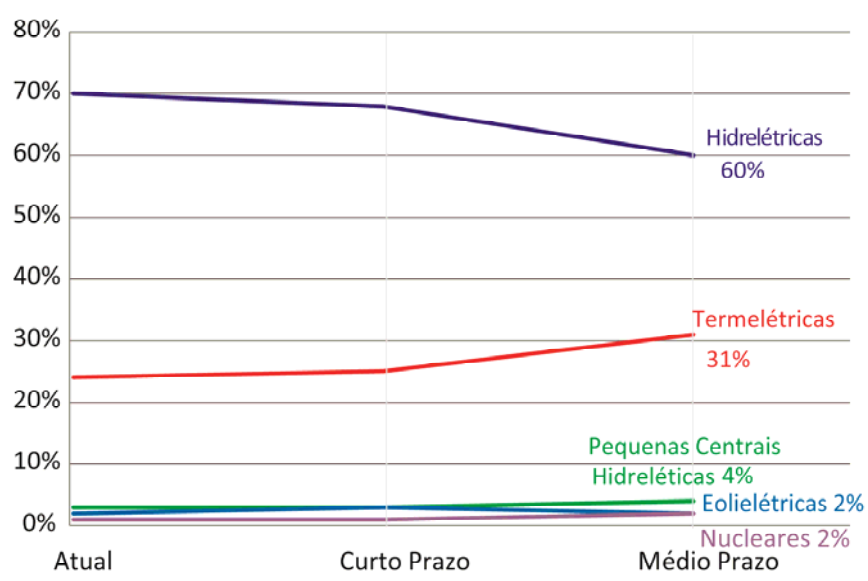


Figura 26 - Evolução da Participação na Geração de Energia Elétrica no Brasil  
(Gerado a partir de dados da ANEEL, 2010)

Embora haja um ligeiro aumento nas emissões devido ao crescimento a médio prazo da geração de energia elétrica a partir de usinas termelétricas emissoras de CO<sub>2</sub> do patamar de 24% para 31%, a matriz brasileira continua predominante livre de emissões de CO<sub>2</sub>.

### 6.3 Evolução das emissões de CO<sub>2</sub> no Brasil

A tabela 7 apresenta as emissões de CO<sub>2</sub>, em quilo toneladas (kt), de todos os setores de atividades econômicas, para os anos de 1990 e 2005, baseados no Inventário Brasileiro de Emissões (MCT, 2010).

Os quatro setores apresentados são:

- Setor de Energia, que inclui a extração, o transporte e a queima de combustíveis fósseis (CF) nos diversos subsetores,
- Setor de Processos Industriais, excetuando a queima de CF já incluídos no setor de Energia,
- Setor de Mudança do Uso da Terra e Florestas, que inclui a variação do estoque de carbono na biomassa acima ou abaixo do solo pela mudança no uso da terra, e
- Setor de Tratamento de Resíduos, que inclui a disposição de resíduos sólidos e tratamento de esgotos.

Tabela 7 - Emissões de CO<sub>2</sub> em 1990 e 2005 - Fonte: MCT BRASIL, 2010

Setor	Emissões 1990 (kt)	Emissões 2005 (kt)	Participação 2005 (%)	Varição 1990-2005 (%)
Energia	179.948	313.695	19,20	74,3
Queima de combustíveis fósseis (CF)	172.371	299.941	18,30	74,0
Subsetor energético	22.668	48.601	3,00	114,4
Subsetor industrial	36.835	75.620	4,60	105,3
Indústria siderúrgica	3.862	16.467	1,00	326,4
Indústria química	8.681	15.446	0,90	77,9
Outras indústrias	24.292	43.707	2,70	79,9
Subsetor transporte	79.914	133.431	8,10	67,0
Transporte aéreo	3.503	5.374	0,30	53,4
Transporte rodoviário	71.339	122.765	7,50	72,1
Outros meios de transporte	5.072	5.291	0,30	4,3
Subsetor residencial	13.818	15.484	0,90	12,1
Subsetor agricultura	10.052	14.809	0,90	47,3
Outros subsetores	9.083	11.996	0,70	32,1
Extração e transporte de CF	7.578	13.754	0,80	81,5
Mineração de carvão	1.353	957	0,10	-29,3
Extração e transporte de óleo e gás	6.225	12.797	0,80	105,6
Processos Industriais	45.265	65.474	4,00	44,6
Produção de cimento	11.062	14.349	0,90	29,7
Produção de cal	3.688	5.356	0,30	45,2
Produção de amônia	1.683	1.922	0,10	14,2
Produção de ferro-gusa e aço	24.756	38.283	2,30	54,6
Produção de alumínio	1.574	2.472	0,20	57,1
Outras indústrias	2.502	3.093	0,20	23,6
Mudança do Uso da Terra e Florestas	766.493	1.258.626	76,80	64,2
Mudança do uso da terra	761.390	1.251.152	76,40	64,3
Bioma Amazônia	460.525	842.967	51,50	83,0
Bioma Cerrado	233.001	275.378	16,80	18,2
Outros biomas	67.863	132.806	8,10	95,7
Aplicação de calcário nos solos	5.103	7.474	0,50	46,5
Tratamento de Resíduos	24	110	0,01	358,3
<b>TOTAL</b>	<b>991.730</b>	<b>1.637.905</b>	<b>100,00</b>	<b>65,2</b>

A figura 27 apresenta o gráfico da participação percentual no ano de 2005 dos setores e seus subsetores. O setor de Tratamento de Resíduos não é apresentado no gráfico por possuir valor percentual próximo a zero.

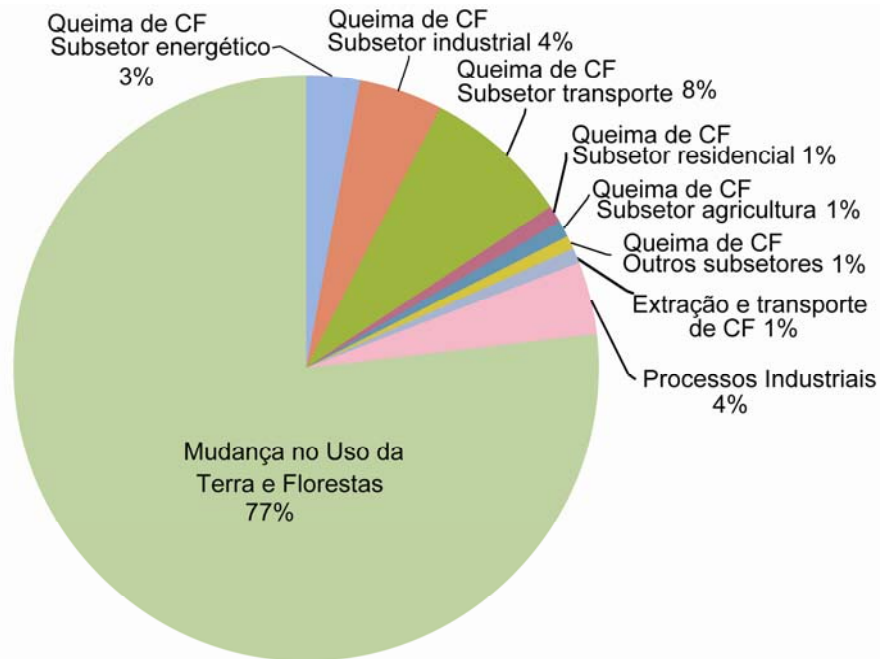


Figura 27 - Participação dos setores nas emissões de CO<sub>2</sub> em 2005.  
(Gerado a partir de dados de MCT BRASIL, 2010)

A figura 28 apresenta o gráfico de barras da evolução das emissões de CO<sub>2</sub> em cada um dos setores, excetuando-se o Tratamento de Resíduos, por possuir valor percentual próximo a zero (0,01%), e a Mudança do Uso da Terra e Florestas, que por representar 77% de todas as emissões faria com que a escala ficasse demasiadamente estendida diminuindo-se a percepção das variações das emissões dos demais setores e subsectores. A queima de CF nos subsectores energético, com variação de 114%, e industrial, com variação de 105%, seguido da extração e transporte de CF, com 82% de variação, foram os que tiveram maior aumento nas emissões de CO<sub>2</sub>.

Apesar da queima de CF no subsector de transporte ter tido uma menor variação, com aumento de 67%, continua sendo de longe a atividade, excetuando-se a mudança do uso da terra, que mais emite CO<sub>2</sub>. No entanto, na estratégia de mitigação das emissões do setor de transporte não pode ser utilizado CCGS, pois estas emissões são de caráter difuso. Por outro lado, as emissões de CO<sub>2</sub> por queima de CF nos subsectores energético e industrial e as emissões de CO<sub>2</sub> nos processos industriais,

não relacionadas às queimas de CF, principalmente nos processos de descarbonatação do calcário para produção do clínquer (matéria prima da indústria do cimento) e da cal e no processo de redução do minério de ferro da indústria siderúrgica, podem utilizar CCGS.

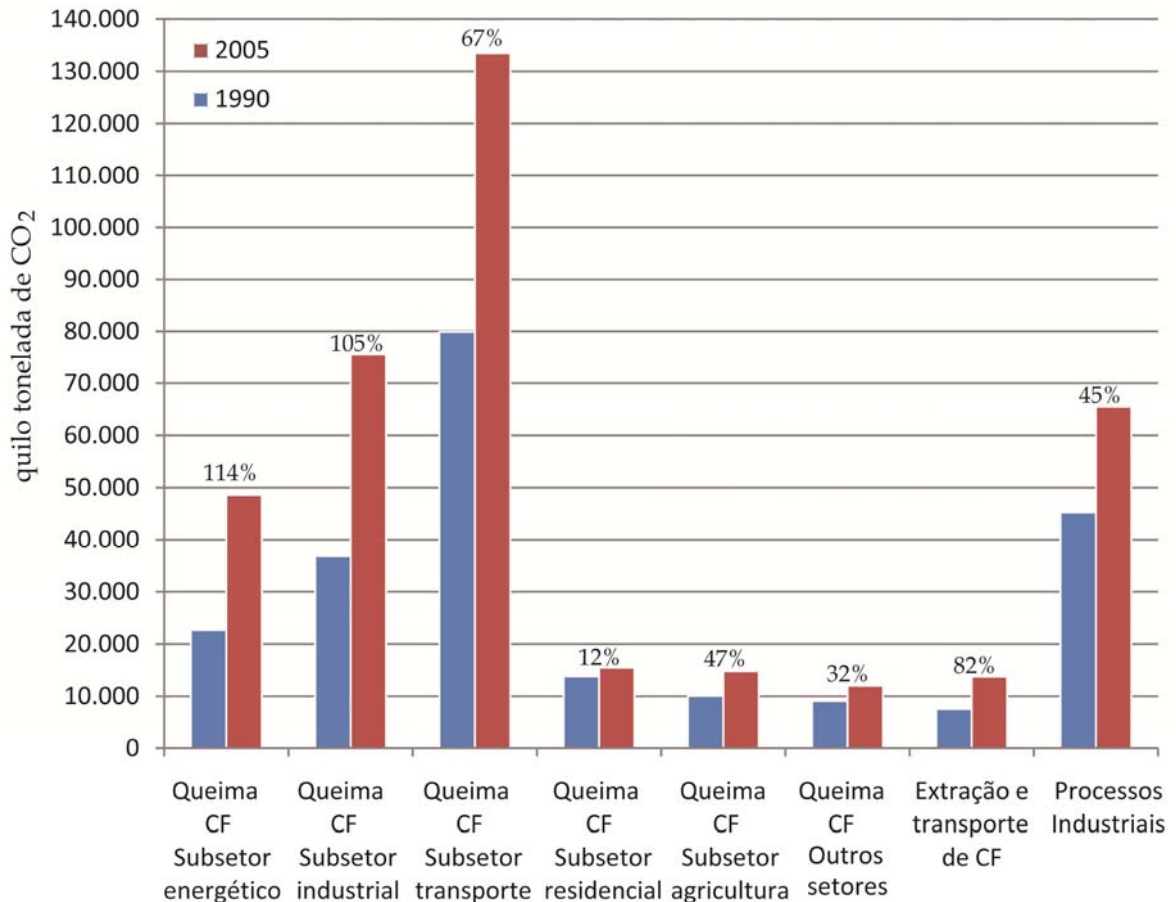


Figura 28 – Evolução de emissões de CO<sub>2</sub> no período de 1990 a 2005  
(Gerado a partir de dados de MCT BRASIL, 2010)

São apresentadas a seguir previsões de cenários de emissões até 2020, partindo de um cenário onde as previsões de crescimento de emissões seguem as mesmas taxas do período de 1990 a 2005 até um cenário com taxas de aumento de emissões que levam em consideração aspectos particulares de cada setor da economia. A exceção do primeiro os demais cenários levam em consideração o balanço zero de emissões na atividade de Mudanças no uso da terra e silvicultura.

#### 6.4 Previsões sem mudanças do cenário tendencial (“Business as Usual”)

Como primeira opção de uma previsão de emissões de CO<sub>2</sub> para um período de mais quinze anos a partir de 2005 (2005-2020), pode-se utilizar a mesma variação do período 1990-2005 para o período 2005-2020 (“Business as usual”) tem-se como resultado o gráfico da figura 29.

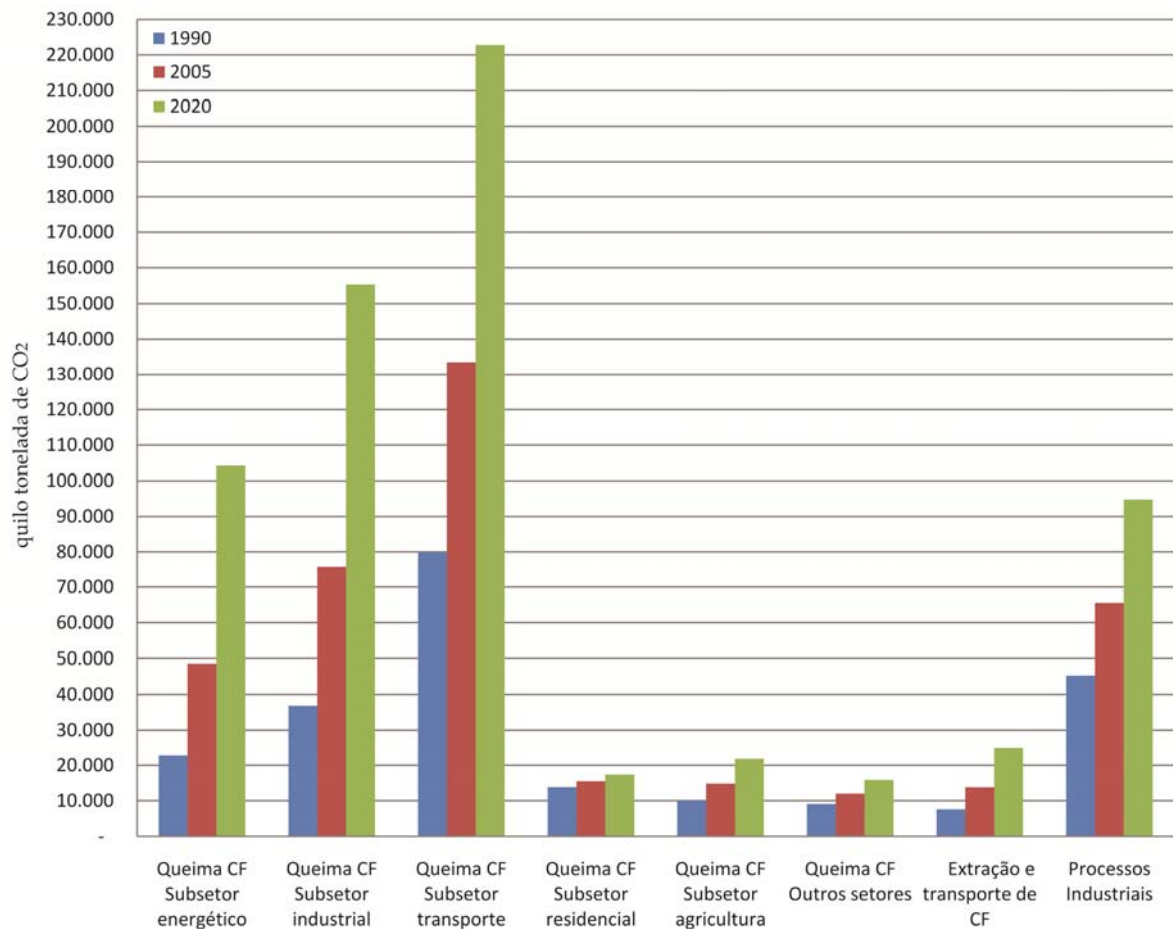


Figura 29 – Previsões da evolução de emissões de CO<sub>2</sub> no período 1990-2005-2020

Fonte: MCT BRASIL, 2010

Analisando-se este cenário, observa-se que em 2005 as emissões devido aos processos industriais eram significativamente maiores do que as emissões do subsetor energético e segundo as previsões deste cenário de manutenção dos crescimentos atuais haverá em 2020 uma inversão e o subsetor energético emitirá mais do que os processos industriais. Este fato é explicado pela tendência de um crescimento proporcionalmente maior na utilização de termelétricas a gás.

Este primeiro cenário com previsão tendencial apesar de ser aparentemente

pouco provável tem seu valor como uma primeira aproximação que, a exceção da atividade de Mudança no uso da terra e silvicultura, não irá diferir muito de previsões que levem em conta especificidades tendenciais dos diversos setores. O forte crescimento industrial, apesar de crises pontuais, e uma tendência de manutenção da matriz rodoviária de transporte, de certa forma, corroboram esta previsão.

### **6.5 Previsões levando em consideração balanço zero no uso da terra**

Embora haja uma tendência a médio prazo do crescimento de emissões por parte do sistema de geração de energia elétrica, a curto prazo o foco deve ser a minimização dos efeitos das atividades de mudança no uso da terra e florestas, responsáveis pela maior parte das emissões de GEE no Brasil. A expansão das fronteiras agropastoris que pressionam os biomas cerrado e amazônico, traz consigo um paradoxo uma vez que muito dessa ampliação agropastoril se deve a expansão pecuária sobre a Amazônia “empurrada” pela ampliação agrícola de cana-de-açúcar e soja que são insumos da produção de bio-combustíveis. Por sua vez a utilização de bio-combustíveis em substituição aos combustíveis fósseis tem por objetivo minimizar a elevação da concentração de CO<sub>2</sub>. No entanto a ampliação na produção de biocombustíveis pressiona o bioma amazônico gerando mais emissões.

Portanto no equacionamento do controle de emissões oriundas das mudanças do uso da terra o Brasil deve seguir a tendência dos países desenvolvidos onde o setor contribui com emissões negativas (sumidouros) de CO<sub>2</sub>. E, neste aspecto, o Brasil leva uma vantagem comparativa devido ao imenso valor da diversidade biológica das áreas a serem preservadas quando comparados aos processos de reflorestamento nos países do hemisfério norte. Assim, o manejo da floresta tropical pode ser sustentável em si mesmo, sem necessitar de aporte de recursos externos à região.

Se até 2020 o Brasil conseguir ampliar a oferta de produtos agropastoris com aumento de produtividade sem ampliação das áreas utilizadas poder-se-ia chegar a um balanço de emissão zero neste setor. Para tal são necessários investimentos em:



- Mudança no regime da pecuária que deixe de utilizar o processo extensivo,
- Tecnologia que aumente a produtividade agrícola,
- Recuperação das áreas degradadas pela pecuária para reflorestamento ou reutilização pelo agronegócio,

O balanço zero não significa eliminar o desmatamento mas equilibrar os desmatamentos com os processos de recuperação e manejo.

Utilizando-se o balanço zero no uso da terra, a previsão de emissões empregando-se para as outras atividades a mesma variação do período 1990-2005 para o período 2005-2020 tem-se os resultados que são apresentados na tabela 8 e figura 30.

Tabela 8 – Previsões de emissões de CO<sub>2</sub> com balanço zero no uso da terra – Fonte: Autor

Setor	Emissões 1990 (kt)	Emissões 2005 (kt)	Emissões 2020 (kt)	Participação 2020 (%)	Varição 2005-2020 (%)
Energia	179.948	313.695	587.559	85,96	87,3
Queima de combustíveis fósseis (CF)	172.371	299.941	560.575	82,01	86,9
Subsetor energético	22.668	48.601	104.202	15,24	114,4
Subsetor industrial	36.835	75.620	176.335	25,80	133,2
Indústria siderúrgica	3.862	16.467	70.213	10,27	326,4
Indústria química	8.681	15.446	27.483	4,02	77,9
Outras indústrias	24.292	43.707	78.639	11,50	79,9
Subsetor transporte	79.914	133.431	225.026	32,92	68,6
Transporte aéreo	3.503	5.374	8.244	1,21	53,4
Transporte rodoviário	71.339	122.765	211.262	30,91	72,1
Outros meios de transporte	5.072	5.291	5.519	0,81	4,3
Subsetor residencial	13.818	15.484	17.351	2,54	12,1
Subsetor agricultura	10.052	14.809	21.817	3,19	47,3
Outros subsetores	9.083	11.996	15.843	2,32	32,1
Extração e transporte de CF	7.578	13.754	26.984	3,95	96,2
Mineração de carvão	1.353	957	677	0,10	-29,3
Extração e transporte de óleo e gás	6.225	12.797	26.307	3,85	105,6
Processos Industriais	45.265	65.474	95.493	13,97	45,8
Produção de cimento	11.062	14.349	18.613	2,72	29,7
Produção de cal	3.688	5.356	7.778	1,14	45,2
Produção de amônia	1.683	1.922	2.195	0,32	14,2
Produção de ferro-gusa e aço	24.756	38.283	59.201	8,66	54,6
Produção de alumínio	1.574	2.472	3.882	0,57	57,1
Outras indústrias	2.502	3.093	3.824	0,56	23,6
Mudança do Uso da Terra e Florestas	766.493	1.258.626	-	0,00	-100,0
Tratamento de Resíduos	24	110	504	0,07	358,3
<b>TOTAL</b>	<b>991.730</b>	<b>1.637.905</b>	<b>683.556</b>	<b>100,00</b>	<b>-58,3</b>

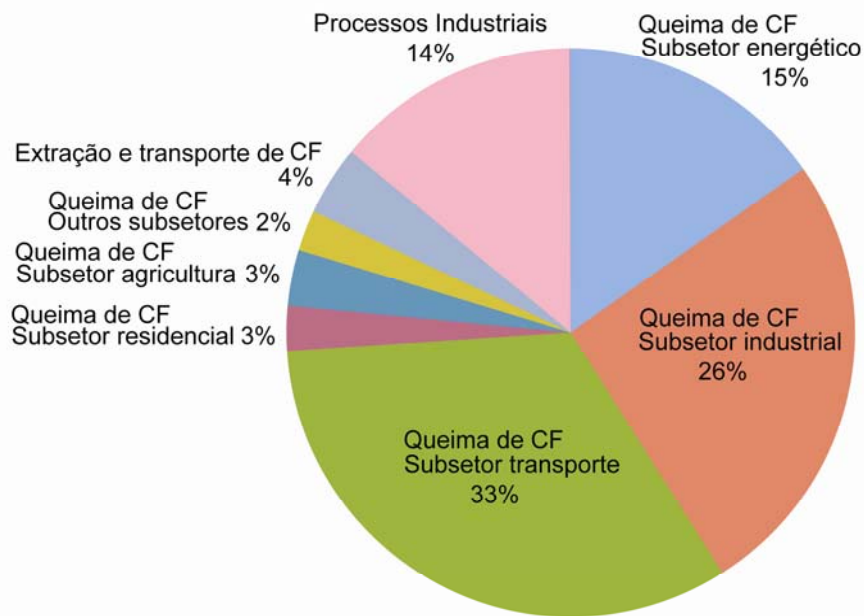


Figura 30 – Previsões da participação dos setores nas emissões de CO<sub>2</sub> em 2020 com balanço zero no uso da terra.

Analisando-se o resultado, observa-se que, seguindo-se este cenário, um terço das emissões em 2020 será causado pelo subsector de transporte, sendo que o transporte rodoviário representará 31% e os demais tipos de transporte contribuirão com 2%.

#### 6.6 Previsões de emissões levando em conta balanço zero no uso da terra e alterações nos níveis de crescimento dos setores emissores:

As previsões da seção anterior não levaram em consideração mudança nos níveis de crescimento apresentados pelas atividades. Nesta seção alguns dados serão utilizados para obterem-se previsões de emissão mais precisos.

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2019), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), órgão do Ministério das Minas e Energia (MME) do Brasil (EPE, 2010), tem por objetivo o planejamento energético nacional e além de previsões de oferta e demanda de recursos energéticos nos diversos setores e através de diversas fontes de produção, faz integrado a estas previsões e com consequência delas, previsões em relação às emissões de GEE do setor energético para o decênio 2010-2019.

As emissões de GEE do setor de energia do PDE 2019 apresentam previsões de aumento natural associado ao crescimento econômico e populacional do país. Além do crescimento o PDE 2019 leva em consideração alguns outros aspectos de mudanças do cenário tendencial (*Business as Usual*, BAU) tais como:

- Aumento da participação dos biocombustíveis na matriz de transportes,
- Programas de eficiência energética,
- Manutenção da participação de fontes renováveis na produção de energia elétrica.

A tabela 9 apresenta a evolução da emissões de GEE por atividades econômicas durante o período de 2010 a 2020.

Tabela 9 - Emissões de GEE por setor para o período 2010-2020 - Fonte: EPE, 2010 (modificado).

Valores expressos em MtCO <sub>2e</sub>	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Setor energético	31	38	44	48	49	49	50	50	50	49	50
Setor elétrico	26	32	38	46	50	47	46	47	49	51	53
Residencial	18	18	19	19	20	20	21	22	22	23	24
Comercial	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3
Público	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3
Agropecuário	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Transportes	167	174	180	187	196	206	217	228	241	252	264
Industrial	123	132	145	161	174	182	194	205	216	225	234
Exploração e transporte de óleo e gás	20	24	26	29	30	32	35	37	39	41	43
<b>Total</b>	<b>407</b>	<b>441</b>	<b>476</b>	<b>515</b>	<b>546</b>	<b>564</b>	<b>593</b>	<b>620</b>	<b>649</b>	<b>674</b>	<b>700</b>

A tabela 10 e a figura 31 apresentam a evolução de produção de gás natural no período de 2001 a 2010, segundo dados da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). Todos os valores são milhões de metros cúbicos por dia.

Tabela 10 - Produção diária média de gás natural - Fonte: DGN, 2011.

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Produção Bruta	38,35	42,53	43,27	46,50	48,49	48,49	49,73	59,16	57,92	62,84
Re-injeção	6,52	7,23	7,36	7,90	8,20	8,70	9,60	10,64	11,92	11,96
Produção Líquida	31,83	35,30	35,91	38,59	40,29	39,79	40,13	48,52	46,00	50,88

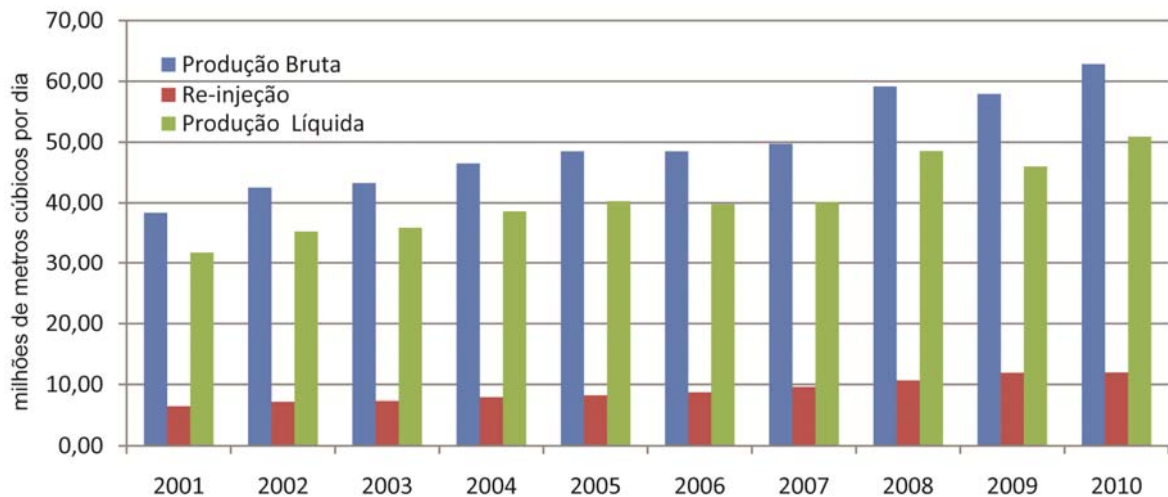


Figura 31 – Evolução da produção e re-injeção de gás natural - Fonte: DGN, 2011.

Além da re-injeção, outro fator a ser levado em consideração é a queima. Principalmente nas unidades de produção “offshore” de águas profundas a dificuldade de se transportar o gás natural faz com que parte deste seja queimado na própria plataforma. As unidades de produção do Pré-Sal têm uma distância ainda maior e, portanto maior dificuldade de exportar este gás para a costa.

A figura 32 mostra a evolução da contribuição do Pré-Sal na produção de petróleo no período de 2010 a 2020.

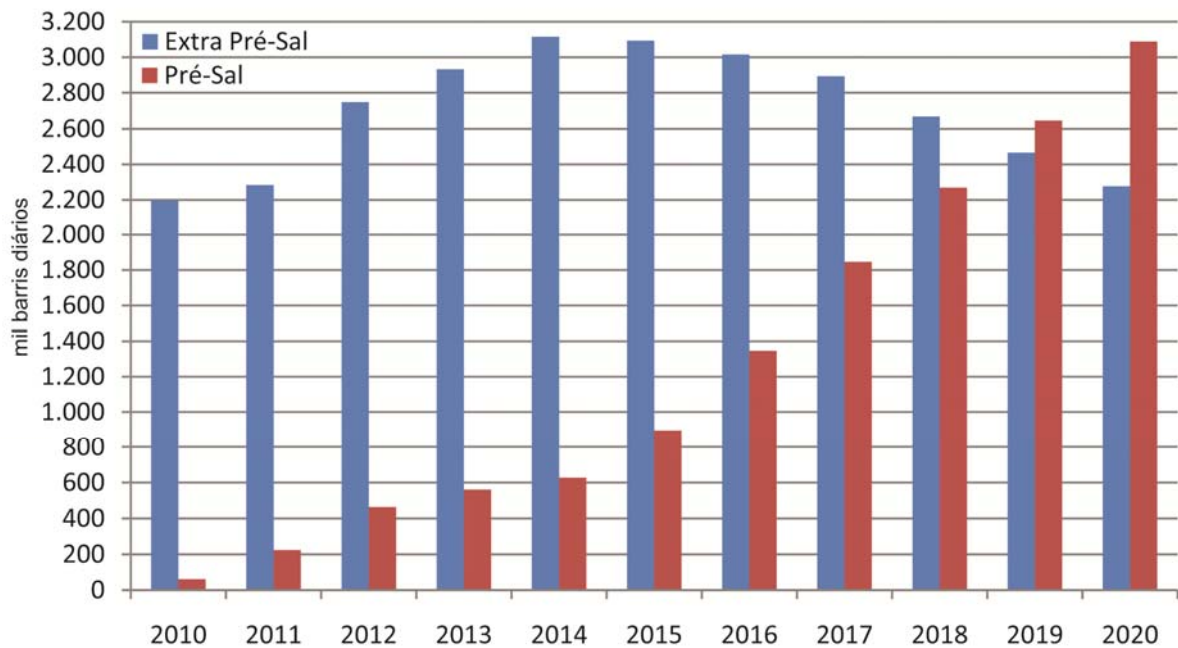


Figura 32 – Previsão de produção destacando-se a contribuição do Pré-Sal - Fonte: EPE, 2010.

Em seu Relatório de Sustentabilidade (PETROBRAS, 2010) a Petrobras afirma que testes realizados mostram que as concentrações de CO<sub>2</sub> nos poços do Pré-Sal variam: em alguns poços elas são maiores do que a média encontrada na Bacia de Santos; em outros, essas concentrações chegam perto de zero. Existe um compromisso divulgado pela Petrobras na imprensa e em diversos encontros e congressos que a empresa se compromete a evitar o lançamento na atmosfera do CO<sub>2</sub> proveniente dos reservatórios do Pré-Sal. Para tal a Petrobras possui o programa “Pro-CO<sub>2</sub>” (PETROBRAS, 2011a) que tem por objetivo o desenvolvimento de novas tecnologias de captura, transporte e armazenamento geológico do CO<sub>2</sub> além da redução da queima de gás em tocha. No entanto, um fator de incerteza, é que, na exploração do Pré-Sal ainda não está definida a parcela da produção de gás que será ofertada ao mercado, uma vez que parte do gás tem que ser reinjetado para viabilização da produção. As prováveis emissões provenientes da exploração do Pré-Sal estão contabilizadas nas previsões de emissões do Plano Decenal de Expansão de Energia (EPE, 2010).

Esta variação do nível de CO<sub>2</sub> no gás natural nos poços do Pré-Sal, o crescimento da participação da produção do Pré-Sal com o correspondente decréscimo da participação dos demais campos de produção corroboram, em conjunto com as metas de produção expressos no plano de Negócios da Petrobras (PETROBRAS, 2011b) e mostrados na figura 33, a previsão do PDE 2019 de cresci-

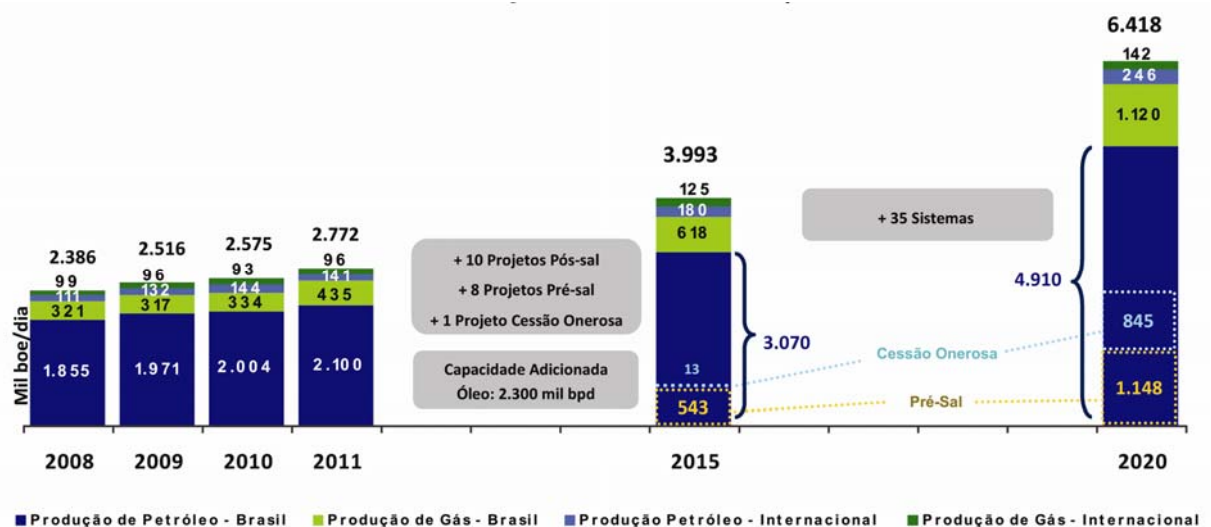


Figura 33 – Metas da Petrobras para produção de Óleo e Gás - Fonte: PETROBRAS, 2011

mento de emissões no setor de exploração e transporte de óleo e gás expressos na tabela 8.

A previsão de aumento das emissões dos demais subsetores de atividades emissoras do PDE 2019, podem ser entendidas pela conjunção de crescimento econômico e aumento da eficiência da utilização de energia por parte do setor industrial.

Levando-se em consideração estes aspectos obtém-se uma previsão de emissões de CO<sub>2</sub> para 2020 constante na tabela 11 e o gráfico de participações percentuais de todas as atividades apresentados na figura 34.

Tabela 11 – Previsões para 2020 das emissões de CO<sub>2</sub> com alterações nos níveis de crescimento setoriais.

Setor	Emissões 1990 (kt)	Emissões 2005 (kt)	Emissões 2020 (kt)	Participação 2020 (%)	Varição 2005-2020 (%)
Energia	179.948	313.695	682.374	87,7	117,5
Queima de combustíveis fósseis (CF)	172.371	299.941	646.741	83,1	115,6
Subsetor energético	22.668	48.601	94.488	12,1	94,4
Subsetor industrial	36.835	75.620	225.361	29,0	198,0
Indústria siderúrgica	3.862	16.467	49.074	6,3	198,0
Indústria química	8.681	15.446	46.032	5,9	198,0
Outras indústrias	24.292	43.707	130.254	16,7	198,0
Subsetor transporte	79.914	133.431	261.152	33,6	95,7
Transporte aéreo	3.503	5.374	10.518	1,4	95,7
Transporte rodoviário	71.339	122.765	240.276	30,9	95,7
Outros meios de transporte	5.072	5.291	10.356	1,3	95,7
Subsetor residencial	13.818	15.484	21.860	2,8	41,2
Subsetor agricultura	10.052	14.809	28.038	3,6	89,3
Outros subsectores	9.083	11.996	15.843	2,0	32,1
Extração e transporte de CF	7.578	13.754	35.633	4,6	159,1
Mineração de carvão	1.353	957	957	0,1	0,0
Extração e transporte de óleo e gás	6.225	12.797	34.676	4,5	171,0
Processos Industriais	45.265	65.474	95.493	12,3	45,8
Produção de cimento	11.062	14.349	18.613	2,4	29,7
Produção de cal	3.688	5.356	7.778	1,0	45,2
Produção de amônia	1.683	1.922	2.195	0,3	14,2
Produção de ferro-gusa e aço	24.756	38.283	59.201	7,6	54,6
Produção de alumínio	1.574	2.472	3.882	0,5	57,1
Outras indústrias	2.502	3.093	3.824	0,5	23,6
Mudança do Uso da Terra e Florestas	766.493	1.258.626	0	0,0	-100,0
Tratamento de Resíduos	24	110	504	0,1	358,3
<b>TOTAL</b>	<b>991.730</b>	<b>1.637.905</b>	<b>778.372</b>	<b>100,0</b>	<b>-52,5</b>

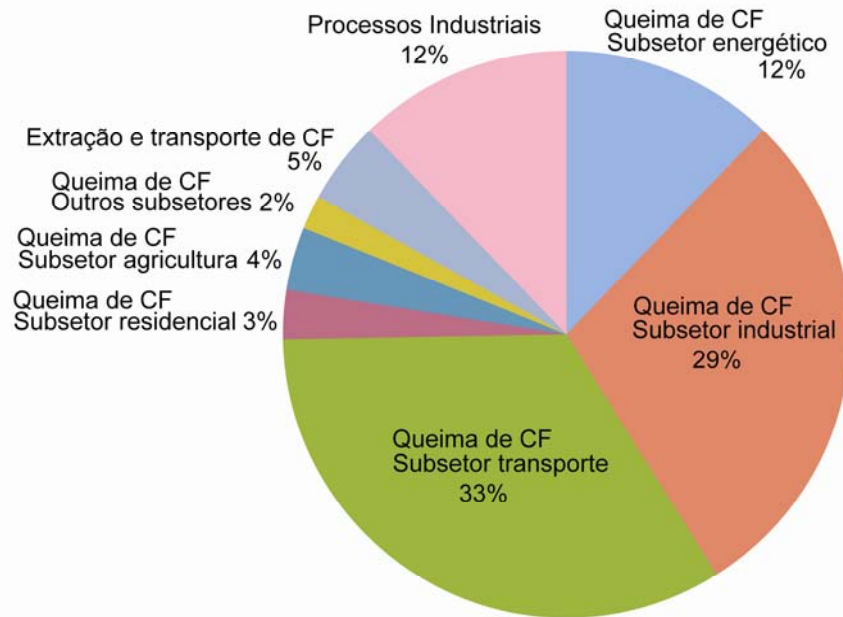


Figura 34 – Previsão para 2020 da participação nas atividades nas emissões de CO<sub>2</sub> com alterações nos níveis de crescimento setoriais - Fonte: Autor

## 6.7 Estratégias para Redução de Emissões de CO<sub>2</sub> utilizando-se CCGS

Analisando-se o resultado da previsão da seção anterior, expressa na figura 34, chega-se a algumas conclusões relevantes.

A curto e médio prazo o setor de transporte contribuirá com um terço de todas as emissões de CO<sub>2</sub>, sendo que o transporte rodoviário contribuirá com mais de 95% deste total. Uma mudança da matriz de transporte pode contribuir decisivamente para uma diminuição das emissões. No entanto, para fazer frente a esta mudança se faz necessário um aumento no ritmo de construção civil necessárias à implementação da infra-estrutura. O transporte de carga oeste-leste que escoar a produção agrícola tem que abandonar o transporte rodoviário em favor do transporte ferroviário ou fluvial. Em ambos os casos, construções que demandam ferro e cimento se farão necessárias trazendo consigo consequentes aumentos de emissão destas indústrias. Porém, os impactos negativos causados pelo aumento na demanda industrial das obras cessam ao término delas e o que permanecerá é o impacto positivo da redução das emissões pela mudança na matriz de transportes.



O atual sistema de transporte de passageiros baseados no transporte individual com combustão de CF deve sofrer uma mudança para um sistema de transporte coletivo elétrico. Esta mudança também trará um aumento na demanda de obras de infra-estrutura e de geração de energia elétrica. No caso do aumento de demanda por geração de energia elétrica haverá um conseqüente aumento de emissões diretas, na queima do gás natural utilizado pelas termelétricas e um aumento nas emissões dos setores siderúrgico e cimenteiro devido ao aumento da demanda de ferro, aço e cimento a serem utilizados nas construções destas termelétricas.

Portanto, apesar do CCGS não poder mitigar diretamente as emissões esparsas do atual setor de transporte rodoviário brasileiro, uma mudança nesta matriz poderá concentrar as emissões nos setores industriais e de geração de energia elétrica onde as emissões concentradas podem ser capturadas e seqüestradas.

O segundo, terceiro e quarto setores de maior contribuição na emissão de CO<sub>2</sub>, com 29%, 12% e 12% de participação, são respectivamente a queima de combustíveis fósseis nos subsetores industrial e energético e os processos industriais. O processo de CCGS tem aplicação direta nestes setores que representarão juntos 53% das emissões em 2020 segundo as previsões da seção 6.6.

O setor de extração e transporte de CF embora na previsão represente apenas 5% de participação nas emissões tem papel importante uma vez que parte dos reservatórios de onde serão extraídos os CF pode servir como local de armazenagem do CO<sub>2</sub> capturado no setor industrial e de geração de energia elétrica.

A geração de energia elétrica no Brasil tem uma tendência emissora maior por conta da previsão de aumento da capacidade instalada de termelétricas a gás. As nossas reservas de gás do Pré-Sal possuem uma variação muito grande no teor de CO<sub>2</sub>. Estas termelétricas queimam o metano para gerar vapor e movimentar uma grande turbina. Nesta queima o CO<sub>2</sub> oriundo da própria combustão se juntará àquele que foi carregado junto com o metano desde o reservatório de onde foi extraído.

No caso da utilização em termelétricas, têm-se duas opções para separar e armazenar este CO<sub>2</sub>.

A primeira seria a separação na origem. O CO<sub>2</sub> é separado do metano antes deste ser comercializado. Esta opção é utilizada hoje em dia nos projetos de Sleipner na Noruega e In Salah na Argélia, onde o CO<sub>2</sub> separado do gás natural é injetado em formações geológicas próximas aos reservatórios de gás.

A segunda opção seria separar o CO<sub>2</sub> no destino, durante o seu processamento, como acontece em Snohvit na Noruega. O gás produzido no campo “offshore” de Snohvit, localizada no mar de Barents a aproximadamente 150 km da costa, é transportado por um gasoduto até a planta (“onshore”) de liquefação de gás natural em Melkoya. O CO<sub>2</sub> é então separado e transportado por caroduto de volta para ser injetado em aquífero salino, localizado abaixo do reservatório de Snohvit, a uma profundidade de 2.400 metros abaixo do leito do mar (EIKEN, 2011).

A aplicação desta segunda opção para o caso do gás natural produzido a partir dos reservatórios “offshore” do Brasil possui alguns complicadores. Alguns reservatórios, como por exemplo o campo Lula (ex-Tupi), estão a distâncias da costa superiores a 250 km. Embora já esteja em operação o transporte de gás natural através de gasoduto de Tupi até a plataforma de Mexilhão e daí até Caraguatatuba (PETROBRAS, 2011c), o custo de transporte cresce se levarmos em conta o volume de CO<sub>2</sub> associado ao gás natural. Dependendo do teor de CO<sub>2</sub> esta opção pode inviabilizar economicamente o transporte do gás natural sem a remoção do CO<sub>2</sub> associado, uma vez que a presença de CO<sub>2</sub> aumenta a possibilidade de corrosão sendo necessária a utilização de materiais especiais na construção do gasoduto. Além disto existe o custo adicional da construção e operação do caroduto para transportar o CO<sub>2</sub> de volta ao local de injeção “offshore”. Deve-se ainda levar em consideração que as profundidades são muito maiores que aquela apresentada no mar de Barrents. Snohvit está localizada em uma área com lâmina d’água de 330 metros (EIKEN, 2011), enquanto na área o Pré-Sal a lâmina d’água está acima de 2.000 metros (PETROBRAS, 2011a). Outro complicador é de ordem regulatória. A resolução 16 da ANP de 17 de junho de 2008 (ANP, 2008) limita em 3% o percentual em mol do CO<sub>2</sub> associado ao gás natural a ser comercializado ou simplesmente transportado.

Portanto somente para unidades de exploração mais próximas da costa e cujo

teor de CO<sub>2</sub> associado ao gás natural não seja alto suficiente para impedir a sua combustão direta (sem a prévia separação do CO<sub>2</sub>), é que se poderia utilizar a opção de se transportar o gás natural bruto (sem a retirada do CO<sub>2</sub> associado) para o continente para ser utilizado em termelétricas. O gás de exaustão destas termelétricas teria o CO<sub>2</sub> separado e transportado de volta para ser injetado em formações geológicas “offshore” em processos de EOR ou apenas para fins de captura geológica. Além das questões técnicas e econômicas, a regulamentação atual teria que ser modificada para permitir o transporte de gás natural com teores maiores de CO<sub>2</sub>, dos que os atualmente permitidos.

Este processo de separação do CO<sub>2</sub> após a combustão é análogo ao processo de separação do CO<sub>2</sub> dos gases de exaustão de termelétricas a carvão, presentes em diversas plantas piloto pelo mundo entre as quais pode-se citar *Mountaineer Power Plant* da AEP, na Virginia do Oeste e *Pleasant Prairie* da *WE Energies*, em Wisconsin. (SHERRICK et al, 2009). Neste caso a concentração do CO<sub>2</sub> presente no gás de exaustão é maior e, portanto o processo de captura tem um maior rendimento.

Mesmo levando em conta o crescimento da co-geração na matriz de geração de energia elétrica o modelo proposto neste trabalho, a curto e médio prazo, manterá uma taxa de crescimento de emissões que refletem, como visto na figura 26, o decréscimo da participação da energia hidrelétrica com conseqüente aumento na participação da energia termelétrica a gás.

## 6.8 Fontes Estacionárias, Sumidouros e Infra-estrutura de dutos

Devido a sua imensa costa e ao modelo de colonização voltado para a exploração e exportação dos recursos naturais costeiros a ocupação do território brasileiro se desenvolveu ao longo do seu litoral. Só com os movimentos de exploração em busca de ouro e pedras preciosas é que se consolidou o povoamento do interior e o surgimento de províncias como a das Minas Gerais. No entanto, mesmo durante o auge do ciclo do ouro, o litoral mantinha sua posição de domínio uma vez que as riquezas eram, quase que na sua totalidade, enviadas para a metrópole. O interior seguiu então a sua vocação agrícola e pastoril até chegar aos

dias atuais com os rentáveis agronegócios que determinam a balança comercial altamente favorável (ESTEVES; MORGADO, 2010a).

O processo de industrialização se concentrou no litoral, principalmente na região sudeste o que pode ser constatado na figura 35 que apresenta as distribuições de produção de duas das maiores indústrias emissoras: as indústrias cimenteira e siderúrgica. As contribuições das regiões sudeste, nordeste e sul somaram no ano de 2010 85% da produção total de cimento, enquanto 94% da produção de aço bruto em 2010 concentraram-se na região sudeste.

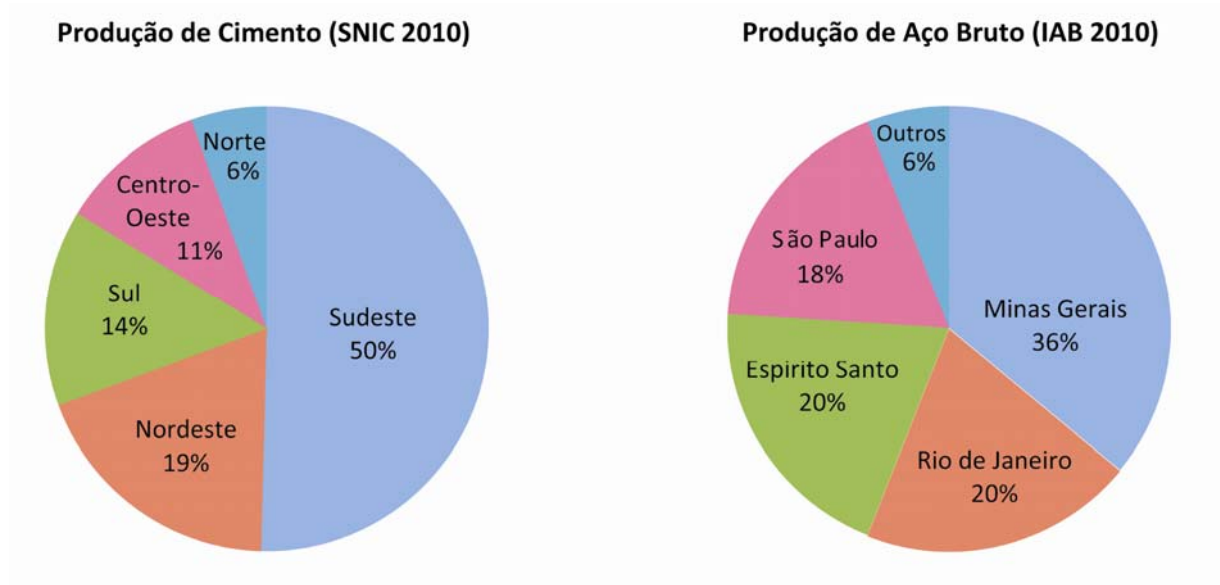


Figura 35 – Distribuição de produção de cimento e aço bruto no Brasil.  
Fontes: SNIC, 2010 e IAB, 2010.

Esta concentração no sudeste é corroborada pelo mapeamento das fontes estacionárias de emissão "onshore" de CO<sub>2</sub>, apresentado na figura 36, obtido pela fase I do projeto CARBMAP (ROCKHETT, 2010). Um total de 361 fontes foram mapeadas perfazendo um total de 204 MtCO<sub>2</sub> anuais. Observa-se uma concentração no litoral das regiões sul, sudeste e nordeste e no interior da região sudeste, principalmente no estado de São Paulo.

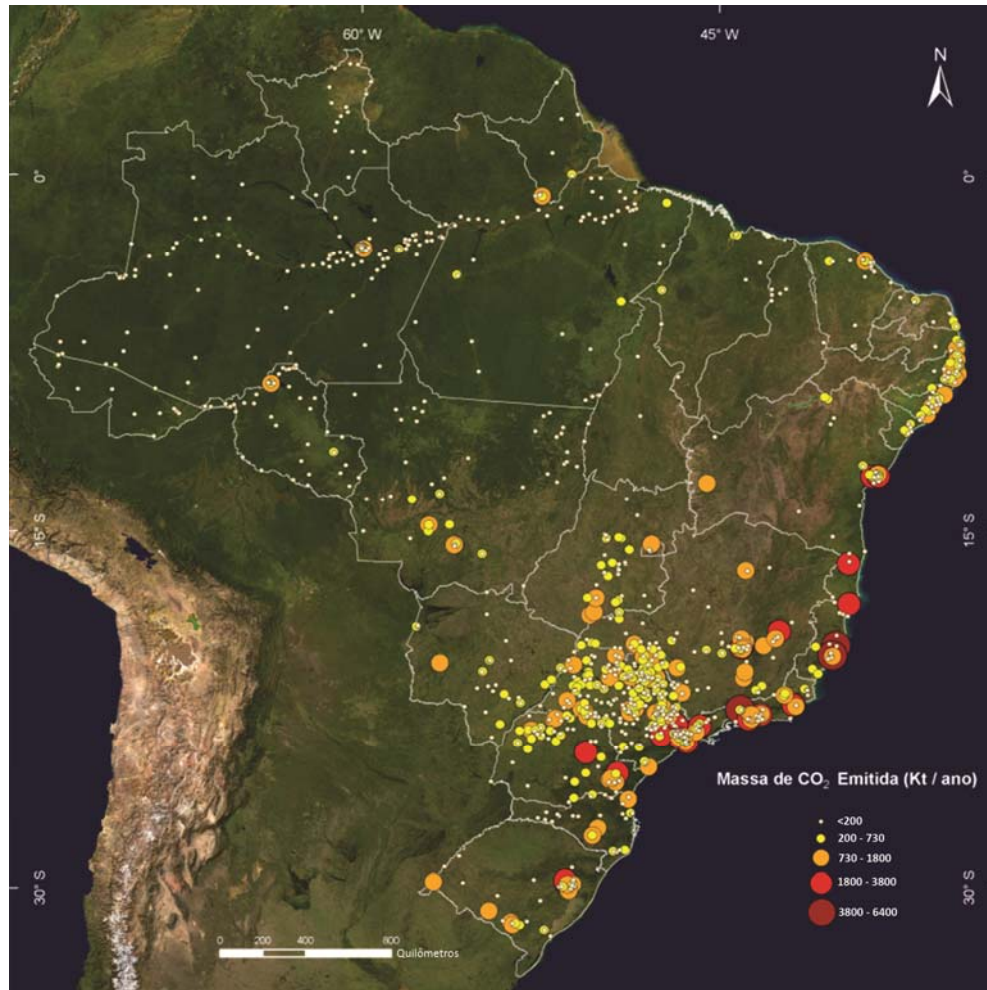


Figura 36 – Fontes estacionárias "onshore" de emissões de CO<sub>2</sub>.  
 Fonte: KETZER, 2011.

A figura 37 apresenta o mapa das bacias sedimentares do Brasil (KETZER, 2011) que ocupam 4,8 milhões de quilômetros quadrados e possuem uma capacidade estimada de aproximadamente 2.000 GtCO<sub>2</sub> distribuídas entre aquíferos salinos, campos de produção de petróleo e leitos de carvão. Os aquíferos salinos é que possuem a maior capacidade de armazenamento.



Figura 37 – Bacias sedimentares brasileiras "onshore" e "offshore".  
Fonte: KETZER, 2011.

A tabela 12 mostra a capacidade, sem levar em consideração os reservatórios do Pré-Sal, de armazenamento de CO<sub>2</sub> em quatro bacias sedimentares (COSTA, 2009). Estas bacias são estratégicas para aplicação de CCGS pois se encontram ou localizadas próximas a concentrações de fontes emissoras ou próximas a pontos de exploração de óleo e gás. A bacia do Paraná encontra-se próxima a região de maior concentração de fontes estacionárias do Brasil. A bacia de Solimões possui uma grande reserva de gás. As Bacias de Campos e de Santos são os locais de maior exploração de petróleo e gás.

Tabela 12 – Capacidade de armazenamento de CO<sub>2</sub> de bacias sedimentares brasileiras.  
Fonte: Autor, baseado em Costa (2009) e Ketzer (2011)

Bacia	Aquíferos Salinos (MtCO <sub>2</sub> )	Reservatórios de óleo e gás (MtCO <sub>2</sub> )	Leitos de Carvão (MtCO <sub>2</sub> )	Total (MtCO <sub>2</sub> )
Paraná	462.000		200	462.200
Solimões	252.000	163		252.163
Santos	148.000	167		148.167
Campos	4.800	1.800		6.600

A figura 38 apresenta a malha de dutos existentes no país. A ampliação da rede de gasodutos, presente principalmente no litoral, teve seu último grande marco na interligação das malhas sudeste e nordeste com o início da operação do Gasoduto da Integração Sudeste-Nordeste (Gasene) em março de 2010.



Figura 38 – Dutovias brasileiras - Fonte: TRANSPETRO, 2011.

Esta ampliação da malha de dutos permite a idealização de implantação de um sistema bi-direcional metano-dióxido de carbono que aproveite o gás natural proveniente dos campos do Pré-Sal, em termelétricas e plantas industriais localizadas próximas a esta malha de dutos. Estas plantas industriais seriam dotadas de processos de separação de CO<sub>2</sub> dos gases de exaustão. As mesmas dutovias que seriam usadas no transporte do metano desde as unidades de extração até estas

plantas também seriam utilizadas para acomodar os carbodutos que retornariam com o CO<sub>2</sub> a ser injetado nos reservatórios de origem, em poços depletados ou ainda para utilização em processos de EOR. Este sistema bi-direcional metano-CO<sub>2</sub> pode ser mais facilmente viabilizado como parte de uma expansão das dutovias já existentes. O compartilhamento das dutovias entre os carbodutos a serem instalados e os oleodutos e gasodutos já em operação permite reduzir os custos de implantação, operação, manutenção e monitoramento (ESTEVEZ; MORGADO, 2010b).



## CAPÍTULO 7 - Conclusões

O Brasil e outros países em processo de desenvolvimento como China, Índia etc., ainda possuem uma grande parcela de sua população excluída do consumo de bens essenciais. É necessário o aumento da atividade econômica para se incluir todos os cidadãos num nível de consumo mínimo que lhes garanta uma vida digna.

O crescimento no suprimento energético é um fator primordial para o crescimento econômico e para a melhoria dos padrões de qualidade de vida, principalmente nos países emergentes. No entanto a atual matriz energética mundial é responsável pela maior parte das emissões de GEE. A busca por mudanças tecnológicas que venham tornar esta matriz menos emissora deve ser encarada como uma política de longo prazo. No desenvolvimento deste trabalho foi levantado que, a médio e curto prazo, devido à intensa utilização de combustíveis fósseis, o CCGS se mostra como a única opção tecnológica viável para mitigar as emissões de GEE em grande escala num processo de transição para uma matriz energética global dominada por energias livres de carbono.

A tendência de diminuição da participação das atividades de mudança no uso do solo nas emissões brasileiras de GEE e o aumento da atividade industrial no Brasil aliados a políticas de mudanças na matriz de transporte, que concentrem as emissões esparsas do setor automotivo atual, poderão fazer com que o CCGS ganhe importância como opção de mitigação das emissões de GEE no Brasil.

Os riscos envolvidos nas etapas de captura, transporte e injeção são de caráter tecnológico e estão relacionados a processos que possuem similaridades com atividades já há muito tempo vivenciadas pela indústria do petróleo. Já na etapa de armazenamento, os riscos são de origem híbrida, uma combinação de riscos tecnológicos e riscos naturais, sendo que estes últimos não podem ser controlados utilizando-se um gerenciamento de riscos clássico baseado em procedimentos e normas de segurança. Os riscos mais relevantes na etapa de armazenamento geológico são aqueles relacionados à migração subterrânea do CO<sub>2</sub>, que pode entre outros efeitos causar abalos sísmicos, contaminar aquíferos potáveis ou propiciar o descobrimento de rotas de fuga do CO<sub>2</sub> para a atmosfera. O retorno do CO<sub>2</sub>

sequestrado para a atmosfera, por sua vez, traz consigo além das perdas dos recursos investidos no projeto de CCGS, os riscos ambientais inerentes a vazamentos de CO<sub>2</sub>.

A complexidade do gerenciamento de risco em CCGS é um desafio tecnológico, uma vez que não existem atualmente tecnologias comercialmente disponíveis e nem tão pouco pesquisas conclusivas publicadas sobre o assunto.

Neste sentido, se faz necessário o desenvolvimento de pesquisas sobre as tecnologias desenvolvidas, ou em desenvolvimento pelo mundo, que possam ser adaptadas as nossas especificidades. Deve-se construir um pacote tecnológico completo com conteúdo local, que nos mantenha livre, assim como acontece no caso das tecnologias de exploração em águas profundas e de exploração do Pré-Sal, de qualquer dependência externa.

Considerando as novas descobertas do Pré-Sal e as crescentes exigências da regulação internacional, o desenvolvimento e domínio tecnológico de CCGS se tornam uma estratégia crucial para a independência e sustentabilidade do Brasil.

Além dos desafios tecnológicos da gestão de risco do CCGS, a sua aplicação requer a elaboração de uma regulamentação detalhada, clara e conectada nas regulamentações internacionais que ao mesmo tempo viabilize os investimentos privados no setor e garanta a segurança, a sustentabilidade e a aceitação pública da atividade.

Esta dissertação não abordou os custos e nem a análise de ciclo de vida das etapas do CCGS. Portanto, uma idéia para um futuro trabalho seria a realização destas análises.

## REFERÊNCIAS

AEP (American Electric Power). Site: "<http://www.aep.com/environmental/climatechange/carboncapture/>" em 17 de novembro de 2011.

AIR PRODUCTS. **Port Arthur Project Update: Demonstration of CO<sub>2</sub> Capture and Sequestration for Steam Methane Reforming Process for Large Scale Hydrogen Production.** 2011. Trabalho apresentado no *NETL CO<sub>2</sub> Capture Technology Meeting*, Pittsburgh, PA, USA, 2011.

AKIMOTO, K.; TAKAGI, M.; TOMODA, T. **Economic evaluation of the geological storage of CO<sub>2</sub> considering the scale of economy.** 2007. Trabalho publicado no *Internacional Journal of Greenhouse Gas Control*. 2007.

ALSTOM POWER. **Recovery Act: Oxy-Combustion Technology Development for Industrial-scale Boiler.** 2011. Trabalho apresentado no *NETL CO<sub>2</sub> Capture Technology Meeting*, Pittsburgh, PA, USA, 2011.

AMARAL, R.A. **Remoção de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S do gás natural por contactores com membranas.** Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Engenharia Química da COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, UFRJ, 2009.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Site: <http://www.aneel.gov.br>, acessado em 6 de abril de 2010.

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). **Resolução ANP no 16 de 17 de Junho de 2008.** Publicada no Diário Oficial da União em 18 de junho de 2008.

BARRIE, J.; BROWN, K.; HATCHER, P.R.; SCHELLHASE, H.U. **Carbon dioxide pipelines: A preliminary review of design and risk.** VII International Conference on Greenhouse Gas Control Technology, Vancouver, Candaá, 2004.

BARLET-GOUE'DARD, V.; RIMMELE, G.; PORCHERIE, O.; QUISEL, N.; DESROCHES, J. **A solution against well cement degradation under CO<sub>2</sub> geological storage environment.** *Internacional Journal of Greenhouse Gas Control*, 3, p. 206–216, 2009

BENBOW, S.; METCALFE, R.; EGAN, M. **Handling uncertainty in safety assessments for long term geological storage of CO<sub>2</sub>.** VIII International Conference on Greenhouse Gas Control Technology, Trondheim, Norway, 2006.

BENSON, S.M. **Lessons Learned From Industrial and Natural Analogs for Health, Safety and Environmental Risk Assessment for Geologic Storage of Carbon Dioxide**. D.C. Thomas and S.M. Benson (Eds.) Carbon Dioxide for Storage in Deep Geologic Formations Chapter 25, Elsevier: 1133-1141, 2005

BGS (2010), <http://www.bgs.ac.uk/education/carboncapture/RemovalCO2NaturalGas.html>, acessado em 2010.

BOE, R.; MAGNUS, C.; OSMUNDSSEN, P.T.; RINDSTAD, B.I. **Geological storage of CO<sub>2</sub> from combustion of fossil fuel**. Summary Report of the GESTCO Project. Geological Survey of Norway, Trondheim, 2002.

BOHM, M.C.; HERZOG, H.J.; PARSONS, J.E.; SEKAR, R.C.. **Capture-ready coal plants - Options, technologies and economics**, Int. J.Greenhouse Gas Control 1: 113-120, 2007.

BOWDEN, A.R.; RIGG, A. **Assessing Risk in CO<sub>2</sub> Storage Projects**. APPEA Journal Australia: 677-702, 2004

BROEK, M.; RAMIREZ, A.; GROENENBERG, H.; NEELE, F.; VIEBAHN, P.; TURKENBURG, W.; FAAIJ, A. **Feasibility of storing CO<sub>2</sub> in the Utsira formation as part of a long term Dutch CCS strategy. An evaluation based on a GIS/MARKAL toolbox**. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2009.

CARVALHO, J.L.N.; AVANZI, J.C.; SILVA, M.L.N.; MELLO, C.R. de; CERRI, C.E.P. **Potencial de sequestro de carbono em diferentes biomas do Brasil: uma revisão de literatura**. Revista Brasileira de Ciência do Solo, v.34, p.277-289, 2010.

CENOVUS ENERGY. **Weyburn CCS Overview**. Apresentação na Missão Petrobras de CCGS ao Canadá, Regina, SK, Canada, 21 de março de 2011.

CERRI, C.C.; CERRI, C.E.P. **Agricultura e aquecimento global**. Boletim da Sociedade Brasileira de Ciência do Solo, v.32, p.40-44, 2007.

CIMENTO.ORG, Acessado em “[http://www.cimento.org/index.php?option=com\\_content&view=article&id=46&Itemid=18](http://www.cimento.org/index.php?option=com_content&view=article&id=46&Itemid=18)” em 4 de dezembro de 2011.

COSTA, I.V.L. **Análise do potencial técnico do sequestro geológico de CO<sub>2</sub> no setor petróleo no Brasil**. Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ, 2009.

DEEL, D.; MAHAJAN, K.; MAHONEY, C.R.; MCILVRIED, H.G.; SRIVASTAVA, R.D. **Risk Assessment and Management for Long-Term Storage of CO<sub>2</sub> in Geologic Formations**. United States Department of Energy R&D, 2007.

DGN (Departamento de Gás Natural) / Ministério das Minas e Energia. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Acessado em: [www.mme.gov.br/spg](http://www.mme.gov.br/spg) em 2011.

EEA (European Environment Agency), **Annual European Union greenhouse gas inventory 1990-2008**, 2010.

EIKEN, O.; RINGROSE, P.; HERMANRUD, C.; NAZARIAN, B.; TORP, T.A.; HØIER, L. **Lessons Learned from 14 years of CCS Operations: Sleipner, In Salah and Snøhvit**. Trabalho apresentado na “10th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies”, Amsterdam, 2010.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2019**. Ministério de Minas e Energia do Brasil. Brasília, abril de 2010.

ESPIE, T. **Risk Assessment for CO<sub>2</sub> Storage in Geological Formations**. Moving From Cottage Industry to Industrial Applications, 3<sup>rd</sup>, IEA Risk Assessment Network Meeting, London, 2007.

ESTEVES, V.; MORGADO, C., **Carbon Capture and Geological Storage - Technologies, risk analysis and prospects for use in Brazil**. 2010. Trabalho apresentado à “IEEE International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management” (IEEM 2010), p. 1548-1552, Macau, China, , 2010a.

ESTEVES, V.; MORGADO, C., **Monitoramento Ambiental e Gerenciamento de Riscos na Captura e Sequestro Geológico de Carbono**. 2010. Trabalho apresentado ao XVIII Congresso Brasileiro de Engenharia Química, Foz de Iguaçu, 2010b.

ESTEVES, V.; MORGADO, C., **Technological Challenges in Risk Management of Carbon Capture and Geological Storage (CCGS) Projects**. 2011. Trabalho apresentado à “International Conference on Industrial Engineering and Operations Management” (IEOM 2011), p. 158-163, Kuala Lumpur, 2011. Acessado em “<http://www.iieom.org/ieom2011/pdfs/IEOM023.pdf>”

ESTEVES, V.; MORGADO, C., **Carbon Capture and Storage - Technologies and Risk Management**, capítulo do livro “Fossil Fuel”, ISBN 979-953-307-561-6 da editora In Tech d.o.o., Croatia, no prelo.

ESTUBLIER, A.; LACKNER, A.S. **Long-term simulation of the Snohvit CO<sub>2</sub> storage.** Energy Procedia 1 p. 3221-3228, 2009.

ETH (2010), <http://www.ethz.ch/research/efficientconversion/cotwo/co2projects>, acessado em 2010.

FORMIGLI, J. **O pólo Pré-Sal da Bacia de Santos – Desafios Tecnológicos para a área de Engenharia.** Apresentado no Rio Oil and Gas ,2008.

GERSTENBERGER, M.; NICOL, A.; STENHOUSE, M.; BERRYMAN, K.; STIRLING, M.; WEBB, T.; SMITH, W. **Modularised logic tree risk assessment method for carbon capture and storage projects.** Energy Procedia 1 (2009) 2495-2502, 2009.

IAB (INSTITUTO AÇO BRASIL). Site: <http://www.acobrasil.org.br>, acessado em abril de 2010a.

IAB (INSTITUTO AÇO BRASIL). *Relatório de Sustentabilidade 2010.* 2010b.

IAB (INSTITUTO AÇO BRASIL). **Folder Aço Brasil 2011.** Disponível em: [http://www.acobrasil.org.br/site/portugues/biblioteca/Folder\\_Aco\\_Brasil\\_2011\\_Institucional.pdf](http://www.acobrasil.org.br/site/portugues/biblioteca/Folder_Aco_Brasil_2011_Institucional.pdf), acessado em novembro de 2011.

IDING, M.; RINGROSE, P. **Evaluating the impact of fractures on the long-term performance of the In Salah CO<sub>2</sub> storate site.** Energy Procedia 1 p. 2021-2028, 2009.

IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY). **World Energy Outlook 2009 Report,** 2009.

IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY). **CO<sub>2</sub> Emissions From Fuel Combustion Highlights,** 2010a.

IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY). **Energy Technology Perspectives 2010,** Scenarios and Strategies for 2050, 2010b.

IEA & CSLF (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY & CARBON SEQUESTRATION LEADERSHIP FORUM). **Carbon Capture and Storage – Progress and Next Steps,** 2010.

IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY). **CO<sub>2</sub> Emissions From Fuel Combustion Highlights**, 2011.

IPCC (INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE), **Climate Change 1995: The Science of Climate Change. Intergovernmental Panel on Climate Change**, J.T. Houghton, L.G. Meira Filho, B.A. Callander, N. Harris, A. Kattenberg, and K. Maskell. (eds.). Cambridge University Press. Cambridge, United Kingdom, 1996

IPCC (INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE). **IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage**. Prepared by Working Group III of the IPCC, Cambridge University Press, New York, 2005

IPCC (INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE), **Climate Change 2007: Synthesis Report**, 2007.

KALDI, J.G.; GIBSON, C.M.. **Storage Capacity Estimation, Site Selection and Characterisation for CO<sub>2</sub> Storage Projects**. Poole (Eds.), Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies: 60, 2008.

KETZER, J.M. **Captura e armazenamento de CO<sub>2</sub> no Brasil: potencial e perspectivas**. 2011. Trabalho apresentado ao 1º Congresso Brasileiro de CO<sub>2</sub>, Rio de Janeiro, 2011.

KETZER, J.M.; VILWOCK, J.A.; CAPORALE, G.; ROCHA, L.H.; ROCKETT, G.; BRAUM, H.; GIRAFFA, L. **Opportunities for CO<sub>2</sub> Capture and Geological Storage in Brazil - The CARBMAP Project**. Trabalho apresentado no "Sixth Annual Conference on Carbon Capture & Sequestration", Pittsburgh, Maio, 2007

KOORNNEEF, J.; SPRUIJT, M.; MOLAG, M.; RAMÍREZ, A.; TURKENBURG, W.; FAAIJ, A. **Quantitative risk assessment of CO<sub>2</sub> transport by pipelines – A review of uncertainties and their impacts**. Journal of Hazardous Materials 177, p. 12-27, 2010.

KRISHNAN, G. **Fabrication and Scale Up of Polybenzimidazole (PBI) Membranes for Pre-Combustion-Based Capture of Carbon Dioxide**. Trabalho apresentado no NETL CO<sub>2</sub> Capture Technology Meeting, Pittsburgh, PA, USA, 2011.

KUIJPER, M. **Public Acceptance Challenges for Onshore CO<sub>2</sub> Storage in Barendrecht**. Trabalho apresentado na "10th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies", Amsterdam, 2010.

LIMA, F.; ELYASSI, B. **Pre-combustion carbon capture technologies for coal-based gasification plants**. Trabalho apresentado no *NETL CO<sub>2</sub> Capture Technology Meeting*, Pittsburgh, PA, USA, 2011.

MCT BRASIL (Ministério de Ciência e Tecnologia do Brasil), **Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas por Fontes e Remoções por Sumidouros de Gases de Efeito Estufa não Controlados pelo Protocolo de Montreal Parte 2**, 2010.

MEADOWS, D.H.; MEADOWS, D.L.; RANDERS, J.; BEHRENS III, W.W. **The limits to growth. A report for the Club of Rome's project on the predicament of mankind**, 1972.

MELO, C.L.; THEDY, E.A.; ROCHA, P.S., ALMEIDA, A.S.; MUSSE, A.P. **The challenges on the CCGS monitoring in the development of Santos Basin Pre-salt Cluster**. *Energy Procedia* 4, p 3396, 2011.

MESAROVIC, M.; PESTEL, E. **Mankind at the Turning Point - the second report of the Club of Rome**, 1974.

MORGADO, C.; HADDAD, A.; LAMPREIA, J.; CARVALHO, R.; CUNHA, P. **Strategies and Sustainability of CCGS: Risk Governance Approach**. 2008

PATIL, R.H.; COLLS, J.J.; STEVEN, M.D. **Effects of CO<sub>2</sub> gas as leaks from geological storage sites on agro-ecosystems**. Trabalho apresentado na "3rd International Conference on Sustainable Energy and Environmental Protection", 2009.

PETROBRAS. **Relatório de Sustentabilidade**, 2010.

PETROBRAS. **Petrobras CCS Iniciativas**. Trabalho apresentado na Missão Técnica sobre CCGS da Petrobras/UFRJ ao Canadá. Março, 2011a.

PETROBRAS. **Plano de Negócios 2011 - 2015**. Acessado em "<http://www.petrobras.com.br/pt/noticias/conheca-nosso-plano-de-negocios-2011-2015>", em 17 de novembro de 2011b.

PETROBRAS. **Gasoduto Lula-Mexilhão começa a operar na Bacia de Santos. Relacionamento com Investidores**. Acessado em "[http://www.petrobras.com.br/ri/Mobile/ShowMobile.aspx?id\\_materia=b1wEX72rrRaaLkVqpGsVtQ==](http://www.petrobras.com.br/ri/Mobile/ShowMobile.aspx?id_materia=b1wEX72rrRaaLkVqpGsVtQ==)", em 6 de dezembro de 2011c.



PNUMA (Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente). **Caminhos para o Desenvolvimento Sustentável e a Erradicação da Pobreza - Síntese para Tomadores de Decisão**. Disponível em: <[www.unep.org/greeneconomy](http://www.unep.org/greeneconomy)>. Acesso em: Novembro de 2011.

REEVES, S.R.; CLARKSON, C.; ERICKSON, D. **Selected Field Practices for ECBM Recovery and CO<sub>2</sub> Sequestration in Coals based on Experience Gained at the Allison and Tiffany Units, San Juan Basin**, 2002.

REEVES, S.; OUDINOT, A. **The Allison Unit CO<sub>2</sub>-ECBM Pilot-A Reservoir and Economic Analysis**. International Coalbed Methane Symposium, Paper 0522, 2005.

ROCKETT, G.C.; MACHADO, C.X.; KETZER, J.M.M; CENTENO, C.I. **The CARBMAP Project: Matching CO<sub>2</sub> Sources and Geological Sinks in Brazil using Geographic Information System**. Trabalho apresentado na "10th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies", Amsterdam, 2010.

SAVAGE, D.; MAUL, P.; BENBOW, S.; WALKE, R.C. **Generic FEP database for the Assessment of Long-term Performance and Safety of the Geological Storage of CO<sub>2</sub>**. QRS-1060A-1, Quintessa, 2004.

SHERRICK, B.; HAMMOND, M.; SPITZNOGLE, G.; MURASKIN, D.; BLACK, S.; CAGE, M.; KOZAK, F. **CCS with Alstom's Chilled Ammonia Process at AEP's Mountaineer Plant**. Alstom Power, Inc., 2009.

SLUIJS, J.V.D.; YAVUZ, F.; KOORNEEF, J.; TURKENBURG, W. **Useless Arithmetic or The Best of our Knowledge**. 3rd IEA Risk Assessment Network Meeting, London, 2007.

SNIC (SINDICATO NACIONAL DA INDÚSTRIA DO CIMENTO). **Relatório Anual, 2010**.

SOLOMON, S. **Carbon Dioxide Storage: Geological Security and Environmental Issues - Case Study on the Sleipner Gas Field in Norway**. Bellona Foundation, 2007.

SATOIL. Acessado em: "<http://www.statoil.com/en/TechnologyInnovation/ProtectingTheEnvironment/CarboncaptureAndStorage/Pages/CarbonDioxideInjectionSleipnerVest.aspx>" em Novembro de 2011.

STENHOUSE, M.; ZHOU, W.; KOZAK, M.; WILSON, M. **Risk Assessment and Geological Storage of CO<sub>2</sub> Briefing Document**. Report MSCI-2512 to IEA GHG, v1.1, Monitor Scientific LLC, 2006

STENHOUSE, M.J.; GALE, J.; ZHOU, W. **Current status of risk assessment and regulatory frameworks for geological CO<sub>2</sub> storage**. Energy Procedia 1 (2009) 2455–2462, 2009.

TELIKAPALLI, V.; KOZAK, F.; FRANCOIS, J.; SHERRICK, B.; BLACK, J.; MURASKIN, D.; CAGE, M.; HAMMOND, M.; SPITZNOGLE, G. **CCS with the Alstom Chilled Ammonia Process Development Program –Field Pilot Results**. Trabalho apresentado na “10th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies”, Amsterdam, 2010.

TINBERGEN, J.; DOLMAN, A.J.; ETTINGER, J.V; CLUB OF ROME, **Reshaping the International Order- a report to the Club of Rome**, 1976.

UN (United Nations), **Founex Report on Development and Environment, submitted by a Panel of Experts Convened by the Secretary-General of the United Nations Conference on the Human Environment**, Founex, Switzerland, 1971.

UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change). **Report of the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol. Sexta sessão da Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol**, Cancun, 2010

UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change). **Modalities and procedures for carbon dioxide capture and storage in geological formations as clean development mechanism project activities. Sétima sessão da Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol**, Durban, 8 de Dezembro de 2011

USDOE ((United States Department of Energy). **Selected Field Practices for ECBM Recovery and CO<sub>2</sub> Sequestration in Coals based on Experience Gained at the Allison and Tiffany Units, San Juan Basin**. Topical Report. Dezembro de 2002.

USEPA (United States Enviromental Protection Agency), **Inventory of U.S. Grennhouse Gas Emissions and Sinks: 1990 – 2009**. 2011a

USEPA (United States Environmental Protection Agency), **Rulemaking of Greenhouse Gas Emissions from Electric Utility Generating Units**, NETL CO<sub>2</sub> Captura Technology Meetings, 2011b

USEPA (United States Environmental Protection Agency), Combined Heat and Power Partnership. Disponível em: <[www.epa.gov/chp](http://www.epa.gov/chp)>. Acesso em: Novembro de 2011c.

USEPA (United States Environmental Protection Agency), **Endangerment and Cause or Contribute Findings for Greenhouse Gases Under Section 202(a) of the Clean Air Act; Final Rule**, 2009

WCED/UN (World Commission on Environment and Development/United Nations), **Our Common Future**, 1987.

VENDRIG, M.; SPOUGE, J.; BIRD, A.; DAYCOCK, J.; JOHNSEN, O.. **Risk Analysis of the geological sequestration of carbon dioxide**. DNV consulting report for the Department of Trade and Industry: Cleaner Coal Technology Transfer Programme, 2003.

WILDENBORG, T. **FEP Approach for auditing a site-specific feasibility study for CO<sub>2</sub> storage (the De Lier site, NAM)**. 3rd IEA Risk Assessment Network Meeting, London, 2007.

WILSON, E.J.; FRIEDMANN, S.J.; POLLAK, M.F. **Research for deployment: Incorporating risk, regulation, and liability for carbon capture and sequestration**. Environ.Sci.Technol. 41, p. 5945-5952, 2007.

WRIGHT, I. **CO<sub>2</sub> Geological Storage: Lesson Learned from In Salah (Algeria)**. Trabalho apresentado no SBSTA Meeting, Bonn, Maio de 2006.

WTO & UNEP (World Trade Organization & United Nations Environment Program). **Trade and Climate Change WTO-UNEP Report**, 2009

ZHOU, W.; STENHOUSE, M.J.; ARTHUR, R.; WHITTAKER, S.; LAW, D.H.S.; CHALATURNYK, R.; JZRAWI, W. **The IEA Weyburn CO<sub>2</sub> Monitoring and Storage Project - Modelling of the Long-Term Migration of CO<sub>2</sub> from Weyburn**. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), Vancouver, Canada, 5-9 September, 14-6. 2004.

## APÊNDICE A – Participação em Visitas Técnicas, Conferências, Encontros e Workshops

Durante a pesquisa foram realizadas as seguintes visitas técnicas:

- Planta Piloto de Injeção de CO<sub>2</sub> da Petrobras no campo de Miranga no Recôncavo Baiano em novembro de 2010, em Camaçari, BA, Brasil.
- Usina termelétrica a carvão “Mountaineer Power Plant” em novembro de 2010, na Virginia do Oeste, USA.
- Usina termelétrica a carvão Boundary Dam em dezembro de 2010, em Estevan, SK, Canadá.
- Centro de Pesquisa IPAC-CO<sub>2</sub> (International Performance Assessment Centre for Geologic Storage of CO<sub>2</sub>) em dezembro de 2010, em Regina, SK, Canadá.
- Projeto de Sequestro de Carbono em Weyburn, SK, Canadá.
- Planta de Gaseificação de Carvão (“Great Plain Synfuels Plant”) da Dakota Gasification Company em dezembro de 2010, em Beulah, ND, USA.
- Termelétrica a carvão “Antelope Valley Station” em dezembro de 2010, em Beulah, ND, USA.
- Centro de Pesquisa de Tecnologia do Petróleo (Petroleum Technology Research Centre (PTRC)) em março de 2011, em Regina, SK, Canadá.
- Laboratórios de Pesquisa da Universidade de Regina, SK, Canadá em março de 2011.
- Centro de Pesquisa da HTC Pureenergy (empresa canadense que atua em projetos de CCGS) em março de 2011, em Regina, SK, Canadá.

Durante o desenvolvimento do trabalho o autor teve participação nos seguintes eventos:

- Conferência “Carbon Capture and Storage for Utilities” que foi realizada pela EUCI (Electric Utility Consultants, Inc.) em novembro de 2009, Atlanta, GA, USA.
- IEEE International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management) em dezembro de 2010 em Macau, China onde foi apresentado o trabalho: “Carbon Capture and Geological Storage - Technologies, risk analysis and prospects for use in Brazil”, apresentado no apêndice B.
- International Conference on Industrial Engineering and Operations Management em janeiro de 2011 em Kuala Lumpur, Malaysia, onde foi apresentado o trabalho: “Technological Challenges in Risk Management of Carbon Capture and Geological Storage (CCGS) Projects”. Acessado em “<http://www.iieom.org/ieom2011/pdfs/IEOM023.pdf>”.
- Workshop: Risk Assessment and Management for CO<sub>2</sub> Geological Storage em fevereiro de 2011 no CENPES/PETROBRAS, Rio de Janeiro.
- Missão Técnica da Petrobras/UFRJ ao Canadá promovido pelo Consulado do Canadá em março de 2011 em Regina, SK, Canadá.
- Primeiro Congresso Brasileiro de CO<sub>2</sub> na Indústria de Petróleo, Gás e Biocombustíveis em abril de 2011 no Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- NETL CO<sub>2</sub> Capture Technology Meeting promovido pelo USDOE em agosto de 2011 em Pittsburgh, PA, USA.

## APÊNDICE B - Trabalho publicado no 2010 IEEE IEEM - Carbon Capture and Geological Storage - Technologies, Risk Analysis and Prospects for Use in Brazil

### Carbon Capture and Geological Storage – Technologies, Risk Analysis and Prospects for Use in Brazil

C. R. V. Morgado<sup>1</sup>, V. P. P. Esteves<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Program of Environmental Engineering, Federal University of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brazil  
(cmorgado@poli.ufrj.br)

**Abstract** - The burning of fossil fuels for electricity generation is now the main source of emissions of GreenHouse Gases (GHG). Moreover, during the extraction of oil and gas, an amount of CO<sub>2</sub> is carried to the surface, and released into the atmosphere. As the concentration of CO<sub>2</sub> in the pre-salt deposits is higher than in wells currently operated, emissions growth will occur not only by the expected growth in production volume. An alternative to prevent these releases is to reinject the carbon in the reservoir from which it was extracted or in other geological formations nearby. All stages of Carbon Capture and Geological Storage were analyzed from separation up to monitoring. The assessment of associated risks, as well as aspects of policy, regulation and prospects for use in Brazil was analyzed.

**Keywords** – Carbon capture, geological storage, risk analyses

#### I. INTRODUCTION

The atmosphere is composed of approximately 21% oxygen (O<sub>2</sub>) and 78% nitrogen (N<sub>2</sub>). The remaining gases in the atmosphere add up 1%. Among these we mention carbon dioxide (CO<sub>2</sub>), carbon monoxide (CO), nitrous oxide (N<sub>2</sub>O), noble gases, methane (CH<sub>4</sub>), ozone (O<sub>3</sub>) and water vapor.

The sun is the main source of energy on our planet. When solar radiation reaches the earth, the atmosphere reflects 25% of this radiation back into space. The radiation that passes through the atmosphere part will be absorbed, warming the soil, live organisms, the atmosphere and water. The Earth surface, in turn, radiates heat back in the infrared range. If there were only nitrogen and oxygen in the atmosphere all this radiation would be lost to the space. However there are certain gases called GreenHouse Gases (GHG), which when hit by the infrared radiation vibrate in this frequency range, thus retaining the energy and consequently the heat of the earth. Without this natural GreenHouse Effect (GHE) the life on earth would not exist or would not have the current exuberance. Studies show that the average of earth surface temperature would be -18 ° C instead of the current average of +15 ° C.

The GHE, that allowed the emergence and expansion of life on earth, has been growing due to anthropogenic GHG emissions increasing. The increasing use of fossil fuels since the beginning of the industrial revolution is causing GHE increasing and consequently a gradual increase in earth temperature that causes changes in conditions of species survival.

The four major GHGs are, in descending order of contribution to the increase in GHE, carbon dioxide

(CO<sub>2</sub>), chlorofluorocarbons (CFCs), methane (CH<sub>4</sub>) and nitrous oxide (N<sub>2</sub>O).

All human activities that result in combustion generate CO<sub>2</sub> and affect the atmospheric concentration of carbon dioxide. Those anthropogenic influences started to become relevant from the beginning of the industrial revolution and expansions of the agro-pastoralists activities. Among the main human activities that contribute to the growth of CO<sub>2</sub> emissions can be cited:

- Thermoelectric plants that use fuel combustion;
- Extraction wells of fossil fuels;
- Industrial processes that use any form of combustion;
- Any kind of vehicles that use combustion engines and
- Fires for "cleaning" areas for extensive agriculture or for planting of pasture for livestock.

According to the IEA report [1] among the many human activities that produce GHG, energy use is by far the largest emissions source in developed countries. As seen in Fig. 1, emissions from production, processing, handling and consumption of all types of energy commodities are responsible for 83% of anthropogenic GHG.

As seen in Fig. 2, the Total Primary Energy Supply (TPES) in the world nearly doubled between 1971 and 2007. The increasing of non-fossil energy participation from 14% to 18% is due to the increasing use of "clean" energy such as hydropower, nuclear power and energy from renewable fuels. However the generation of energy from fossil fuels had an absolute growth of about 5 Gt (Giga tones) of oil equivalent [1].

The use of renewable fuels such as ethanol from sugarcane theoretically has the advantage of not adding new carbon to the atmosphere, once the carbon inside the CO<sub>2</sub> molecule generated by burning was captured from the atmosphere by the plants from which they were produced. However we must consider the full life cycle of

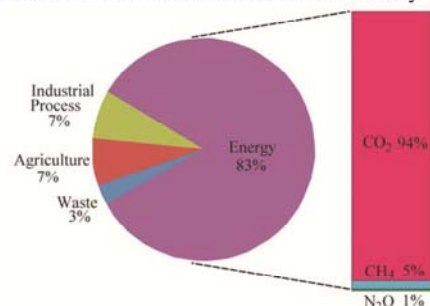


Fig. 1. Shares of anthropogenic GHG emissions

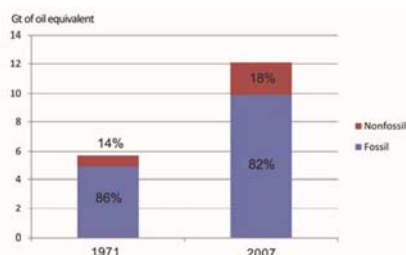


Fig. 2. World TEPS

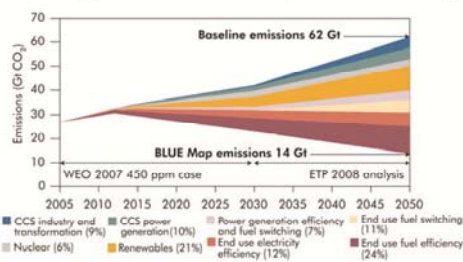
production of this fuel. Practices such as burning of cane fields to facilitate the harvest and using agricultural equipment powered by fossil fuels, not to mention the social issues, are aspects that may reduce the comparative advantage.

## II. CARBON CAPTURE AND GEOLOGICAL STORAGE

Carbon Capture and Geological Storage (CCGS) is a process of mitigating climate change by which the  $\text{CO}_2$  generated by stationary sources is captured and stored in geological formations.

One might question the importance of using the CCGS since nowadays the petrol engine vehicles are the largest contributors to the increase of GHE. However, the vehicles tend to reduce this contribution by the development and gradual shift to other types of engines and fuels. As an example we can mention the electric car. Although the generation of electricity used to power an electric car may come from a "dirty" coal thermolectric plant, the  $\text{CO}_2$  emitted from this plant is concentrated and can be captured. On the other hand, capturing  $\text{CO}_2$  emitted in a distributed way from these millions of combustion vehicles is economically unfeasible.

The study of IEA, argues that the reduction of GHG emissions can only be achieved by adopting a series of steps and technologies. As seen in Fig. 3, tracing lines by the year 2050, the IEA says that if we continue emitting GHG in this indiscriminate way, global emissions could reach 62 Gt $\text{CO}_2$  (giga tons of  $\text{CO}_2$ ) per year. With a great effort to reduce emissions, but mixing the CCGS, carbon sequestration in biomass, renewable energy,

Fig. 3. Scenarios for reducing  $\text{CO}_2$  emissions

energy efficiency in various ways, and nuclear energy, we can reduce overall emissions to 14 Gt $\text{CO}_2$  per year [2].

In Brazil it is estimated that only pre-salt reserves, which have a  $\text{CO}_2$  concentration two to three times higher than in other reservoirs, have a potential to emit, during their operation, a total of 3 Gt $\text{CO}_2$ .

The CCGS is a transition choice between the present day, where the global energy matrix is based on fossil fuels, and a future that will be dominated by carbon-free energy.

The CCGS process can be divided into main five basic steps: separation, compression, transportation, injection and monitoring.

### A. Separation

This step is to separate  $\text{CO}_2$  from other flue gases. Using the example of coal plants, the combustion of coal heats a boiler that generates steam that drives turbines connected to electrical generators, as seen in Fig. 4. The exhausting gases, which consist of approximately 15% of  $\text{CO}_2$ , 85% of  $\text{N}_2$  and less than 1% of other compounds (including  $\text{SO}_x$  and  $\text{NO}_x$ ), pass through a desulfurization system to remove most of the sulfur compounds. After the desulfurization step, the flue gases go to a capture unit, where  $\text{CO}_2$  is separated from other components that continue their way to be released into the atmosphere. The gas released into the atmosphere is mostly nitrogen ( $\text{N}_2$ ).

Today there are several methods for  $\text{CO}_2$  separation already developed or being developed, among them we quote: chemistry absorption, physical absorption, membrane filtration, cryogenic distillation and oxidation.

The chemical absorption is the most widely used way to separate  $\text{CO}_2$ . There are some pilot plants around the world using this method. The oldest commercial plant of CCGS at Sleipner, in Norway, uses this process and has been in operation since 1996.

The process consists in using a solvent, usually an

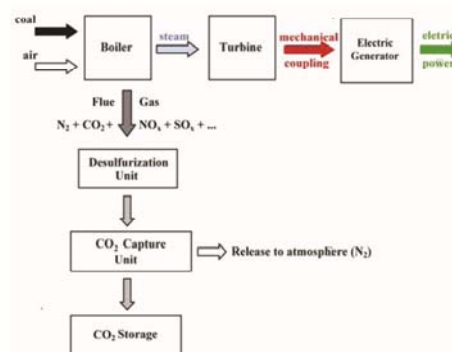


Fig. 4. Coal thermolectric plant with carbon capture

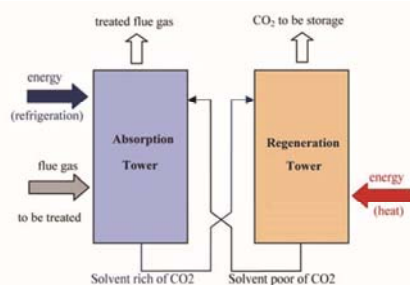


Fig. 5. Absorption and regeneration processes

amine, which chemically reacts with  $\text{CO}_2$  to form a compound. As seen in Fig. 5, this reaction occurs in an absorption tower, whose length and cross section depend primarily on the flow of exhausting gas from the industrial process. The compound thus formed is transferred to the regeneration element where is subjected to a high temperature to release the  $\text{CO}_2$ . The free solvent then returns to  $\text{CO}_2$  absorption tower thus beginning a new cycle.

Chilled Ammonia Process (CAP) is an example of a commercial process of chemical absorption. The CAP was developed by Alstom Power and is used in their pilot plants of carbon capture developed in partnership with U.S. companies for power generation. The first pilot plant was developed in partnership with US Energies for a 1.7 MWatts plant at Pleasant Prairie, Wisconsin. The second was developed in partnership with AEP for a 20 MWatts unit of Mountaineer power plant at West Virginia [3].

#### B. Dehydration, Compression and Transportation

To be transported the  $\text{CO}_2$  must be compressed in the range between 1000 psi to 3000 psi [4]. The  $\text{CO}_2$  can be transported via carbon pipelines (onshore or offshore injection) or using ships (offshore injection). If transport is done by very long pipelines, compression units should be placed in the middle of the path.

#### C. Injection

At this stage the  $\text{CO}_2$  is injected through injection wells whose technology is already widely dominated and has been used long ago by the companies producing oil in the process of Enhanced Oil Recovery (EOR). There are several options for the injection sites among which we quote: depleted oil fields or oil fields in process of exhaustion, saline aquifers and coalbeds.

The option of injection in a field of oil production in process of exhaustion has two advantages. It does the  $\text{CO}_2$  sequestration and increases the production. The advantage of replacing water by  $\text{CO}_2$  in EOR process is that  $\text{CO}_2$  increases the oil fluidity. As an example we can mention the Weyburn project located on the border between Canada and the United States in operation since 2000.

In this project the  $\text{CO}_2$ , with 95% purity is caught in a coal Gasification plant in Beulah (North Dakota) and transported by carbon pipeline to the oil production plant in Weyburn (Canada) where it is injected [5].

The saline aquifers are scattered throughout the underground of the planet. As this water is not easy to be used, the option of storing  $\text{CO}_2$  in saline aquifers appears to be quite promising. The first project of CCGS was developed by Statoil in Sleipner, a gas production unit located in the North Sea. Physically, the project consists of two platforms. In the first one the natural gas rich in  $\text{CO}_2$  is extracted. The gas is passed to the second platform, where the  $\text{CO}_2$  is separated in a chemical absorption unit. Then the  $\text{CO}_2$  is compressed and injected into a saline aquifer located 1,000 meters below the seabed. According to the projections of the IPCC special report in 2005 [6] total storage capacity of the Sleipner project is 20 Mt $\text{CO}_2$  (mega tons of  $\text{CO}_2$ ). According to Statoil by the end of 2008 almost 11 Mt $\text{CO}_2$  had already been stored.

For the feasibility of  $\text{CO}_2$  storage in coal beds the process should be linked to the production of methane from coal beds. The  $\text{CO}_2$  injection is intended for the process called Enhanced Coal Bed Methane (ECBM) recovery. An ECBM pilot project, funded by the Department of Energy (DOE), was developed in San Juan Basin in New Mexico, with the use of four  $\text{CO}_2$  injection wells and 16 wells for methane production, and a well observation. Methane production began in July 1989, the  $\text{CO}_2$  injection began in April 1995 and suspended in August 2001 to study the results [7].

#### D. Monitoring

The monitoring is nothing more than ensuring tightness of  $\text{CO}_2$  storage. According to IPCC Special Report monitoring has its purpose in the verification of possible leaks or other occurrences that may damage the storage integrity over time to ensure that there is no risk to the environment [5]. Several technologies must be used to reach different types of monitoring, like flow and pressure of injection, distribution of  $\text{CO}_2$  in the subsurface, integrity of injection wells, local effects on the environment and monitoring through a network of sensors placed at points distant from the sites of injection.

All data from these monitoring systems should feed computers with softwares equipped with "smart" to implement a system of risk management that, in addition to setting trends to anticipate risk situations and determine changes in operation determine the appropriate mitigation routes in case of possible leaks or troubles of the system

### III. RISK ANALYSIS, POLICY AND REGULATION

Risk is the product of the probability of occurring causes versus the magnitude of the severity of the consequences. Usually in industrial plants the causes of most of disasters are dealt with management of technology, in other words, specification of equipment



and materials, development of standards and procedures, training programs, etc. Thus the search for risk reduction focuses on reducing probability of occurrence of the causes that trigger the series that leads to catastrophic events and their consequences. These consequences are analyzed using data from the surroundings environment, population and natural resources on which it depends. Thus contingency plans and mitigation are proposed if catastrophic events occur.

The risks of CCGS projects are of hybrid origin, a combination of natural and technological hazards, because some of the causes of possible leaks do not depend on technology operation. The reservoir size, demographic changes, the seismic behavior, the micro climate, etc may act by modifying the characteristics of the process and consequently its complexity. Thus we have less control over the causes that may lead to a catastrophic event and it is important monitor and identify anomalies in the process that can trigger a contingency plan and control de process in advance.

The complexity of risk analysis in the process of CCGS depends on a number of inherent aspects of each project such as separation technology, separation flow, injection flow, distance between the sites of separation and injection, goal of injection, reservoir features, technology of monitoring, substances that form the gas to be injected, etc. The combination of these aspects will determine which risks should have its analysis.

The magnitude and complexity of events involved in the project CCGS can prevent them for being done with a classic risk management based on administrative procedures and operational controls. Unlike an industrial plant, CCGS process is embedded in a natural body which is responsible for its final function. The performance of the surrounding population and earthquakes can act as the cause and effect in a risks series. Geophysical and geochemical changes in the reservoir, clearly exemplify the odd dynamics of risk management of a project of CCGS, taxing your management system risk adaptive intelligence that can follow this dynamic.

The deployment of CCGS projects must rely on the approval of civil society, who must believe that the injected CO<sub>2</sub> will be stored in the reservoir for thousands of years. For this purpose, the analysis of possible risks associated with the escape of CO<sub>2</sub> is an essential stage in the life cycle of the storage system and aims to promote and ensure the safety of the activity to the environment and human health, contributing to technology acceptance.

Besides the safety of storage, another issue that is subject to criticism that must be solved to enable the public acceptance is sustainability.

These two aspects, risk and sustainability must be addressed in the process of developing policy and which does not exist in Brazil yet. In this context, the responsibility over the long term storage of CO<sub>2</sub> will be a factor of vital importance for the regulation and licensing of these projects. Legal and regulatory concerns regarding

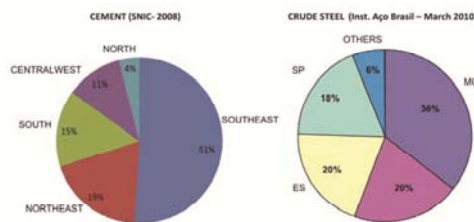


Fig. 7. Brazilian productions of cement and crude steel.

CCGS fall into five main broad themes: surface leakage, groundwater quality, regional impacts, permanence, and definition of liability and responsibility [8].

Due to recent and important discoveries of oil reserves in the pre-salt, two impacts associated with it, must be analyzed: (a) increase in CO<sub>2</sub> emissions by increased burning of fossil fuels for power generation, and (b) as the gas from the pre-salt reserves has a high level of CO<sub>2</sub> (more than 10%), the CO<sub>2</sub> must be removed to fit into the specification of the ANP (Brazilian petroleum national agency).

#### IV. PROSPECTS OF USING CCGS IN BRAZIL

Due to its vast coastline and its colonization model, the occupation of Brazilian territory was developed along its coast. The industrialization process has also focused on the coast, mainly in the Southeast. Fig. 7 shows the distributions of the production of two of major carbon emitting: steel and cement industries. According to the National Syndicate of Cement Industry (SNIC) [9], contributions from regions near the coast (southeast, northeast and south) accounted 85% of the Brazilian total cement production in 2008. According to the Brazil Steel Institute [10], 94% of crude steel production was concentrated in the states of southeast region (MG - 36%, RJ - 20%, ES - 20%, SP - 18%).

Another source of emissions is the power generation. The Fig. 8 shows the matrix of Brazilian power generation according to data from the site of the Brazilian national energy agency (ANEEL) [11]. Brazil has, predominantly, a carbon emission free matrix, where the hydro generation, in conjunction with the minimal

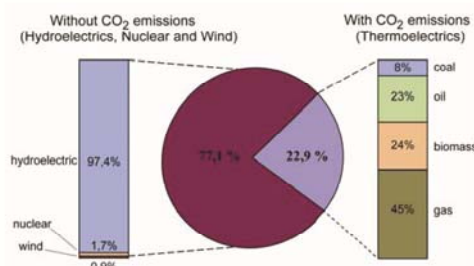


Fig. 8. Matrix of Brazilian power generation.

contributions of nuclear and wind power, represents 77.1% of all electricity generated in Brazil. However 22.9% of energy is generated by thermal combustion. Among these thermal plants, the gas plants represent 45%. But almost a third (31%) of these thermal plants are highly polluting because they use oil or coal.

The Fig. 9 shows the distribution of various types of power generating units under construction according to the site of ANEEL. When comparing the thermal plants in operation (Fig. 8) with the ones under construction (Fig. 9) is observed an increase of 22.9% to 31%. The coal plants and the biomass plants have an increase respectively from 8% to 35% and from 24% to 40%. The oil thermoelectrics have a stable behavior for the same comparison, while the thermal gas plants have a significant decrease from 45% to 4%. This declining participation of thermoelectric gas should be reversed when the vast pre-salt reserves with rate gas / oil of about 200 m<sup>3</sup> gas for each 1 m<sup>3</sup> of oil, begin to be available.

This growth in the use of thermoelectrics leads Brazil to a matrix with more emissions, making it even more clear the strategic importance of CCGS projects in a future of medium term.

The expansion of pipeline network, especially on the coast, had its last major milestone in the interconnection of southeast and northeast networks with the beginning of the operation of Southeast-Northeast Integration Pipeline (Gasene) in March 2010.

The deployment of a carbon pipeline network connecting the sources of emissions with the reservoirs can be more easily obtained with the implantation of the carbon pipelines as part of an expansion of the routes of existing pipelines. This sharing with the oil and gas pipelines already in operation can reduce the costs of deployment, operation, maintenance and monitoring.

In cases where the gas extracted from the Brazilian continental shelf has to be transported to the mainland by boat the system can enjoy the trip back (from the mainland to the production platform) to transport the carbon dioxide. In this case, the CO<sub>2</sub> can be transported from the emission sources to coast via pipeline from carbon and then loaded onto ships prepared to carry either natural gas or carbon dioxide

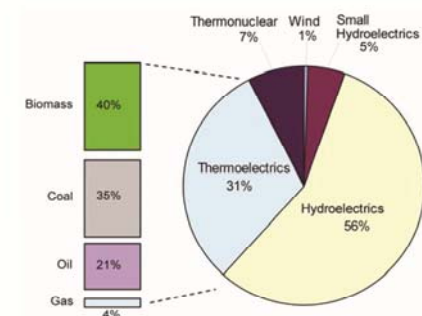


Fig. 9. Thermoelectric power plants in construction in Brazil

## V. CONCLUSIONS

The growth in energy supply is a key factor for economic growth and for improving standards of life quality, especially in emerging countries. However the current global energy matrix is responsible for most GHG emissions. The search for technological changes that can lead a matrix with less emission must be seen as a long-term policy. The medium and short-term due to the intense use of fossil fuels, the CCGS is the only viable technology to mitigate GHG emissions on a large scale.

The CCGS technology is an innovation and also a complex enterprise that requires much investment on research not only in its technical and economic feasibility, but also environmental. It will be necessary complementary interventions in engineering and management to control risk and guarantee its sustainability. However, considering the new pre-salt discoveries and the increases of international regulation, the development and the technological mastery of the CCGS becomes a crucial strategy for independence and sustainability of Brazil.

## REFERENCES

- [1] IEA, "CO<sub>2</sub> Emissions From Fuel Combustion Highlights", 2009.
- [2] IEA, "Energy Technology Perspectives 2008, Scenarios and Strategies for 2050", 2008.
- [3] B. Sherrick, M. Hammond, G. Spitznogle, D. Muraskin, S. Black, M. Cage and F. Kozaklag, "CCS with Alstom's Chilled Ammonia Process at AEP's Mountaineer Plant", Alstom Power, Inc., 2009.
- [4] J. Barrie, K. Brown, P.R. Hatcher and H.U. Schellhase, "Carbon dioxide pipelines: A preliminary review of design and risk", *VII Inter. Conf. GHG Cntrl. Tech.*, 2004.
- [5] W. Zhou, M. J. Stenhouse, R. Arthur, S. Whittaker, D. H. S. Law, R. Chalaturnyk and W. Jazrawi "The IEA Weyburn CO<sub>2</sub> Monitoring and Storage Project – Modelling of the Long-Term Migration of CO<sub>2</sub> from Weyburn", *Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7)*, Vancouver, Canada, 5-9 September, 14-6, 2004.
- [6] IPCC, "IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage", Prepared by *Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, New York, 2005.
- [7] S. R. Reeves, C. Clarkson and D. Erickson, "Selected Field Practices for ECBM Recovery and CO<sub>2</sub> Sequestration in Coals based on Experience Gained at the Allison and Tiffany Units, San Juan Basin". *Topical Report, U.S. Department of Energy, December, 2002*.
- [8] E. J. Wilson, S. J. Friedmann and M. F. Pollak, "Research for Deployment: Incorporating Risk, Regulation, and Liability for Carbon Capture and Sequestration" *Environ. Sci. Technol.* 41, p. 5945–5952, 2007.
- [9] National Syndicate of Cement Industry (SNIC), "Annual Report 2008", 2008.
- [10] Instituto Aço Brasil, accessed at [www.acobrasil.org.br](http://www.acobrasil.org.br), 2010.
- [11] Brazilian National Energy Agency (ANEEL) accessed at [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br), 2010.