

PROPOSTA DE ESTRUTURA REGULATÓRIA PARA SEQUESTRO GEOLÓGICO DE
CO₂ NO BRASIL E UMA APLICAÇÃO PARA O ESTADO DO RIO DE JANEIRO

Isabella Vaz Leal da Costa

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

Orientadores: Roberto Schaeffer

Alexandre Salem Szklo

Rio de Janeiro

Março de 2014

PROPOSTA DE ESTRUTURA REGULATÓRIA PARA SEQUESTRO GEOLÓGICO DE
CO₂ NO BRASIL E UMA APLICAÇÃO PARA O ESTADO DO RIO DE JANEIRO

Isabella Vaz Leal da Costa

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

Examinada por:

Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

Prof. André Frossard Pereira de Lucena, D.Sc.

Prof. Suzana Kahn Ribeiro, D.Sc.

Prof. Rodolfo Dino, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2014

Costa, Isabella Vaz Leal da

Proposta de Estrutura Regulatória para Sequestro Geológico de CO₂ no Brasil e uma Aplicação para o estado do Rio de Janeiro/ Isabella Vaz Leal da Costa. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2014.

X, 157 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Roberto Schaeffer

Alexandre Salem Szklo

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2014.

Referências Bibliográficas: p. 129 -143.

1. Sequestro Geológico de CO₂. 2. Estrutura Regulatória. 3. Emissões de CO₂. I. Schaeffer, Roberto *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Aos meus pais.

AGRADECIMENTOS

Primeiro agradeço aos meus orientadores Professor Roberto Schaeffer e Alexandre Szklo pelo apoio incondicional.

Agradeço também aos meus amigos e companheiros do Cenergia: Larissa Nogueira, Régis Rathmann, David Castelo Branco e Susanne Hoffmann.

Ao Pedro Rochedo, meus agradecimentos especiais. Meu amigo e colega de trabalho no CENERGIA, companheiro de idas e vindas do Fundão, aturou todos os meus atrasos, minhas inseguranças, meu desespero e sempre me ajudou e incentivou. E sempre compartilhou comigo minhas alegrias e confidências!

Às minhas melhores amigas e engenheiras Juliana Pacobahyba e Thaís Sampaio.

Às minhas melhores e queridas amigas mestres Bruna Rocha e Fernanda Fleming que viveram comigo todas as etapas do Mestrado e Doutorado nesta Instituição.

Ao grande amigo Rafael Ribeiro que nos momentos mais difíceis estava ao meu lado para dar apoio e incentivo.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo suporte à minha pesquisa, que iniciou no ano de 2009, quando ingressei no Doutorado.

Aos membros da banca pela disponibilidade em participar e contribuir para a melhoria desta Tese.

Por fim e não menos importante, aos meus pais que me ensinaram o sentido de amor e apoio incondicionais. Aos meus irmãos Serginho e Gui pelo carinho. E aos meus queridos padrinhos Andrea e Beto.

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

PROPOSTA DE ESTRUTURA REGULATÓRIA PARA SEQUESTRO GEOLÓGICO DE
CO₂ NO BRASIL E UMA APLICAÇÃO PARA O ESTADO DO RIO DE JANEIRO

Isabella Vaz Leal da Costa

Março/2014

Orientadores: Roberto Schaeffer

Alexandre Salem Szklo

Programa: Planejamento Energético

Esta tese consiste na elaboração de uma proposta de estrutura regulatória para ser utilizada como base teórica para criação de uma regulação específica no Brasil. Esta regulação está relacionada à implementação de tecnologias de Captura e Armazenamento Geológico de CO₂ (CCGS) no Brasil, que é uma medida de mitigação de emissões de gases de efeito estufa (GEE) capaz de reduzir as emissões de CO₂ do setor de energia e de setores energético-intensivos brasileiros. A estrutura regulatória proposta inclui a identificação das informações técnicas necessárias, identificação dos pontos críticos de um projeto de sequestro geológico de CO₂, as respectivas etapas de um projeto de CCGS, além da identificação dos agentes que atuam no processo e suas respectivas responsabilidades. Como aplicação da estrutura regulatória proposta, é realizado um estudo de caso para o estado do Rio de Janeiro. Neste estudo de caso, é apresentada uma metodologia inédita para análise de localização de HUBS (reservatórios intermediários de CO₂) como forma de apoiar o planejamento do CCGS no Brasil e sua aplicação ao estado do Rio de Janeiro.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

REGULATORY FRAMEWORK PROPOSAL FOR CARBON CAPTURE AND
GEOLOGIC STORAGE IN BRAZIL AND A CASE STUDY
FOR RIO DE JANEIRO STATE

Isabella Vaz Leal da Costa

March/2014

Advisors: Roberto Schaeffer

Alexandre Salem Szklo

Department: Energy Planning

This thesis proposes a regulatory framework that can be used as theoretical basis to establishing a specific regulation in Brazil related to Carbon Capture and Geological Storage (CCGS) technologies to mitigate CO₂ emissions from the energy sector, as well as from energy-intensive sectors in Brazil. The proposed regulatory framework includes the identification of relevant technical information, identification of a project's critical issues, the relevant steps of a CCGS project, and presents the agents involved in the process and their responsibilities. To test the regulatory framework proposal, a case study focusing on the state of Rio de Janeiro is performed. In the case study, a new methodology for analysis of HUBS (intermediate CO₂ reservoirs) locations and its application to the state of Rio de Janeiro are presented.

SUMÁRIO

1-	Introdução.....	1
2-	Tecnologias de Captura, Transporte e Armazenamento Geológico de CO ₂	6
2.1-	Captura de CO ₂	7
2.2-	Transporte:	25
2.3-	Armazenamento Geológico de CO ₂	30
2.3.1-	Capacidade de Armazenamento de CO ₂	37
2.4-	Riscos ambientais do Sequestro de Carbono Direto:	43
2.5-	Medição, Monitoramento e Verificação do Sequestro de Carbono Direto:	45
3-	Fundamentos de Regulação	47
3.1-	Atuação do Órgão Regulador no Mercado.....	50
3.1-1.	Monopólio	50
3.1-2.	Mercado Competitivo e acesso.....	54
3.2-	Revisão das Regulações de CCGS existentes no Mundo.....	55
3.2-1.	Proposta de Regulação da Comunidade Europeia	59
3.2-2.	Regulação de CCS no Reino Unido	62
3.2-3.	Proposta de Regulação dos Estados Unidos	62
3.2-4.	Proposta de Regulação da Austrália	68
3.2-5.	CCS em outros países	69
4-	Proposta de Estrutura Regulatória para CCS no Brasil	72
4.1	Etapas de um Projeto de Captura e Armazenamento Geológico de CO ₂ :	73
4.2	Agentes e suas respectivas responsabilidades:	77
4.3	Aplicação dos Fundamentos de Regulação à Cadeia de um Projeto de CCGS	81
4.4	Proposta de Estrutura Regulatória para CCS no Brasil:	84
5-	Estudo de caso: estado do Rio de Janeiro	102
6-	Conclusões e Propostas para Estudos Futuros	126
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:	129
	APÊNDICE A -EXEMPLO DE APLICAÇÃO DE REGULAÇÃO NO BRASIL: SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL	144

FIGURAS

Figura 1 - Modelo reduzido de uma planta de captura. -----	14
Figura 2 - Membranas de módulo tubular. -----	19
Figura 3 – Representação do modelo de transporte.-----	27
Figura 4 - Etapas do transporte marítimo de CO ₂ ..-----	29
Figura 5 - Variação do custo de transporte por tubulações <i>onshore</i> e <i>offshore</i> . .-----	30
Figura 6 - Mapa de Carbodutos nos EUA .-----	65
Figura 7 - Estrutura organizacional proposta. -----	80
Figura 8 - Etapas principais de um Projeto de CCGS.-----	81
Figura 9 - Etapa 1 do Projeto de CCGS. -----	86
Figura 10 - Etapa 2 do projeto de CCGS.-----	90
Figura 11 - Etapa 3 do Projeto de CCGS. -----	92
Figura 12 - Etapa 4 do Projeto de CCGS. -----	93
Figura 13 - Etapa 5 do Projeto de CCGS. -----	95
Figura 14 - Etapa 6 do Projeto de CCGS..-----	96
Figura 15 - Etapa 7 do Projeto de CCGS.-----	98
Figura 16 - Etapa 8 do Projeto de CCGS. .-----	99
Figura 17 - Fluxograma completo de todas as Etapas da Estrutura Regulatória..-----	100
Figura 18 - Resultado da Densidade de Kernel calculada no Estudo de Caso: Rio de Janeiro --	117
Figura 19 - Mapa com Análise de Kernel e Buffer. .-----	119
Figura 20: Atuação da ANP no Midstream. -----	148
Figura 21: Processo de fiscalização da ANP. -----	149
Figura 22: Processo de fiscalização da ANP. -----	149
Figura 23: Estrutura da regulação para Exploração de Gás natural. -----	150
Figura 24: Reguladores da Cadeia do Gás Natural. -----	151
Figura 25: Malha de dutos de gás natural no Brasil. -----	151
Figura 26: Etapas do processo de Chamada Pública. -----	153

TABELAS

Tabela 1- Principais solventes químicos existentes	11
Tabela 2 - Perdas de Solventes no processo de separação.....	11
Tabela 3 - Solventes Físicos	15
Tabela 4 - Solventes Híbridos.....	16
Tabela 5 - Resumo das Rotas Tecnológicas para Captura de CO ₂ e dos Métodos de Separação de gases.	21
Tabela 6 - Fatores que influenciam os custos de captura de CO ₂	24
Tabela 7 – Estimativa dos Custos de Armazenamento de CO ₂ por profundidade.....	37
Tabela 8: Parâmetros relevantes no cálculo do Potencial de Armazenamento de CO ₂ em uma bacia sedimentar.....	38
Tabela 9 - Questões importantes na elaboração do Sistema de Regulação de CCS.....	57
Tabela 10 - Proposta de Regulação de CCS para União Européia	59
Tabela 11 - Carbodutos localizados nos EUA.	62
Tabela 12 - Proposta dos Estados Unidos para Regulação de Injeção de CO ₂	66
Tabela 13 - Proposta do Governo Australiano – Regulação CCS	69
Tabela 14 - Parâmetros sugeridos pela literatura para o transporte de CO ₂	87
Tabela 15 - Parâmetros para o transporte de CO ₂	91
Tabela 16 - Dados do Polo de Cimento – Cantagalo	103
Tabela 17 - Perfil de produção do COMPERJ: Projeto antigo e novo	109
Tabela 18 - Empresas do Setor Químico do Estado do Rio de Janeiro consideradas na análise quantitativa.....	111
Tabela 19: Usinas siderúrgicas no estado do Rio de Janeiro	113
Tabela 20 - Fontes emissoras selecionadas para o Estudo de caso.....	116
Tabela 21 - Caracterização da independência da ANP	146
Tabela 22 - Diferenças entre a Lei do Petróleo e a Lei do Gás.	157

1- Introdução

Os sistemas de Captura e Armazenamento Geológico de CO₂ (CCGS¹) são reconhecidos mundialmente como alternativas para reduzir emissões de dióxido de carbono provenientes de fontes estacionárias (IEA, 2010; IPCC, 2007; ROCHEDO, 2011; NOGUEIRA *et al.*, 2014; LEAL DA COSTA, 2009).

Sequestro de Carbono pode ser definido como captura e estocagem segura de CO₂ que, de outra forma, seria emitido para a atmosfera ou permaneceria nela (DOE, 1999). Existem dois tipos de sequestro de carbono: o sequestro de carbono indireto e o direto.

No sequestro de carbono indireto o CO₂ atmosférico é removido por processo natural, ou seja, o dióxido de carbono é absorvido pela fotossíntese e incorporado à biomassa do vegetal durante o seu crescimento. Este mecanismo incentiva os florestamentos e reflorestamentos em áreas onde a vegetação foi alterada (EPA, 2013; IEA, 2010; LEAL DA COSTA, 2009).

O Sequestro de Carbono direto consiste num processo de separação e captura do CO₂ de processos industriais e processos relacionados à geração e/ou consumo de energia, seguido de transporte para um local de estocagem segura de modo que ocorra o isolamento do gás em relação à atmosfera por um longo período de tempo (IPCC, 2005).

No sequestro de carbono direto o CO₂ é removido dos sistemas estacionários de geração de energia, campos de exploração de petróleo e gás, refinarias de petróleo, cimenteiras, siderúrgicas, Unidades de Produção de gás natural, Unidades de Produção de Fertilizantes, Destilarias de álcool, etc.. Partindo da remoção, é armazenado com segurança² em formações geológicas, nos oceanos, em forma de carbonatos minerais ou utilizados em processos industriais (IEA, 2010; IPCC, 2007; LEAL DA COSTA, 2009).

¹ Carbon Capture and Geological Storage.

² Segurança, neste caso, se refere ao armazenamento geológico em que o risco de vazamentos é muito pequeno ou nulo.

Essas práticas são utilizadas no setor de Petróleo mundial para reduzir as emissões, por exemplo, na exploração de campos offshore na Noruega (Campo de Sleipner), no Canadá e nos EUA (IEA, 2010; LEAL DA COSTA, 2009; RODDY,2012).

Outro fator que corrobora para a necessidade de estudar essas tecnologias e considerá-las como medida de mitigação das emissões de CO₂ de fontes estacionárias, é a inclusão de projetos de CCS no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo do Protocolo de Kyoto, como resultado da COP 17 em Durban, em dezembro de 2011 (IPCC, 2011). Na COP 17 ficou definido que projetos de CCS podem ser desenvolvidos no âmbito do MDL desde que os países que receberão os projetos possuam normas bem estabelecidas e experiência na elaboração e execução em projetos deste tipo (IPCC, 2011). Este tema, portanto, ganhou uma relevância ainda maior no cenário mundial.

Especificamente no Brasil, essas práticas têm sido consideradas pela PETROBRAS para mitigar a emissão de CO₂ presente no gás associado nos campos do Pré-sal. Estima-se que os campos possuam em torno de 12% vol. de CO₂ (FORMIGLI, 2008). Além disso, seria viável capturar o dióxido de carbono proveniente dos setores industriais brasileiros, tais como: indústria petroquímica, siderurgia, geração termelétrica e o do setor petróleo (upstream e downstream) (SCHAEFFER, 2012).

É importante mencionar que não é possível capturar a totalidade do CO₂ emitido por essas indústrias e instalações citadas. Então, surge aqui o conceito de CO₂ “capturável”. CO₂ capturável é a parcela do CO₂ emitido, principalmente, na geração de calor e/ou queima de combustíveis fósseis, no caso setor industrial e utilização de combustíveis fósseis em instalações para geração de energia elétrica, que é viável de ser separada utilizando pelo menos uma das rotas tecnológicas disponíveis. Rotas tecnológicas como: pré-combustão, pós-combustão e oxi-combustão. Além disso, é importante ressaltar também que dessa parcela de CO₂ capturável, é de fato capturado 85 a 90% do CO₂ devido às limitações técnicas dos métodos de separação de gases existentes (IEA, 2012; RODDY, 2012; ROCHEDO, 2011; KURAMOCHI, 2012).

Ademais, o CO₂ capturado poderia ser armazenado em campos de petróleo e gás, camadas de carvão e até mesmo aquíferos salinos, considerando o fato de que o Brasil possui muitas bacias sedimentares propícias para o armazenamento geológico de CO₂ (PETROBRAS, 2009).

Além das questões já apresentadas, poderão surgir restrições quanto à expansão da geração hidrelétrica num futuro próximo, no Brasil onde a matriz energética é majoritariamente composta por hidroeletricidade. Sendo assim, as opções de termelétricas a gás e carvão serão consideradas para garantir a geração de energia elétrica no Brasil. Considerando um cenário restritivo em relação às emissões de gases de efeito estufa (GEE) no Brasil, surge a necessidade de redução de emissões de CO₂ num curto prazo e os sistemas de CCGS podem ser utilizados. De acordo com o estudo realizado pela COPPE, num primeiro momento, os candidatos principais à implementação dessas técnicas de mitigação de emissões de CO₂ seriam o setor elétrico e o setor petrolífero. Porém, não devem ser descartados outros setores como siderurgia e cimento (NOGUEIRA *et al.*, 2013).

A partir desse contexto no qual surgiriam restrições quanto à emissão de gases de efeito estufa no setor industrial brasileiro, e que CCS seria uma opção para mitigar as suas emissões de GEE, torna-se necessário estabelecer uma regulação para a implementação das técnicas e realização das atividades referentes ao sequestro geológico de CO₂ no Brasil.

Em linhas gerais, os objetivos de uma missão regulatória incluem os seguintes fatores (BNDES, 2010):

- Buscar a eficiência econômica, garantindo o serviço ao menor custo para o usuário;
- Evitar o abuso do poder de monopólio, assegurando a menor diferença entre preços e custos, de forma compatível com os níveis desejados de qualidade do serviço;
- Assegurar o serviço universal;
- Assegurar a qualidade do serviço prestado;
- Estabelecer canais para atender a reclamações dos usuários ou consumidores sobre a prestação dos serviços;

- Estimular a inovação (identificar oportunidades de novos serviços, remover obstáculos e promover políticas de incentivo à inovação);
- Assegurar a padronização tecnológica e a compatibilidade entre equipamentos;
- Garantir a segurança e proteger o meio ambiente.

A partir desta contextualização, o objetivo principal desta tese consiste na elaboração de uma proposta de estrutura regulatória para captura, transporte e armazenamento geológico de CO₂ no Brasil. Esta proposta de estrutura regulatória está relacionada à implementação das tecnologias de captura e armazenamento geológico de dióxido de carbono, considerando um cenário restritivo de emissões de gases de efeito estufa em setores energo-intensivos brasileiros.

A estrutura regulatória proposta inclui a identificação das informações técnicas necessárias, identificação dos pontos críticos de um projeto de sequestro geológico de CO₂, as respectivas etapas de um projeto de CCS, além da identificação dos agentes que atuariam no processo e suas respectivas responsabilidades.

Além do objetivo principal, a presente tese propõe uma metodologia para análise preliminar de localização de reservatórios intermediários (HUBS) para compor uma rede de transporte de CO₂ no Brasil, e uma aplicação para o estado do Rio de Janeiro.

Portanto, no Capítulo 2 é feita uma revisão bibliográfica das tecnologias de captura, transporte e armazenamento geológico de CO₂. No Capítulo 3, é realizada uma revisão de fundamentos de regulação econômica e uma revisão das principais regulações específicas para Captura e Armazenamento Geológico de CO₂ no mundo. Mais do que isso, serão identificados os pontos críticos de um projeto de CCGS, bem como as questões relevantes a serem consideradas na elaboração de uma regulação específica.

A partir dessa coleta de informações, no Capítulo 4 é proposta uma estrutura regulatória para a CCGS no Brasil. Nesta proposta estão incluídas as etapas de um projeto completo, os agentes atuantes em todo o processo e suas respectivas responsabilidades.

No Capítulo 5 é apresentado um estudo de caso, no qual a proposta de estrutura regulatória é testada em uma fonte emissora de CO₂ real localizada no estado do Rio de Janeiro. No estudo de caso, é aplicada uma metodologia para análise de localização de reservatórios intermediários de CO₂ (HUBS) para compor uma rede de transporte de CO₂ e auxiliar o planejamento de um projeto de CCGS.

Sendo assim, as contribuições da presente tese são: i) uma proposta de estrutura para elaboração de uma Regulação para o sequestro geológico de CO₂ no Brasil; ii) uma metodologia para análise preliminar para localização de HUBS. Inclusive esta metodologia tem um papel importante no planejamento da implementação de um Projeto de CCGS no Brasil.

E por fim, o Capítulo 6 apresenta as conclusões e propostas para estudos futuros a partir das contribuições desta tese.

2- Tecnologias de Captura, Transporte e Armazenamento Geológico de CO₂

O Sequestro de Carbono direto, ou a Captura e Armazenamento Geológico de CO₂ (CCGS) consiste num processo de separação e captura do CO₂ de processos industriais e processos relacionados à geração e/ou consumo de energia, seguido de transporte para um local de estocagem segura, de modo que haja o isolamento do gás em relação à atmosfera por um longo período de tempo, como mencionado anteriormente (IEA, 2010; IPCC, 2007; ROCHEDO, 2011; NOGUEIRA *et al.*, 2013; IPCC, 2005).

No sequestro de carbono direto o CO₂ é, então, removido dos sistemas estacionários de geração de energia, campos de exploração de óleo e gás, refinarias de petróleo, cimenteiras, siderúrgicas, unidades de produção de gás natural (UPGNs), unidades de produção de fertilizantes, etc, sendo armazenado com segurança³ em formações geológicas e/ou utilizados em processos industriais (IEA, 2010; IPCC, 2007; LEAL DA COSTA, 2009).

O sucesso nas práticas e técnicas utilizadas em sequestro de carbono pode ser garantido quando o CO₂ é armazenado de modo estável, por um longo período de tempo, de forma economicamente viável. Para a verificação do sucesso das técnicas de sequestro de carbono direto, são aplicadas técnicas de monitoramento para medir e calcular a quantidade de CO₂ que, de fato, será armazenada ao longo dos anos (IPCC, 2007).

O CCGS é dividido em três etapas básicas: separação e captura⁴, transporte e armazenamento geológico. Durante todas as etapas deve ser realizado o monitoramento do CO₂ para verificar as condições do armazenamento e para minimizar os riscos de vazamento.

A seguir são apresentadas as tecnologias detalhadas de cada etapa principal de um sistema de captura e armazenamento geológico de CO₂.

³ Segurança, neste caso, se refere ao armazenamento geológico em que o risco de vazamentos é muito pequeno ou nulo.

⁴ Após a captura é feita a compressão do CO₂ a uma pressão de aproximadamente 150-180 bar e esta não se caracteriza por uma etapa básica. Porém é necessária e deve ser feita antes da etapa de transporte (BENSON, 2005).

2.1- Captura de CO₂

A etapa de captura do CO₂ consiste em separar e capturar o dióxido de carbono de correntes de gases provenientes de fontes estacionárias, como: cimenteiras, plantas de energia (carvão, gás natural, óleo), refinarias, campos de exploração e produção de óleo e gás e unidades de separação de CO₂, Unidades de Produção de gás natural, siderúrgicas, destilarias de álcool, entre outras. Existe, então, a necessidade de separar o CO₂, pois os gases emitidos provenientes de alguns tipos de fonte estacionária (exaustos) possuem em sua composição outras gases e apenas uma porcentagem é composta por dióxido de carbono. Existem métodos para a separação do gás e também as rotas tecnológicas que utilizam esses métodos para capturar o CO₂. As rotas tecnológicas e os métodos de separação estão apresentados a seguir.

As rotas tecnológicas para captura (IPCC, 2007):

- 1- Pré-combustão (CO₂ é capturado antes da combustão)
- 2- Pós-combustão (CO₂ é capturado depois da combustão)
- 3- Oxidcombustão (Combustão com oxigênio ao invés de ar)
- 4- Looping Químico⁵

A pré-combustão consiste em separar o CO₂ antes da queima do combustível. Nesse caso, o gás possui alta pressão e alta concentração de CO₂. Na pré-combustão os processos mais comuns para separação são absorção química e/ou física utilizando solventes químicos e físicos, membranas poliméricas, looping químico e a separação em plantas de energia com sistema de gaseificação (IGCC e NGCC)⁶ (FIGUEROA et al., 2008; KURAMOCHI, 2012, ROCHEDO, 2012). Existem vantagens e desvantagens para escolha desta rota tecnológica para realizar a captura. Na pré-combustão, uma vantagem seria que o CO₂ resultante da separação vai estar com alta pressão, o que reduz custos relacionados à compressão. Por outro lado, essa tecnologia pode ser aplicada apenas em novas plantas de energia que utilizam o sistema de gaseificação que por sua vez ainda é muito caro, como será visto mais adiante (FIGUEROA et al., 2008).

⁵ Tecnologia ainda em desenvolvimento (IPCC, 2007 e YANG et al., 2008).

⁶ Específico para remoção de CO₂ proveniente da gaseificação. Separa de modo eficiente o CO₂ do gás de síntese, recuperando até 90% de CO₂. (FIGUEROA et al., 2008).

A pós-combustão consiste em coletar o exausto proveniente da combustão com o ar, ao invés de liberá-lo para atmosfera e separar o CO₂ em seguida. A concentração de CO₂ no gás exausto é, normalmente, em torno de 15% vol⁷. O gás exausto, então, passa por equipamentos de separação de gás, obtendo o dióxido de carbono a uma pressão de no máximo 0,15 atm (FIGUEROA *et al.*, 2008).

A pós-combustão utiliza, principalmente, solventes químicos à base de amina para realizar a separação, pois a concentração de dióxido de carbono no exausto é baixa. Além de solventes químicos, existem alguns métodos para separação de gases que são promissores, mas que estão ainda em desenvolvimento⁸. Uma vantagem em relação à pós-combustão é que esta tecnologia pode ser aplicada na maioria das termelétricas convencionais. Porém, como o exausto proveniente dessas plantas de energia possui baixa concentração de CO₂, este possuirá baixa pressão, necessitando de compressão para ser transportado e armazenado.

A oxicombustão (oxy-fuel) utiliza oxigênio ao invés de ar para fazer a queima e assim capturar o gás. Neste processo, primeiro o oxigênio (O₂) é separado do ar em uma planta de separação de ar. A reação do combustível vai ocorrer na presença de O₂ e CO₂, fazendo com que o gás resultante possua alta concentração de CO₂, não possuindo N₂. Além disso, são removidos materiais particulados e compostos de enxofre. A concentração de CO₂ neste gás é aproximadamente 90% por unidade de volume, o que permite processos de menor custo para separação, como a absorção física (YANG *et al.*, 2008). Contudo, o que se economiza de energia e de custos no processo de captura, em parte ou mesmo totalmente, pode ser despendido na unidade de separação de ar. A destilação criogênica pode ser utilizada também para separar o oxigênio do ar para realizar a oxicombustão. Uma vantagem da oxicombustão é que o gás resultante terá alta concentração de CO₂. Porém, dado que o processo necessita de grande quantidade de O₂, tal fato pode vir a encarecê-lo muito e o tornar inviável (FIGUEROA *et al.*, 2008).

Tecnologias como sistemas a base de carbonato, sistemas à base de amônia, sistemas à base de enzimas, novos materiais para adsorção, líquidos iônicos e outros (FIGUEROA *et al.*, 2008 e YANG *et al.*, 2008).

⁷ Esta concentração dependerá do combustível fóssil.

⁸ Além de solventes químicos, existem outras tecnologias em desenvolvimento.

Outra opção de combustão com o O₂ é o Looping Químico ou “Chemical Looping”. A idéia principal é separar a combustão dos hidrocarbonetos em reações de oxidação e redução. Para isso deve ser introduzido um óxido metálico⁹, adequado para levar o oxigênio a circular entre os dois reatores.

A separação do oxigênio do ar não necessita de uma planta específica, pois o oxigênio é transferido do ar para o reator de combustão através de um óxido metálico. O princípio do Looping Químico pode ser implementado em turbinas a gás ou em turbinas a vapor. No Looping Químico há reação do O₂ com o metal, que é uma reação fortemente exotérmica e há também a redução do óxido metálico com carbono do combustível que é uma reação levemente endotérmica e o exausto possuirá alta concentração de CO₂ (RUBEL et al., 2008). Nesta opção de captura como é utilizado oxigênio ao invés de ar, não é necessária a instalação de equipamentos de controle de NOx pois o nitrogênio não está presente.

Métodos de separação:

Existem alguns métodos para separação de gases que podem ser utilizados para a separação de CO₂.

1- Absorção Química:

A absorção química ocorre através do contato do gás com solventes químicos. Estes solventes são capazes de reagir com o gás e assim separá-los. O dióxido de carbono é considerado um gás ácido e a absorção química a partir de gases exaustos depende de reações de neutralização ácido-base utilizando solventes que se comportam como bases (OLAJIRE, 2010). Antes de reagir o gás com o solvente, a corrente de gás recebe um pré-tratamento para remover particulados e outras impurezas. Precisamente, é necessário remover mais enxofre do exausto, na medida em que ele reage com a amina da captura com maior afinidade do que o CO₂. Assim, o FGD normal não é suficiente.

Então, passa por uma torre de absorção onde entra em contato com o solvente. Desta forma, trata-se de um processo no qual o gás desejado (CO₂, neste caso) é absorvido por uma solução aquosa, normalmente a base de amina, a uma temperatura

⁹ Alguns dos metais de transição que podem ser utilizados são: ferro, níquel, cobre e manganês.

entre 40 e 50 °C, a uma pressão de aproximadamente 1 bar, formando um composto através de ligações químicas. Posteriormente, o CO₂ passa por uma unidade regeneradora, na qual, o CO₂ é liberado e o solvente é recuperado. Durante a recuperação do solvente é necessária grande quantidade de calor/vapor (aproximadamente 4,2 MJ/kgCO₂) (BLOMEN *et al.*, 2009). Vale ressaltar que o calor consumido também depende do tipo de solvente utilizado, portanto esse valor pode variar.

O vapor é consumido tanto na torre de absorção quanto na torre de recuperação (regeneração) do solvente químico (ORDORICA-GARCIA *et al.*, 2006, KOHL E NIELSEN, 1997). O vapor é consumido sobretudo no stripper, na reação de dessorção (calor sensível e calor latente) (ROCHEDO *et al.*, 2013).

Em seguida, condensa-se o vapor, restando CO₂ à altas concentrações.¹⁰ O solvente é resfriado, para que atinja uma temperatura entre 40-65°C, e é levado para torre de absorção para ser reutilizado (HERZOG E GOLOMB, 2004). Isso ocorre num processo cíclico, pois após liberar o gás, os solventes serão novamente utilizados para capturar nova quantidade de gás (CO₂). Vale ressaltar que nesse processo em que o solvente é reutilizado há uma perda do solvente e há a produção de resíduos tóxicos no reclaimer (OLAJIRE, 2010; ARTANTO *et al.*, 2014; e KARL *et al.*, 2014). Os solventes químicos existentes e mais comuns são apresentados na Tabela 1.

¹⁰ Concentrações de CO₂ aproximadamente 95% vol (OLAJIRE, 2010).

Tabela 1- Principais solventes químicos existentes

Solventes Químicos	Fabricantes
Carbonato de potássio	UOP
DEA (Dietanolamina)	Vários
MEA (Monoetanolamina)	Vários
MDEA (Metildietanolamina)	BASF e outros
Econamine	Fluor
MHI KS-1 (Aminas Histericamente impedidas)	Mitsubishi (MHI)
Carbonato de Amônio (Chilled Ammonia Process)	ALSTOM
PSR (Mix de aminas)	Amit Chakma
Mix de aminas	Praxair

Fonte: Elaboração própria baseado em IPCC, 2005; HOFFMANN, 2010; e OLAJIRE, 2010.

Na Tabela 2 são apresentadas as perdas típicas de alguns dos solventes químicos utilizados em larga escala.

Tabela 2 - Perdas de Solventes no processo de separação

Solvente	Perdas (kg/tCO₂)
MEA	1-3
Econamine (Flúor) – (MEA + inibidores)	1,6
KS- 1 (MHI) – (Aminas histericamente impedidas)	0,35
PSR - Amit Chakma (Mix de aminas)	0,1 – 0,9
Praxair (Mix de aminas)	0,5 – 1,5

Fonte: SIMMONDS *et al.*, 2010.

Os solventes apresentados na Tabela 1 como Carbonato de Potássio, DEA, MEA, MDEA e Sulfinol, estão disponíveis comercialmente em larga escala no mundo (OLAJIRE, 2010).

O MEA é um solvente químico e é uma base forte que forma ligações químicas mais fortes com o dióxido de carbono e, por isso, é empregado normalmente quando necessita-se de uma alta taxa de remoção. MDEA por sua vez é uma base mais fraca e portanto forma ligações mais fracas e consequentemente é utilizada para correntes de gás com concentrações maiores de CO₂.

Uma outra opção para a absorção química é utilizar o Carbonato de Amônio¹¹ como solvente. Este processo utiliza 50% menos energia do que o processo convencional que utiliza solventes como MEA e MDEA (BLOMEN, 2009).

O processo que utiliza solventes químicos convencionais atinge baixa eficiência, ou seja, para realizar a captura de 1 mol de CO₂ são necessários 2 mols de solvente químico a base de amina como MEA, MDEA e outros (LEAL DA COSTA, 2009).

No caso das aminas histericamente impedidas (KS-1), a eficiência do processo de captura é maior do que nas aminas convencionais, o que significa do ponto de vista estequiométrico que 1mol de aminas histericamente impedidas absorve 1 mol de CO₂ (OLAJIRE, 2010).

Um problema comum no processo de absorção química é que grandes quantidades de solventes são necessárias para processar uma grande vazão de CO₂, o que se traduz em necessidade de grandes equipamentos com grande consumo de energia e, consequentemente, altos custos (LEAL DA COSTA, 2009). O consumo de energia devido ao processo de captura (regeneração do solvente, bombeamento do solvente, bombeamento de água para resfriamento do exausto, compressão do CO₂) pode chegar a 14% da energia gerada em uma IGCC (HOFFMANN, 2013). A redução de eficiência de uma planta termelétrica a carvão com captura pode chegar a 9,13% (HOFFMANN, 2013). A eficiência de uma Usina Termelétrica com captura pode ser calculada utilizando a (Equação 1).

¹¹ Solvente é formado basicamente na conversão de bicarbonato de amônio em carbonato de amônio.

$$\eta_{\text{CCS}} = \eta_{\text{ref}} - \text{CE} \quad \text{(Equação 1)}$$

onde:

η_{CCS} = Eficiência UTE com planta de captura

CE = Redução de eficiência devido à captura

η_{ref} = Eficiência de referência, UTE

A perda de eficiência em uma UTE não ocorre devido a uma alteração no processo de geração de energia. A instalação de uma planta de captura com absorção química não altera o processo, apenas consome mais energia e a energia consumida é proveniente da própria térmica. Isso resulta numa quantidade de energia líquida produzida menor do que uma planta que não possua um sistema de captura.

Outra questão importante a ser considerada é que os solventes, por serem corrosivos, necessitam de instalações que possuam materiais que não sofram corrosão¹² (KOHL E NIELSEN, 1997 e HOFFMANN, 2013).

Figura 1 apresenta um esquema ilustrativo de uma típica planta de captura que utiliza absorção química. As torres têm aproximadamente 25m de altura e 5m de diâmetro, porém essas dimensões podem variar de acordo com a vazão do gás a ser separado e também do exausto produzido na fonte emissora.

¹² Materiais como aço inoxidável (HOFFMANN, 2010).

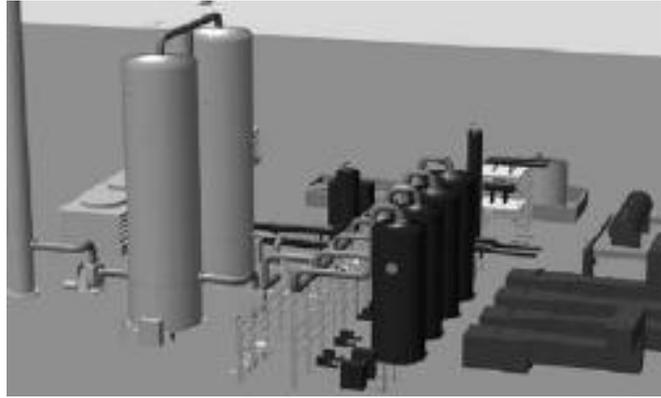


Figura 1 - Modelo reduzido de uma planta de captura. Fonte: NEVES *et al*, 2007

O dimensionamento de uma planta de captura deve considerar a maior vazão de dióxido de carbono a ser capturada ao longo do período de projeto e, além disso, deve ser adicionado um fator de segurança. Em média, a área ocupada por uma planta de captura por absorção química para uma NGCC (Natural Gas Combined Cycle) é em torno de $7,43 \text{ m}^2 / \text{MW}$ instalado (NETL-DOE, 2007).

Após ser liberado na torre de regeneração de solvente, o CO_2 poderá ser comprimido, transportado e injetado em uma formação geológica disponível.

Dentre os possíveis métodos de separação do CO_2 do gás de exaustão da queima de combustíveis, a absorção química é uma tecnologia madura que se encontra em escala comercial e pode ser utilizada em térmicas, refinarias e outras fontes estacionárias já existentes (LEAL DA COSTA, 2009). A absorção química é, portanto, um processo para aplicação no curto prazo, já que é um método de separação maduro do ponto de vista tecnológico ainda que não tenha alcançado a escala de uma UTE (HOFFMANN, 2010).

2- **Absorção física:**

A absorção física também é utilizada para separação de gases e utiliza solventes físicos, de forma que, neste caso não há reação química. A absorção física é normalmente utilizada em situações em que a pressão do exausto é mais alta e que a concentração de CO_2

também é mais alta, como por exemplo, as plantas de gaseificação de carvão como IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*) (IEA, 2002). O processo de absorção física depende especialmente da temperatura e pressão do gás a ser separado. Neste caso, quanto maior a pressão e menor a temperatura melhor o desempenho dos solventes físicos.

A absorção física é utilizada normalmente para separação de CO₂ de gás de síntese gerados na gaseificação do carvão para a produção de hidrogênio, amônia e metanol. Além disso, também é utilizado para remover CO₂ do gás natural associado ao petróleo. A Tabela 3 apresenta os solventes físicos disponíveis para utilização.

Tabela 3 - Solventes Físicos

Solventes físicos:	Fabricantes
Selexol	Union Carbide, EUA
Rectisol (metanol)	Lurgi e Linde, Alemanha, Lotepro Corporation, EUA
Purisol	Lurgi, Alemanha
FLUOR Process	FLUOR

Fonte: IPCC, 2005

A absorção física utilizando Selexol ocorre em uma faixa de temperatura de aproximadamente 0-5 °C. Após a absorção, o CO₂ precisa ser separado do solvente para que seja comprimido, transportado e armazenado. Sendo assim, o CO₂ pode ser liberado apenas ao se diminuir a pressão (OLAJIRE, 2010 e KURAMOCHI *et al.*, 2012).

Podem ser consideradas algumas vantagens e desvantagens para o processo de absorção física utilizando Selexol. No que diz respeito às vantagens, uma questão importante é que a temperatura na torre de absorção não é muito alta já que não há uma reação química, e, portanto, não libera calor. Além disso, o CO₂ após ser separado não contém umidade já que o Selexol possui alta taxa de afinidade com água. Por outro lado, o Selexol possui a desvantagem de não poder ser utilizado em qualquer exausto já que deve ser utilizado em exaustos com maiores pressões parciais.

O solvente físico Rectisol, que é um composto a base de metanol, é utilizado normalmente para tratamento de gás de síntese proveniente da gaseificação do carvão e também pode ser utilizado para remover CO₂ associado ao gás natural. Nesse caso a captura ocorre normalmente a uma faixa de temperatura de -30° a -100° F (-34,5° a -73,3°C) (OLAJIRE, 2010).

Existem algumas vantagens relacionadas ao Rectisol que podem ser destacadas. O Rectisol não provoca corrosão nos equipamentos e possui alta estabilidade à altas temperaturas, além de ser completamente miscível em água. Por outro lado, possui desvantagens como a complexidade das plantas de captura e a necessidade de consumo de energia para refrigerar o metanol (OLAJIRE, 2010).

Por fim, o solvente também chamado como *FLUOR process (Processo FLUOR)* foi desenvolvido pela FLUOR e é um dos solventes mais indicados para separação de CO₂ a partir de exaustos com altas pressões parciais. Este solvente é um composto a base de carbonato de propileno (C₆H₆O₃) que possui grande afinidade com o dióxido de carbono (OLAJIRE, 2010). Portanto, este solvente tem algumas vantagens como alta solubilidade em CO₂, o que potencializa a captura e não necessita de água no processo de regeneração do solvente. Por outro lado, este processo utiliza grandes quantidades de solvente.

Além desses solventes apresentados, existem também os solventes híbridos, que combinam as melhores características dos solventes químicos e físicos (IEA, 2002). A Tabela 4 apresenta solventes híbridos utilizados.

Tabela 4 - Solventes Híbridos

Solventes híbridos
Sulfinol (sulfolane + (DIPA e MDEA))
Amisol (metanol + aminas secundárias)

Fonte: Elaboração própria baseada em OLAJIRE, 2010.

A seguir são apresentados os principais critérios para seleção dos solventes químicos e/ou físicos a serem utilizados na separação do dióxido de carbono (BELLO, 2009; KOHL E NIELSEN, 1997; e ASTARITA *et al.*, 1983).

- Pressões parciais entre 6-100 psi (0,42 – 7 bar) devem ser utilizados solventes químicos a base de amina como MEA, MDEA e DEA
- Pressões parciais acima de 200 psi (14 bar) devem ser utilizadas solventes físicos como Selexol, purisol e rectisol (metanol)
- Pressões parciais intermediárias (7 bar -14 bar), devem ser utilizados solventes a base de carbonato de potássio.

Vale ressaltar que atualmente o único método de separação que pode ser aplicado em plantas de grande porte é a absorção, seja química, física ou uma combinação de ambas (HOFFMANN, 2010), baseando-se sempre nas características do exausto e nos processos nos quais o produzem, como mencionado anteriormente.

A separação utilizando a absorção química com solventes a base de amina apresenta, na prática, um custo em média em torno de 120 US\$/ tCO₂ capturado (ROCHEDO, 2011). Esse valor em alguns casos pode ser mais alto e de acordo com ROCHEDO (2011), com o desenvolvimento das tecnologias esse valor pode ser reduzido a cerca de 70 US\$/tCO₂ nos próximos dez anos.

3- **Adsorção:**

A adsorção é outro método de separação de gases. Este utiliza materiais sólidos e através do contato da superfície destes com os gases realiza a separação. Variáveis críticas para a adsorção são: temperatura, pressão, forças nas superfícies dos materiais, e o tamanho dos poros na superfície dos materiais. As tecnologias de adsorção são (IEA, 2002):

- Pressure Swing Adsorption (PSA)
- Temperature Swing Adsorption (TSA)
- Electrical Swing Adsorption (ESA)

Uma Unidade típica de PSA possui vasos de pressão e cada um contém o mesmo tipo de material de adsorção como carvão ativado e zeólitas. As zeólitas são consideradas mais eficientes para a separação de CO₂ por adsorção (GOMES E YEE, 2002).

Através do contato do gás com o material presente nos vasos, o CO₂ é retido enquanto que os outros componentes do gás conseguem passar. Normalmente, este gás possui alta pressão e baixa temperatura. Após a camada de material reter o CO₂ esta irá sofrer regeneração através da diminuição da pressão no vaso e será utilizada novamente para separar nova quantidade de gases (IEA, 2002).

Nas Unidades de TSA ocorre um processo bem semelhante ao anterior, porém a regeneração do material é feita aumentando-se a temperatura, enquanto a pressão permanece inalterada. Finalmente, uma unidade de ESA utiliza fibra de carvão ativado. Para tornar esse material mais eficaz algumas características podem variar, como: o tamanho de seus poros, volume dos poros e a área de contato (área da superfície do material). Como a fibra de carvão possui alta condutividade, gases adsorvidos podem ser liberados rapidamente utilizando-se uma corrente elétrica de baixa voltagem. Neste processo, a pressão do sistema não varia e a temperatura é minimamente alterada (IEA, 2002). A capacidade de adsorção é reduzida conforme a temperatura do processo aumenta. Estes sólidos possuem uma capacidade máxima de adsorver o dióxido de carbono de aproximadamente 65,7 mg CO₂/g adsorvente a uma temperatura de 800°C (OLAJIRE, 2010).

As tecnologias PSA e TSA são utilizadas atualmente na produção comercial de H₂, separação de O₂ e na remoção de CO₂ de gás natural. Porém, a tecnologia de ESA mesmo ainda não estando disponível comercialmente, tem a perspectiva de utilizar menos energia que as outras tecnologias de adsorção apresentadas (IEA, 2002).

4- **Membranas:**

As membranas são barreiras físicas compostas de materiais semipermeáveis que permitem que alguns componentes passem por elas enquanto outros ficam retidos (Engelien, 2004). Os materiais que compõe as membranas podem ser divididos em dois grupos: sintético e biológico. As membranas sintéticas são divididas em dois subgrupos:

orgânicas (poliméricas) e inorgânicas. As membranas mais utilizadas para separação de CO₂ são as orgânicas poliméricas, porém as membranas inorgânicas cerâmicas também são utilizadas. As membranas também apresentam dois tipos de módulos: espiral e tubular. A Figura 2 ilustra membranas de módulo tubular.



Figura 2 - Membranas de módulo tubular. Fonte: ENGELIEN, 2004.

A separação de gases por membranas é uma tecnologia comercialmente madura para alguns tipos de fontes estacionárias que separam o CO₂ para utilização na indústria petroquímica e na indústria de alimentos. Portanto, ainda não é utilizada em plantas de grande porte como o caso de Usinas Termelétricas (NGCC, IGCC e Térmicas convencionais).

Existem alguns outros tipos de membranas que estão surgindo e sendo testadas para serem utilizadas em escala comercial como¹³: (YANG *et al*, 2008).

- Membranas de carbono
- Membranas de alumina
- Membranas de sílica
- Membranas de zeólitas¹⁴

¹³ Para mais informações sobre as membranas que ainda estão sendo testadas ver IPCC (2007), Yang et al.(2008) e Figueroa et al (2008).

A vazão com que os gases atravessam as membranas dependerá da diferença de pressão que possui o exausto e o outro lado da membrana. Normalmente, altas pressões são desejadas na separação de CO₂ por membranas. As membranas são utilizadas largamente na separação de H₂, na separação de CO₂ proveniente de gases exaustos de processos industriais e podem ser usadas para a separação de O₂ do ar (IPCC,2007).

5- Destilação Criogênica

A Destilação Criogênica tem como princípio a separação de gases através da condensação. Ocorre, então, o resfriamento dos gases e com as baixas temperaturas eles tendem a condensar. Quando os gases são resfriados a temperaturas abaixo de seus pontos de vaporização, condensam e se separam, pois cada um possui um ponto de vaporização específico (IEA, 2002).

Necessita-se de alta pressão do exausto para se obter a liquefação de uma fração razoável do CO₂. Para liquefazer, e.g, 90% do CO₂ presente num exausto que possua uma concentração de CO₂ de 15% vol, os gases devem ser comprimidos a aproximadamente 350 atm. As altas pressões necessárias para realizar a captura utilizando o método de destilação criogênica inviabilizam a aplicação deste método para exaustos que estejam à pressão atmosférica. Isto ocorre devido ao alto custo energético para comprimir o exausto a 350 atm.

Estima-se que o consumo energético para realizar a captura utilizando a destilação criogênica é de 1.077 kJ/kg CO₂ (2.0 MBTU/tCO₂) e resultaria numa redução na eficiência da Usina Termelétrica em 10,8% (ELECTRIC POWER REASERCH INSTITUTE, 2007).

Esse método de separação é utilizado, normalmente, para a separação e liquefação de CO₂ proveniente de exaustos com uma concentração de CO₂ maior que 50% vol., o que seria uma opção promissora para Plantas de Gaseificação de carvão (IGCC – Integrated Gasification Combined Cycle) (IEA, 2009).

¹⁴ Zeólitas são sólidos microporosos que têm a capacidade de reter seletivamente moléculas por um processo de exclusão baseado no tamanho das moléculas (IPCC, 2007).

Além disso, a destilação criogênica também é utilizada para a produção de O₂ (separação de oxigênio do ar) e Nitrogênio líquido - N₂.

A

Tabela 5 resume as rotas tecnológicas e os métodos de separação de CO₂ correspondentes já utilizados em escala comercial (IPCC, 2007).

Tabela 5 - Resumo das Rotas Tecnológicas para Captura de CO₂ e dos Métodos de Separação de gases.

Rotas Tecnológicas / Métodos Separação	Pré-combustão	Pós-combustão	Oxicombustão / Looping Químico
Solventes (Absorção)	Solventes Químicos e Físicos	Solventes Químicos	-
“Adsorventes” (Adsorção)	Zeólitas e Carvão Ativado	Zeólitas e Carvão Ativado	Zeólitas e Carvão Ativado
Membranas	Polimérica	Polimérica	Polimérica
Destilação Criogênica	Liquefação	Liquefação	Destilação

Fonte: IPCC, 2007; ROCHEDO, 2012; ARAÚJO et al., 2011; KURAMOCHI et al., 2012.

Captura de CO₂ em Plantas de Energia e Plantas Industriais:

Plantas de energia que utilizam combustíveis fósseis para a geração de energia são importantes fontes emissoras de dióxido de carbono. Emitem cerca de um terço das emissões totais de dióxido de carbono provenientes de ações antropogênicas (PENNLIN et al., 2008). Termelétricas a base de carvão e gás, IGCC e NGCC podem separar e

capturar CO₂ utilizando as rotas tecnológicas para captura e os métodos de separação apresentados anteriormente.

Normalmente, a tecnologia de pós-combustão é utilizada para captura de CO₂ em termelétricas convencionais e para separação utiliza-se a absorção química com, por exemplo, o solvente MEA¹⁵. Além da absorção química, o gás pode ser separado por membranas também. No caso de termelétricas convencionais, o CO₂ necessita ser separado de um gás exausto que contém NO_x e SO₂, e que possui baixa pressão.

No caso de plantas de gaseificação como IGCC pode ser utilizada a tecnologia de captura de pré-combustão, oxicomustão ou até looping químico. Na pré-combustão, após o processo de gaseificação, o enxofre é removido e o gás de síntese é basicamente formado por monóxido de carbono e hidrogênio. O monóxido de carbono é, então, convertido para dióxido de carbono na unidade de “shift Conversion” para seguir para a unidade de separação utilizando, por exemplo, o método de absorção física com metanol¹⁶. Existem alguns outros métodos para realizar a separação, mas estudos mostram que a absorção física é amplamente utilizável já que as concentrações de CO₂ no caso da gaseificação são altas¹⁷ (YANG et al, 2008).

Então, dependendo da fonte na qual se deseja realizar a captura, além de uma rota tecnológica adequada deve ser aplicado também um método de separação de gases adequado. As características da corrente de gás da qual se deseja separar o CO₂ devem ser analisadas antes de se escolher a tecnologia que será utilizada na captura de CO₂ (IEA, 2002). As características a serem analisadas são: composição, pressão, temperatura e volume do exausto. Estas características variam de acordo com os processos industriais, tipos de combustível e esquema da planta de geração de energia dos quais o exausto contendo o dióxido de carbono foi emitido. Após ser separado, o CO₂ deve ser comprimido quando não estiver com a pressão desejada,¹⁸ ou seja, o CO₂ deve encontrar-se no estado supercrítico para ser transportado e em seguida injetado (IEA, 2002).

No caso de plantas industriais como siderúrgicas e fábricas de cimento, o CO₂ pode ser capturado utilizando as rotas tecnológicas e os métodos de separação mencionados anteriormente.

¹⁵ Solvente comumente utilizado a base de amina.

¹⁶ Solvente físico comumente utilizado na pré-combustão.

¹⁷ Aproximadamente 90%.

¹⁸ Pressão do CO₂ de 80 a 150 bar para ser transportado (IEA, 2002).

No caso das Siderúrgicas, cerca de 70% do carbono introduzido no processo passa pelos alto fornos (FARLA *et al.*, 1995). O Gás dos alto-fornos tem uma pressão em torno de 3 bar e contém (17 – 25 %) CO₂, (20-28%) CO, (1-5%) H₂ e (50- 55%) N₂ (IPCC, 2001, KURAMOCHI, 2012). O CO₂ contido neste gás pode ser capturado utilizando duas abordagens. A primeira considera capturar o CO₂ diretamente do gás do alto forno. Já a segunda considera capturar o CO₂ após a conversão de CO em CO₂. A vantagem da segunda opção é que ela recupera maior quantidade de carbono, o que não ocorre na primeira abordagem, quando menos de 50% do carbono introduzido no processo é recuperado, devido à grande quantidade de CO presente no gás do alto forno (KURAMOCHI *et al.*, 2012).

Nesse caso pode ser utilizada a absorção química (MEA, KS-1 e outras soluções a base de aminas), membranas, absorção física entre outros métodos de separação de CO₂. Cada método possui um custo específico e consumos de eletricidade e vapor específicos. No caso do solvente MEA, por exemplo, consome-se 3,2 a 4,4 GJ de vapor /tCO₂ capturado; 0,51 a 0,55 GJ de eletricidade /tCO₂ capturado, a um custo específico de capital de 70 a 90 €/tCO₂ capturado por ano (HO *et al.*, 2010).

Nos casos de gás de alto forno e COREX gas, que possuem baixas pressões parciais, a absorção química é, de fato, o método mais apropriado para separação do CO₂ (KURAMOCHI *et al.*, 2012).

No caso do setor de cimento, grande parte das emissões de CO₂ são provenientes da produção de clínquer (KURAMOCHI *et al.*, 2012). Estudos indicam que a pós-combustão é a única rota tecnológica para captura de CO₂ que considera baixo risco técnico e que possibilita o *retrofitting* a curto prazo na indústria de cimento. Sendo assim, o método que foi considerado para separação de CO₂ foi a absorção química (MEA, KS-1 e outros solventes avançados). Com MEA, por exemplo, o consumo de energia específico pode variar na faixa de 3,7 a 4,4 GJ/tCO₂ capturado (vapor) e 0,37 a 0,73 GJ/tCO₂ capturado (eletricidade). Isso a um custo de capital incremental variando entre 60 e 160 €/tCO₂ capturado por ano (Ho *et al.*, 2010; IEA GHG, 2008; RITE *et al.*, 2005; HASSAN *et al.*, 2007; KURAMOCHI *et al.*, 2012). Vale mencionar que chemical looping também pode ser utilizado para a separação de CO₂ em novas plantas de cimento (OZCAN *et al.*, 2013).

No que se refere às refinarias e petroquímicas, é considerada a rota tecnológica de pós-combustão usando o método de separação de absorção química para captura de CO₂ no curto prazo. Isso vale para gases provenientes do *steam cracker* e dos demais fornos de uma refinaria. Além disso, vale destacar que a rota de oxi-combustão poderá ser considerada no médio e longo prazo.

Para os gases da refinaria, com o CO₂ capturado utilizando pós-combustão e MEA, e uma taxa de captura de 85%, o consumo específico de energia é em torno de 5,7 GJ/tCO₂ capturado (gás natural), a um custo incremental de capital de 250 €/tCO₂ capturado por ano. (HURST *et al.*, 2005; KURAMOCHI *et al.*, 2012).

Além desses dados de custos apresentados anteriormente, na próxima seção são avaliados fatores que influenciam os custos totais de captura presentes na literatura.

Custos Envolvidos na Etapa de Captura de CO₂:

Tabela 6 apresenta fatores que influenciam o cálculo de custos para a etapa de captura utilizando a absorção química.

Tabela 6 - Fatores que influenciam os custos de captura de CO₂

Consumo energético
Energia para regeneração do solvente
-Energia para absorção
-Calor utilizado pelo solvente
-Evaporação da água
-Eficiência de aquecimento do solvente
Perdas
-Bombeamento do solvente
-Bombeamento de vapor (regeneração do solvente)
Compressão
Custo de Investimento
-Taxa de absorção
-Efeitos de corrosão dos equipamentos
-Torres de absorção

-Outros equipamentos
Operação e manutenção
- Perdas de solvente
-Quantidade de solventes
-Custo específico dos solventes
-Taxas de degradação dos solventes
-Efeitos de corrosão
-Mão-de-obra

Fonte: PEETERS *et al.*, 2010.

2.2- Transporte:

Transporte é a etapa intermediária entre a captura e o armazenamento geológico de CO₂. Trata-se de uma atividade que já é realizada pela indústria de petróleo e gás natural e pela indústria de alimentos. Os principais meios de transporte de CO₂ são (IPCC, 2005):

- carbodutos (tubulações *onshore* e *offshore*),
- navios,
- ferrovias, and
- rodovias.

As condições de transporte do gás carbônico são similares à de outros gases da indústria do petróleo, como GLP (Gases Liquefeitos de Petróleo) e gás natural, o que torna possível estimar custos a partir de experiências com esses gases (SVENSSON *et al*, 2004; MCCOY & RUBIN, 2008; IPCC, 2005; SVENSSON *et al*, 2004 b; BARRIO *et al*, 2004; BOCK *et al*, 2003). Para otimizar esse transporte, é importante que o gás carbônico seja transportado da maneira mais pura possível (i.e, contendo baixos teores de N₂, H₂S ou H₂O), para que o volume de gás transportado seja menor e constituído principalmente de CO₂ (MCCOY, 2008). Já que a etapa de captura prevê a purificação do gás, o transporte aqui considerado engloba também qualquer condicionamento necessário ao gás (como compressão ou liquefação) para que seja realizado o transporte. Experiências de transporte por ferrovias e rodovias são encontradas principalmente na indústria de bebidas e alimentos. Porém, as quantidades transportadas para

esse fim são muito menores que as quantidades associadas ao sequestro geológico de dióxido de carbono, sendo da ordem de grandeza de 100.000 toneladas de CO₂ por ano (SVENSSON *et al*, 2004).

Transporte por navios e tubulações *offshore* são as duas opções de transporte marítimo economicamente viáveis. Navios possuem a vantagem de oferecer uma maior flexibilidade por se adaptarem com mais facilidade à capacidade e a rota de transporte, porém possuem o inconveniente da possível dificuldade do tráfego portuário. Tubulações, por sua vez, são capazes de lidar com grandes quantidades de CO₂ com uma logística menos complexa, devido ao fluxo uniforme. Uma questão importante, relacionada aos carbodutos é a necessidade de criação de infra-estrutura, o que incorre em maiores custos de capital (SVENSSON *et al*, 2004).

Quanto ao transporte onshore podem ser consideradas as opções de dutos, rodovias e ferrovias. E como dito anteriormente, a escolha pela melhor opção de transporte para cada projeto específico requer a análise principalmente da quantidade de CO₂ a ser transportada.

Carbodutos

O transporte dutoviário de CO₂ é o modal mais utilizado pela indústria de petróleo. Cerca de 50 milhões de toneladas de gás carbônico são transportadas anualmente, por cerca de 3.100 km de carbodutos, principalmente para RAP no mundo (MCCOY, 2008).

Uma das condicionantes do transporte por dutos é a necessidade de aplicação de altas pressões ao CO₂. Gases comprimidos possuem maiores densidades, de maneira que pode-se transportar uma massa consideravelmente maior de CO₂ bombeando-se o mesmo volume (MCCOY, 2008). Outro ponto importante é a ausência de umidade, uma vez que ela pode causar corrosão das tubulações (IPCC, 2005). O CO₂ desidratado não provoca corrosão das tubulações. Assim, quando o gás contém alguma umidade esta deve ser removida (IPCC, 2007, RODDY, 2012). Portanto, o máximo de H₂O permitido nas tubulações é 600 – 700 ppm e a temperatura mínima é 5°C para tubulações off-shore e a temperatura ambiente para tubulações on-shore (THOMAS E BENSON, 2005).

Após comprimido, o gás é transportado em um caroduto até o local de armazenamento. Como há perda de pressão ao longo da tubulação, dependendo da distância a ser percorrida, pode ser necessária a utilização de estações de bombeamento intermediárias para pressurizar novamente o CO₂.

Na concepção e construção de carodutos (*onshore e offshore*) para o transporte de CO₂ alguns parâmetros devem ser analisados, tais como: pressão de sucção (MPa), energia para compressão (kWh/t CO₂), comprimento da tubulação (km), espessura da tubulação (mm), diâmetro da tubulação (cm) e queda de pressão ao longo da tubulação (MPa/km) (KOORNEEF et al., 2008 e RODDY, 2012). Como exemplo, KOORNEEF et al. (2008) apresentaram um estudo com carodutos on-shore instalados na Holanda que possuem 95 cm de diâmetro, espessura de 10mm e 50 km de comprimento e portanto, possui a capacidade de transportar cerca de 30 MtCO₂ por ano.

Sendo assim, há três principais custos envolvidos no transporte por carodutos:

- Compressão inicial
- Tubulação
- Estações de bombeamento

Em resumo, o custo total de transporte do CO₂ irá depender de uma série de fatores como a distância percorrida, diâmetro e espessura da tubulação, vazão de CO₂, tipologia do terreno. Esses fatores e os cálculos envolvidos na estimativa de custos do transporte por tubulação estão resumidos na Figura 3.

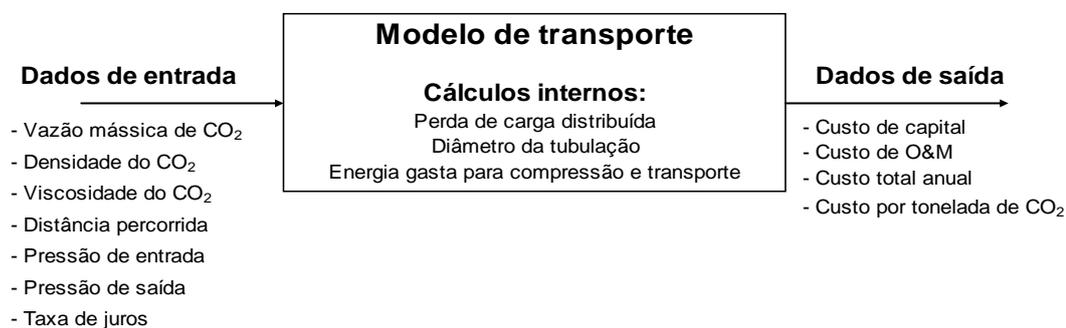


Figura 3 – Representação do modelo de transporte. Fonte: Elaboração própria a partir de BOCK *et al*, 2003

Em escala comercial o transporte de CO₂ é feito utilizando gasodutos ou carbodutos (dutos *on e offshore*), navios e combinações dos dois meios de transporte (IPCC, 2007, SVENSSON *et al.*,2004).

O custo de tubulações para o transporte de CO₂ podem ser desdobrados em quatro principais categorias: materiais, mão-de-obra, “direito de passagem” e outros. Dentre os materiais necessários, incluem-se os dutos, qualquer revestimento que seja necessário aplicar a eles, proteção catódica e equipamentos de telecomunicações. O termo direito de passagem advém do termo “right-of-way” (ROW) em inglês, e engloba tanto a obtenção de permissão para que a tubulação passe por determinadas áreas quanto eventuais danos que possam ser causados aos proprietários. Além disso, pode-se citar os custos de sondagens, engenharia, administração e taxas (BOCK *et al*, 2003).

Em geral, os dois principais fatores que afetam o custo de construção de um carboduto são seu comprimento e diâmetro. Uma das possibilidades de cálculo do custo de uma tubulação de CO₂ é dada pela (Equação 2):

$$C_{pipe} = \frac{\$60,000}{inch \cdot mile} \times D \times L$$

(Equação 2)

Onde:

D é o diâmetro da tubulação

L seu comprimento.

Além dos carbodutos, como dito anteriormente, deve ser considerado os custos para o transporte marítimo.

Transporte Marítimo

Diferentemente do custo de transporte por tubulações, não há tantos estudos a respeito do transporte por navios e menos ainda aplicações específicas para CO₂. Mesmo assim, algumas informações estão disponíveis. A Figura 4 ilustra os processos envolvidos no transporte marítimo.



Figura 4 - Etapas do transporte marítimo de CO₂. Fonte: LEAL DA COSTA, 2009.

A liquefação é necessária para que o CO₂ ocupe um volume menor, assim como ele é comprimido no transporte dutoviário. Como o transporte por navios é intermitente, i.e. não ocorre de maneira contínua como nas tubulações, é necessário haver estações de estocagem, geralmente situadas próximas ao porto. Em seguida, o navio deve ser carregado para que realize o transporte até o destino e descarregue o CO₂ no local.

Custos de transporte disponíveis na literatura

Comparações entre diferentes estudos de custos de transporte de CO₂ são complicadas devido ao fato do valor final ser fortemente dependente da distância percorrida e da vazão necessária. Maiores vazões significam maiores diâmetros para o transporte dutoviário e navios com maiores capacidades para o transporte marítimo, o que resulta em maiores custos de capital e operação. No entanto, dessa maneira, a quantidade de CO₂ transportada também é maior, o que torna o custo do transporte por tonelada de CO₂ transportada mais barato.

Nota-se que as vantagens do transporte marítimo se acentuam para longas distâncias, porém esse modal é mais caro quando se trata de distâncias mais curtas. É importante ressaltar que a planta de referência adotada pelo IPCC é de 6 Mt por ano, o que significa menores custos por tonelada de CO₂, devido à economias de escala. Outra comparação interessante realizada pelo IPCC concerne o custo de tubulações onshore e offshore. A diferença de custo entre essas duas possibilidades de transporte são representadas na

Figura 5.

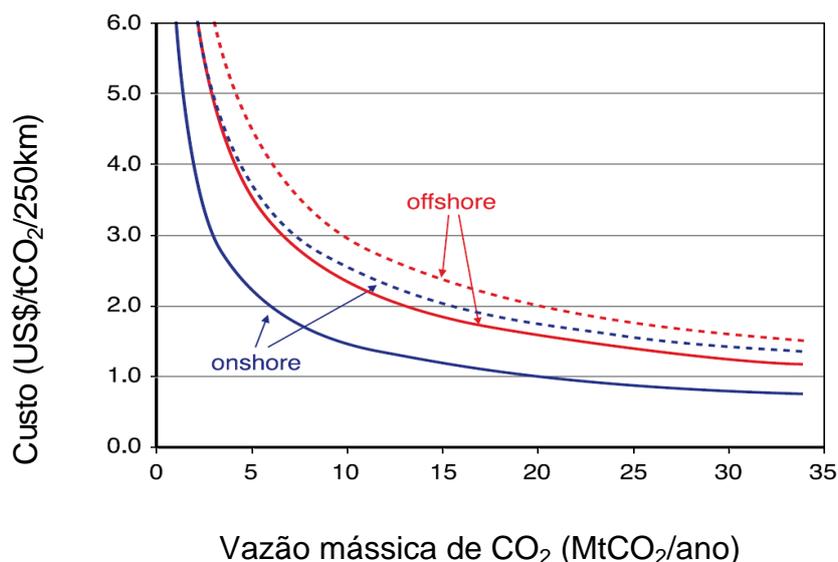


Figura 5 - Variação do custo de transporte por tubulações *onshore* e *offshore*.

Fonte: IPCC, 2005.

2.3- Armazenamento Geológico de CO₂

O CO₂ pode ser armazenado em reservatórios de petróleo e gás com baixas taxas de recuperação, camadas de carvão, aquíferos salinos profundos, cavernas de sal, em formato de carbonatos pelo processo de carbonatação mineral, além de poder ser injetado diretamente nos oceanos. Em relação ao sequestro RAP (recuperação avançada de petróleo) e RAG (recuperação avançada de gás) em reservatórios geológicos, a indústria de óleo e gás já possui vasta experiência em sua execução (ROCHA, 2007).

Para o efetivo armazenamento de CO₂ em formações geológicas são necessários alguns mecanismos (IPCC, 2007, BENSON, 2005):

1) Trapeamento físico:

a) hidrodinâmico – Pode ocorrer em aquíferos salinos em que os fluidos migram com baixa velocidade, mas atingem longas distâncias. Ao ser injetado o CO₂ tende a deslocar parte do fluido presente no reservatório, porém tende a permanecer no topo do reservatório já que possui uma densidade menor que a da água. Em longo prazo o CO₂ é dissolvido e, então, passa a migrar com a água subterrânea na qual foi dissolvido.

b) estrutural – Consiste no armazenamento de CO₂ em reservatórios que sejam cobertos por rochas de capeamento que são rochas de baixa permeabilidade, como, por exemplo, evaporitos e argilitos. Bacias de rochas sedimentares são as mais promissoras para o armazenamento, já que normalmente os reservatórios de óleo e gás e aquíferos salinos se encontram nesse tipo de formação.

2) Trapeamento geoquímico - consiste em processos em que ocorre a reação do CO₂ injetado tanto com a água presente no reservatório quanto com a rocha. Na dissolução do CO₂ no fluido presente no reservatório, o CO₂ ao ser dissolvido na água e ao reagir com a rocha, provocará um aumento do pH. Em reservatórios de petróleo o CO₂ dissolvido diminui a viscosidade do óleo residual tornando-o mais fluido, sendo este o mecanismo básico de uma das técnicas mais comumente empregadas na recuperação avançada de petróleo (RAP). Por fim, existe o trapeamento mineral. Este envolve reação do CO₂ com minerais presentes nas formações geológicas para formar compostos sólidos estáveis, tais como carbonatos de cálcio, magnésio e ferro.

Os reservatórios de óleo e gás com baixa taxa de recuperação são uma das opções mais favoráveis dos reservatórios citados anteriormente, pois já possuem trapas geológicas naturais, realizando o trapeamento físico estrutural e por isso são mais seguros para o armazenamento. Estes já são bastante conhecidos e estudados devido à exploração para produção de óleo e gás, além de utilizarem modelos para simular e prever possíveis movimentações do petróleo ou do gás presentes no reservatório. Portanto, nestes reservatórios o monitoramento seria facilitado (IPCC, 2007, IEA, 2001).

Reservatórios com baixa taxa de recuperação de óleo com RAP e de gás com RAG:

Normalmente, num primeiro momento pode ser extraído 5-40% do óleo total presente no reservatório. Num segundo momento, com a injeção de água podem ser produzidos a mais até 20% do óleo total inicial (GALE, 2004). Porém, os reservatórios maduros ainda podem ter quantidades razoáveis de óleo, então, a injeção de CO₂ seria um mecanismo que poderia, além de armazenar o CO₂, reativar a produção podendo gerar ganhos financeiros que abateriam o custo de captura do CO₂. Essa recuperação pode chegar a uma faixa de 7-23 % do óleo total inicial no reservatório, porém essa

porcentagem varia de um campo para outro em função das características particulares de cada campo.

A injeção em condições ótimas ocorre quando o CO₂ encontra-se no estado supercrítico em que sua temperatura é de 33.1°C e sua pressão é de 7,38 MPa (IPCC, 2005). Além disso, a rocha no ponto de injeção deve ser porosa e permeável para que o CO₂ penetre com facilidade e conforme se afaste do ponto de injeção não deve ter porosidade e permeabilidade acentuadas, permitindo assim, um armazenamento seguro.

O armazenamento para ser seguro dependerá da densidade do CO₂. Já a densidade do dióxido de carbono dependerá de sua temperatura e pressão, assim altas temperaturas vão requerer maiores profundidades de injeção (maiores pressões) que devem estar em torno de 1500 – 2000 m e menores temperaturas vão requerer menores profundidades em torno de 800 – 1000 m (BACHU, 2003). É possível armazenar a profundidades menores que 800m. Porém, o CO₂ estará no estado gasoso o que pode vir a ser problemático quanto ao armazenamento seguro já que possíveis vazamentos podem ocorrer (IPCC, 2007).

Na injeção de CO₂ em reservatórios maduros cerca de 50-67% do CO₂ injetado retorna com o óleo extra produzido e normalmente é separado e reinjetado, portanto há um saldo positivo de CO₂ armazenado como é desejado (IPCC, 2007). O CO₂ remanescente que não retorna com o petróleo extra fica retido no reservatório, pois ou se dissolveu ou permeou pelos poros presentes na estrutura do reservatório. Para operações de RAP são utilizados alguns critérios devido à composição do óleo presente no reservatório. A injeção de fluidos imiscíveis (água) deve ocorrer em reservatórios que contenham petróleo pesado¹⁹ e injeção de fluidos miscíveis (CO₂) deve ser aplicado a petróleo leve. Na injeção de fluidos miscíveis a pressão mínima do reservatório deve estar acima da faixa de 10-15 MPa. A capacidade mundial de armazenamento de CO₂ em campos de óleo depletados está estimada acima de 100 Gt (IPCC, 2007).

A recuperação avançada de gás (RAG) proveniente de reservatórios de gás com baixa taxa de recuperação também é uma opção promissora. Mesmo sendo possível produzir, num primeiro momento, 95% do gás presente no reservatório, o CO₂ pode ser

¹⁹ Grau API é uma escala criada pelo American Petroleum Institute que significa gravidade específica, ou seja, a densidade de um líquido em relação à água e, portanto, define o tipo de petróleo (leve ou pesado) (API, 2008). Para API, petróleo leve é acima de 31,1 API.

injetado no reservatório e promover a repressurização do mesmo e com isso extrair mais gás. Contudo, esta prática ainda encontra-se em escala piloto (IPCC, 2007).

Camadas de Carvão (Recuperação Avançada de Metano em Camadas de Carvão - RAMC):

As camadas de carvão são outra opção promissora para o sequestro geológico de CO₂ devido ao benefício adicional que é produção extra de metano (RAMC). O carvão tem a capacidade de adsorver muitos gases e pode ter cerca de 25 m³ de metano por tonelada de carvão²⁰ (IPCC, 2005). O carvão tem maior afinidade com CO₂ do que com metano e, portanto, o CO₂ possui maior facilidade de ser adsorvido no carvão. A razão volumétrica de adsorção CO₂ : CH₄ dependerá do tipo de carvão.

Sendo o carvão mais maduro (antracito), a razão é mais baixa, já um carvão mais jovem (lignito) apresenta uma razão de adsorção mais alta e pode chegar a 10:1 (IPCC, 2007). Ao injetar o CO₂, este permeará pela matriz do carvão sendo adsorvido nos microporos liberando o metano, possibilitando a recuperação de cerca de 90% do metano presente na formação geológica (IPCC, 2007). Já os métodos convencionais de recuperação de metano que utilizam a variação natural de pressão no reservatório recuperam cerca de 50% do metano adsorvido.

A profundidade das camadas de carvão está estimada entre 300 -1500 m, assim as condições de pressão e temperatura garantem as reações químicas necessárias para que o CO₂ permaneça armazenado. A recuperação do metano de camadas de carvão em média, é feita a uma profundidade de 1000m (IPCC, 2007).

Um fator importante na escolha do local de armazenamento adequado no caso das camadas de carvão é a permeabilidade do carvão. Esta normalmente varia muito e decresce conforme a profundidade aumenta.

Em suma, este processo além de realizar o seqüestro geológico de CO₂ pode aumentar a eficiência e lucratividade das operações comerciais de produção de metano, contrabalançando o custo operacional de captura e estocagem do CO₂.

²⁰ O metano está a uma pressão de 1 atm e a uma temperatura de 0°C.

Aquíferos Salinos:

Formações salinas são rochas sedimentares saturadas e a água presente nestas possui alta concentração de sais dissolvidos. Essa água representa grande quantidade da água do planeta. Porém, não pode ser utilizada para agricultura e nem para o consumo humano (IEA, 2010).

O sequestro geológico em aquíferos salinos profundos se apresenta bastante promissor por existir uma enorme quantidade de aquíferos salinos, seja abaixo do fundo do mar ou subterrâneos, praticamente em todo planeta. A injeção de CO₂ em aquíferos salinos deve ser feita em profundidades superior a 800 m para que o gás fique menos denso que a água, devido à pressão no reservatório (IPCC, 2007). Assim, o gás sobe para o topo do reservatório aderindo à superfície do mesmo e/ou se dissolvendo na água. Devido à solubilidade do CO₂ em água, como dito anteriormente, uma parte do CO₂ injetado se dissolve no meio e outra parte reage com os minerais presentes no reservatório. Formam-se, então, compostos sólidos estáveis como os carbonatos que se depositam no fundo, armazenando permanentemente o dióxido de carbono.

A carbonatação mineral ocorre devido às interações do meio líquido (água) com fragmentos de rochas de silicato enriquecidas com cálcio, magnésio e ferro. Assim, o cálcio, o magnésio e o ferro reagem na presença do CO₂ e precipitam para o fundo do reservatório como carbonatos. A carbonatação mineral possui duas grandes vantagens: a estabilidade do CO₂ capturado por um longo período de tempo e a grande capacidade de armazenamento já que a matéria-prima utilizada para o processo são silicatos enriquecidos com magnésio, cálcio e ferro e estes estão disponíveis em grande quantidade em todo o planeta (GALE e FREUND, 2005).

Como critério para escolha dos melhores locais para armazenamento em aquíferos salinos deve-se observar a espessura da formação geológica, a profundidade, o potencial para injeção, o total de sólidos dissolvidos nos fluidos da formação geológica e a proximidade de zonas sísmicas potenciais. Além disso, locais ideais devem ser distantes de centros de concentrações populacionais, porém o mais próximo possível das fontes emissoras para que o custo de transporte em dutos seja minimizado (GUPTA *et al.*, 2004).

Injeção direta nos Oceanos:

No sequestro de CO₂ com injeção direta nos oceanos, a estocagem seria feita no fundo dos mesmos, a grandes profundidades, para que quando injetado, o CO₂, permanecesse no fundo não retornando à superfície. O que seria bem provável, pois estando entre 1000 e 3000 m de profundidade, uma enorme camada de água estaria envolvendo o CO₂ injetado (IPCC, 2005). Assim, até 1000 m seria o tipo dissolução e a 3000 m pode-se dizer que seria o tipo “lago profundo” de CO₂ já que é injetado no estado crítico e devido a fatores como temperatura e pressão nessas profundidades permaneceriam neste estado físico. Porém, ainda não se sabe que efeito, essa injeção de CO₂, causaria no ecossistema local, ou seja, não se sabe se poderia ser prejudicial à fauna e à flora marinhas que habitam o local de injeção.

Custos envolvidos no armazenamento

Existe uma grande incerteza na estimativa dos custos de CCGS, pois as variações das características de um projeto para outro são muito significativas, no que diz respeito à tecnologia, escala e aplicação, além da incerteza de variação dos custos ao longo do tempo (McKINSEY & COMPANY, 2008). Sendo assim, as estimativas de custo encontradas na literatura científica devem ser avaliadas cuidadosamente.

Os maiores custos de capital em um projeto de armazenamento de CO₂ são referentes a perfuração de poços, infraestrutura e gerenciamento do projeto (IPCC, 2005). O custo do armazenamento do CO₂ é específico para cada local, o que gera alta variabilidade. O reuso da infraestrutura já existente e de poços pode reduzir o custo em alguns locais (IPCC, 2005).

Os custos dependem do tipo de armazenamento (se é um reservatório de óleo e gás ou formação salina, por exemplo), a localização, a profundidade e as características do reservatório e os benefícios e preços de algum produto que possa ser comercializado (IPCC, 2005). Geralmente, os custos de armazenamento podem ser divididos de acordo com as seguintes unidades (EPA, 2008):

- Caracterização Geológica do Local
- Monitoramento

- Construção do Poço de Injeção
- Área de Revisão e de Ação Corretiva
- Operação do Poço
- Testes de Integridade Mecânica
- Responsabilidade Financeira
- Custos gerais e administrativos
- *Plug* do Poço após a injeção e Cuidados no Local

Nos casos das opções de Recuperação Avançada de óleo e Gás e de camadas de carvão, devem existir estruturas adicionais para manejar o óleo e gás que será produzido (IPCC, 2005), o que deve ser levado em conta na quantificação dos custos.

Os custos operacionais em um projeto de armazenamento incluem mão de obra, manutenção e combustível (IPCC, 2005). Os custos de estudo de licenciamento e de viabilidade geológica, geofísica e de engenharia que são necessários para a seleção do local de armazenamento, caracterização do reservatório e avaliação antes de iniciar o processo de armazenamento também devem ser incluídos na estimativa de custos (IPCC, 2005). O monitoramento do armazenamento também irá adicionar custos, que serão sensíveis à legislação e à duração do monitoramento. Além disso, em longo prazo devem existir custos adicionais de remediação e de passivos (IPCC, 2005).

Os custos *onshore* dependem da localização, terreno e outros fatores geográficos. Geralmente, os custos *offshore* são maiores, pois são necessárias plataformas ou estruturas sub-aquáticas, que aumentam os custos de operação (IPCC, 2005).

É mais caro injetar e estocar o CO₂ misturado a outros gases (como NO_x, SO_x, H₂S) pela natureza corrosiva deles, apesar da captura poder ser mais barata (ALLINSON *et al*, 2003).

Em projetos existentes na América do Norte e Europa, percebeu-se que os custos de armazenamento em campos depletados de óleo e gás são comparáveis aos que ocorrem em formações salinas (HENDRIKS *et al.*, 2002; Bock *et al.*, 2003). Pode haver uma redução dos custos se houver reaproveitamento de poços, mas a remediação de poços abandonados pode acabar aumentando os custos, caso seja necessária (IPCC, 2005).

No caso do RAP, a receita gerada com a produção extra de óleo compensam os custos adicionais e garante o retorno do investimento, mas os custos variam de acordo com cada projeto (IPCC, 2005). Os custos de operação incluem custos de combustível e custos de operação no campo (IPCC, 2005).

A seguir, serão apresentados alguns valores de custos encontrados na literatura de armazenamento geológico de CO₂. Esses custos são uma estimativa, pois como já foi dito anteriormente, os custos podem variar de acordo com cada local.

Tabela 7 – Estimativa dos Custos de Armazenamento de CO₂ por profundidade
(em US\$/tCO₂)

Tipo de Armazenamento	Profundidade de Armazenamento (m)		
	1000	2000	3000
Aquífero onshore	3	4	8
Aquífero offshore	6	9	14
Campos de Gás Natural onshore	1	3	5
Campos de Gás Natural offshore	5	8	10
Campos Depletados de Óleo onshore	1	3	5
Campos Depletados de Óleo offshore	5	8	10
-	Baixo	Médio	Alto
RAP onshore	-13	0	13
RAP offshore	-13	4	25
Recuperação de Metano em Camadas de Carvão	0	0	38

Fonte: Elaboração própria baseada em ECOFYS, 2004

Vale ressaltar que os valores apresentados são apenas uma estimativa de custos para projetos específicos. Esses custos variam de acordo com as peculiaridades de cada projeto.

O custo negativo do RAP na tabela anterior representa que há um benefício líquido com o processo, e os custos desse processo também dependem do preço do óleo e gás (US\$/boe). Não foram encontrados custos associados à recuperação de metano em camadas de carvão na literatura.

2.3.1- Capacidade de Armazenamento de CO₂

Uma das principais questões a ser avaliada e analisada em um projeto de CCGS, em especial no uso das tecnologias de RAP, é a capacidade de armazenamento do CO₂ no

reservatório geológico. Já que cada tipo de opção de reservatório geológico tem suas peculiaridades.

Em um estudo realizado pelo CO2CRC, em 2008, a capacidade de armazenamento é definida como a estimativa do volume de CO₂ que pode ser armazenado em formações geológicas no subsolo. Essa estimativa, portanto, deve ser baseada na complexidade geológica do local, estágio de exploração, quantidade de dados disponíveis e quantidade de CO₂ armazenado. Ainda segundo, BACHU (2003) a avaliação das bacias em escala regional para a seleção do local de armazenamento do CO₂ é muito importante, e esta avaliação deve seguir critérios relacionados com as características da Bacia, os recursos da Bacia (hidrocarbonetos, carvão mineral, sal), maturidade e infra-estrutura, além das questões sociais relacionadas com a região onde se encontra a Bacia. A Tabela 8 apresenta os referidos parâmetros.

Tabela 8: Parâmetros relevantes no cálculo do Potencial de Armazenamento de CO₂ em uma bacia sedimentar.

Critério		Aumento do Potencial de Armazenamento de CO ₂				
		Classes 				
		1	2	3	4	5
1	Sísmica (Ambiente Tectônico)	Muito Alta (ex: Subdução)	Alta	Intermediária	Baixa (ex: Margem Passiva)	Muito Baixa (ex: Cratônica)
2	Tamanho	Muito Pequeno (<1000 km ²)	Pequeno (1000–5000 km ²)	Médio (5000–25000 km ²)	Grande (25000–50000 km ²)	Muito Grande (>50000 km ²)
3	Profundidade	Muito Raso (<300 m)	Raso (300–800 m)		Profundo (>3500 m)	Intermediário (800–3500 m)
4	Intensidade de Falhas	Extensa		Moderada		Limitada
5	Hidrogeologia	Sistemas de Fluxo pequenos ou rasos, ou fluxos compactos		Sistemas de Fluxo Intermediários		Sistemas de Fluxo regionais, de longo alcance.
6	Geotérmica	Bacia Quente (>40°C/km)		Moderado (30–40°C/km)		Bacia Fria (<30°C/km)
7	Pares de Selo no Reservatório	Pobre		Intermediário		Excelente
8	Camadas de Carvão	Nenhuma	Muito Rasa (<300 m)		Profunda (>800 m)	Rasa (300–800 m)
9	Classificação do Carvão	Antracito	Lignito		Sub-Betuminoso	Betuminoso
10	Evaporitos	Nenhum		Domos		Camadas
11	Potencial de Hidrocarbonetos	Nenhum	Pequeno	Médio	Grande	Gigante
12	Maturidade	Inexplorado	Explorando	Desenvolvendo	Maduro	Super Maduro
13	Onshore/offshore	Offshore profundo		Offshore raso		Onshore
14	Clima	Ártico	Sub-Ártico	Desértico	Tropical	Temperado
15	Acessibilidade	Inacessível	Difícil		Aceitável	Fácil
16	Infraestrutura	Nenhuma	Pouca		Moderada	Extensa

Fonte: Modificado de BACHU, 2003 e CO2CRC, 2008.

Quando a capacidade de armazenamento é calculada, diversos tipos de estimativas podem ser feitas, dependendo da natureza e proposta da análise. As seguintes nomenclaturas e definições são um guia preliminar e representam três categorias, sendo estas a capacidade teórica, a realista e a viável (BACHU et al., 2007):

Capacidade Teórica - assume que a formação de um reservatório na sua totalidade é acessível para o armazenamento livre do CO₂ em seu volume poroso, ou que a água contida no reservatório está totalmente disponível para dissolver o CO₂ nela a uma saturação máxima, ou toda a massa de carvão mineral encontrada no reservatório está disponível para absorver o CO₂ e armazená-lo a uma capacidade máxima de adsorção. Isto fornece um limite superior máximo de uma estimativa da capacidade, no

entanto, é um número irreal, na prática, existirão sempre limitações técnicas e econômicas.

Capacidade Realista - aplica-se uma variedade de técnicas de geológica e de engenharia, levando-se em consideração os dados das características do reservatório como elementos de uma avaliação (por exemplo, permeabilidade e porosidade) e vedante, a profundidade, pressão, o tamanho do volume de poros do reservatório e a trapa (armadilha). Além disso, se podem existir outros interesses concorrentes que poderiam ser comprometidos pela injeção de CO₂ (por exemplo, recursos existentes, tais como óleo, água carvão, gás, energia geotérmica, minerais, parques nacionais). Esta é uma estimativa muito mais pragmática, que pode ser feita com algum grau de precisão, ela dá indicações importantes sobre a viabilidade técnica de armazenamento de CO₂.

Capacidade Viável - é a capacidade que se obtém considerando também as questões econômicas, barreiras legais e regulatórias para o armazenamento geológico de CO₂ e, portanto, baseia-se na avaliação de capacidade realista. Detalhamento da fonte de emissão e sumidouro e sua correspondência é realizada nesta fase para combinar os melhores locais de armazenamento e sua proximidade às fontes de emissões de grandes dimensões.

A correspondência entre a fonte de emissão e o sumidouro deve se estender para além dos aspectos apenas de geociências e engenharia, e incluem aspectos sociais e ambientais dos locais de armazenamento. Análise e simulações de custo também devem compor este nível. O cálculo de capacidade de armazenamento de CO₂ no reservatório pode ser obtido quando existem dados conhecidos como espessura, área e profundidade do reservatório, sendo possível calcular o volume total da formação, obtendo assim o valor geral da estimativa. Após este primeiro cálculo, refina-se este dado para o volume poroso que corresponde a uma parte do volume total do reservatório, obtendo-se assim o volume teórico (BACHU et al., 2007).

Dentre os tipos de opções para o armazenamento geológico do CO₂, a estimativa da capacidade de armazenamento de CO₂ em reservatórios de petróleo e gás é a mais simples, além de serem mais conhecidos e caracterizados do que os de carvão mineral e aquíferos, como resultado de exploração e produção de hidrocarbonetos. Além disso, ao contrário de leitões de carvão e aquíferos salinos profundos, os reservatórios de petróleo e gás são distintos em vez de contínuos, de tal modo que a sua capacidade de armazenamento de

CO₂, em qualquer região específica e em qualquer escala, é dada pela soma das capacidades de todos os reservatórios e sua área é calculada com base em propriedades, tais como quantidade de óleo ou gás natural, original, fator de recuperação, temperatura, pressão, porosidade da rocha e a densidade do CO₂ in situ (BACHU et al, 2007).

Quanto ao nível de conhecimento das opções para o armazenamento do CO₂ em reservatórios geológicos, sabe-se que, devido ao tipo de atividade, a indústria de exploração e produção de petróleo e gás natural tem um maior conhecimento tanto das técnicas de obtenção de dados dos reservatórios geológicos como as de produção. Entretanto, a aplicação das tecnologias de injeção e armazenamento de CO₂ em bacias não maduras é questionável.

Existem diversos motivos para a preservação do armazenamento geológico do CO₂ em bacias jovens produtoras de óleo e gás natural. Primeiro porque muito dos recursos dos hidrocarbonetos estão ainda por serem descobertos, com isso, existe uma questão sobre a possibilidade da contaminação dos hidrocarbonetos existentes. Segundo porque não existem nas bacias jovens reservatórios de óleo ou gás natural abandonados ou exauridos e/ou com baixa taxa de recuperação de óleo e gás natural, devido à sua idade de produção, com perspectiva de desenvolvimento e terceiro porque a geologia e hidrologia da bacia ainda não é bem conhecida (BACHU, 2001).

O pressuposto fundamental adotado em cálculos de capacidade de armazenamento é que o volume anteriormente ocupado pelos hidrocarbonetos produzidos está disponível para o armazenamento do CO₂. Esta suposição é geralmente válida para reservatórios em produção que não estão em contato com as condições hidrodinâmica de um aquífero, ou que não têm a injeção de água durante a recuperação secundária ou terciária do óleo.

Outro pressuposto importante é que o CO₂ em reservatórios com baixa taxa de recuperação de petróleo ou gás natural pode ser injetado até que a pressão do reservatório seja trazida de volta à pressão original do reservatório. Em alguns casos, o esgotamento do reservatório pode danificar a sua integridade e/ou rocha de cobertura, e, com isso, a pressão não pode ser levada de volta para a pressão original do reservatório. Assim, conseqüentemente, a capacidade de armazenamento de CO₂ do reservatório seria mais baixa, enquanto que, em outros casos, a pressão pode ser aumentada para além da

pressão original do reservatório, desde que ela permaneça segura e abaixo da pressão capilar de entrada e do limiar de fratura da rocha selo (caprock). No entanto, o aumento da pressão de armazenagem para valores acima da pressão original do reservatório requer uma análise particular do reservatório, o que não é prático para uma avaliação em escala (BACHU et al, 2007).

Conforme a APEC (2005), quando os dados são insuficientes ou inexistentes, uma maneira de se estimar a capacidade de armazenamento de CO₂ em um reservatório é considerar a produção e reservas de hidrocarbonetos, no caso de uma bacia sedimentar, e converter (substituir) o volume de hidrocarbonetos por volume de CO₂ (considerando-se a densidade do CO₂ de 600 a 700 kg/m³ em profundidades entre 1.5 e 4 km, gradiente geotermal de 30-350 C/km, 10.5 MPa/km e fator de compressibilidade de 1.6). Em geral, o armazenamento em campos de óleo e gás é baseado no volume previamente ocupado pela produção de hidrocarbonetos que se torna disponível para o armazenamento do CO₂, é representado pela (Equação 3 (MACHADO et al., 2009):

$$G_{CO_2} = A \cdot h_g \cdot \phi_{tot} \cdot \rho \cdot E \quad (\text{Equação 3})$$

onde:

A= área geográfica

h_g= espessura do reservatório

φ_{tot}= porosidade média/espessura (h_g)

ρ= densidade do CO₂

E= taxa de porosidade efetiva

Embora existam tentativas para avaliar a capacidade de armazenamento de CO₂ em reservatórios geológicos, a maioria tem usado uma série de abordagens e metodologias e conjuntos de dados de tamanho e qualidade variável, resultando em ampla variedade de estimativas da capacidade de armazenamento inconsistentes e sem confiabilidade. Devido às incertezas com relação à avaliação de reservatórios da subsuperfície, o cálculo exato nem sempre é possível, com isso, a capacidade de

armazenamento torna-se uma aproximação do volume de CO₂ que pode ser armazenado (CO2CRC, 2008).

2.4- Riscos ambientais do Sequestro de Carbono Direto:

Transporte de CO₂ por meio de dutos através de áreas populosas requer uma atenção especial para a escolha da rota pela qual vão passar as tubulações; para a proteção, ou seja, meios de controle, no que diz respeito a pressões muito elevadas; métodos para detectar vazamentos, além de outros fatores que devem ser levados em consideração na construção das tubulações. Assim, com todos esses fatores sob controle não existem grandes empecilhos para a construção e utilização das tubulações para o transporte de CO₂ que é uma das etapas do sequestro de carbono. A seleção apropriada das informações obtidas de uma análise do subsolo por onde passam as tubulações, um programa de monitoramento para detectar possíveis problemas, um sistema regulador e também o uso apropriado dos métodos estabelecidos para controlar possíveis vazamentos do gás são fatores que levam a crer que os riscos sejam similares aos das atividades atuais como armazenamento de gás natural, RAP e depósito subterrâneo profundo de gases ácidos (misturas de CO₂, H₂S e outros subprodutos gasosos dos processos de exploração e refino de petróleo em que normalmente o CO₂ é o maior componente desta mistura, ou seja, aproximadamente 90%) (IPCC, 2005).

Em formações geológicas que se situam onshore, quando ocorre algum vazamento, o CO₂ tende a ocupar espaços livres como aquíferos de água potável, podendo contaminar a água (IPCC, 2007). Quando ocorrem vazamentos provenientes de formações geológicas offshore o CO₂ tende a atingir as camadas que compõe o solo do oceano e se conseguir passar por essas camadas e entrarão em contato com a água salgada. Porém, a coluna de água acima do CO₂ que escapou é muito grande (pressão muito grande), então, o dióxido de carbono se dissolverá provocando a diminuição do pH da água e podendo causar problemas à fauna e à flora locais.

Sabe-se que as formações geológicas que estão menos propensas ao vazamento do CO₂ após ser armazenado são solos que sejam impermeáveis, estáveis, que não

possuam falhas e que possuam trapas geológicas eficientes. Portanto os vazamentos podem ocorrer devido a (IEA, 2010):

- 1) Vazamento repentino em que ocorreu falha no sistema de injeção do gás
- 2) Vazamento gradual em que o gás escapa por falhas ou fraturas na tubulação que não são detectadas podendo elevar a concentração do gás na camada do solo logo abaixo da superfície causando efeitos letais nas plantas e contaminando lençóis freáticos
- 3) Falhas geológicas (fraturas)
- 4) Falhas nas trapas (falhas no trapeamento físico e geoquímico)

Outros impactos ainda podem ser causados pelo vazamento do CO₂ injetado. Por exemplo, grandes fluxos de CO₂ em contato com condições atmosféricas estáveis podem levar ao aumento da concentração do gás no ar afetando os seres humanos e animais. E também um possível aumento na pressão do gás quando estiver sendo injetado poderia causar pequenos eventos sísmicos.

No sequestro de carbono nos oceanos ao adicionar CO₂ diretamente no oceano ou no subsolo do oceano formando “piscinas ou lagos”, pois o dióxido de carbono estaria no estado líquido, vai alterar o ambiente local. Experiências mostraram que altas concentrações de CO₂ causariam a mortandade de organismos marinhos, porém os efeitos diretos da injeção de CO₂ por um longo período de tempo nesses organismos ainda são desconhecidos (IPCC, 2005).

Impactos ambientais devido a carbonatação mineral também podem ocorrer. A fixação industrial de 1 tonelada de CO₂ requer de 1,6 a 3,7 toneladas de óxidos (minérios contendo óxidos de cálcio, magnésio e ferro) (IPCC, 2005). Os impactos da carbonatação mineral são similares aos impactos causados por minas de carvão. Incluem desmatamento (para obter os minérios), diminuição da qualidade do ar local, e a água e a vegetação seriam afetadas devido à perfuração do solo que causa a movimentação de terra e contaminação das águas pelos metais pesados que são resíduos

das minas. Assim a consequência seria a degradação do habitat natural dos animais. A maior parte dos produtos obtidos na carbonatação mineral necessita de um destino final que seria um aterro sanitário e para isso o transporte desses resíduos precisaria ser feito para o aterro.

2.5- Medição, Monitoramento e Verificação do Sequestro de Carbono

Direto:

Medição, Monitoramento e Verificação, são atividades do Sequestro de Carbono Direto definida como a capacidade de medir a quantidade de CO₂ armazenado no local específico do seqüestro; de monitorar este local visando possíveis vazamentos ou outras formas que possam deteriorar a integridade do armazenamento ao longo do tempo e também verificar se o CO₂ está realmente armazenado e não apresenta riscos ao meio ambiente (IPCC, 2005). Essas atividades devem ocorrer ao longo de todo o processo. O monitoramento deve ser utilizado para (IPCC, 2007):

- Monitorar as condições de injeção do CO₂ e medir as taxas de injeção de CO₂
- Verificar a quantidade injetada de CO₂ que ficou efetivamente armazenada
- Otimizar o utilização dos volumes disponíveis para o armazenamento
- Demonstrar que o CO₂ permanecerá armazenado nas formações geológicas que estiverem sendo estudadas
- Detectar vazamentos (leakage e seepage²¹)

A capacidade de medir, monitorar e verificar vai assegurar um armazenamento seguro e permanente e, além disso, reduzirá também os riscos associados a futuras negociações de créditos de carbono gerados pela redução de gases de efeito estufa devido aos projetos/empreendimentos de captura e armazenamento geológico de CO₂.

²¹ Leakage é considerado um vazamento de grandes proporções, um acidente. Já seepage é considerado um vazamento natural, ou ainda, um pequeno vazamento (MELO, 2008).

A medição, o monitoramento e a verificação poderão fornecer um feedback valioso para aprimorar continuamente as práticas de injeção e gestão de carbono. As áreas de atuação do monitoramento são (BENSON, 2005):

1. No reservatório (devem ser analisadas: a pressão, temperatura e o comportamento do CO₂ injetado no reservatório).
2. No selo do reservatório (deve ser analisada a integridade do selo como possíveis fraturas, permeabilidade).
3. No caminho percorrido pelo CO₂ na formação geológica caso ocorra vazamento.

Então, para atuar nessas três áreas existem três categorias de técnicas para monitoramento além dos métodos sísmicos. As categorias são (BENSON, 2005):

- Monitoramento do ponto perfurado (poço)
- Monitoramento através da superfície na região próxima à perfuração (características geofísicas) e;
- Monitoramento das características geoquímicas (retiram-se amostras do local para avaliar as concentrações de CO₂ na região estudada).

Medição, monitoramento e verificação também incluem o desenvolvimento de protocolos e metodologias para calcular as emissões de CO₂ evitadas nos sistemas de captura de carbono, mais especificamente considerando os métodos de utilização do CO₂ para preencher reservatórios já explorados (CUNHA, 2005).

Todas as etapas do Sequestro Geológico de CO₂ foram apresentadas neste capítulo. Os próximos capítulos têm o objetivo de analisar os conceitos de regulação econômica, avaliar sua aplicação à CCS no mundo e propor uma regulação específica visando a implementação das tecnologias apresentadas neste capítulo no Brasil.

3- Fundamentos de Regulação e experiências da sua aplicação para CCGS no mundo

No âmbito das Mudanças Climáticas Globais, o consumo de combustíveis fósseis, os principais recursos energéticos atualmente usados, gera grandes quantidades de emissões de gases de efeito estufa, que são reconhecidas como externalidades negativas. Externalidades (positivas ou negativas) podem ser definidas como efeitos colaterais de uma atividade sobre aqueles que não estão diretamente envolvidos nela (PYNDICK, 2009). Mais precisamente, externalidades são custos ou benefícios incorridos por agentes não envolvidos em determinada atividade econômica, em que esses custos/benefícios não são compensados (PEARCE e TURNER, 1991). As externalidades aqui mencionadas são definidas como distúrbios ambientais decorrentes das imperfeições de mercado. Uma vez corrigidas essas imperfeições, via avanços tecnológicos e novos preços que incorporassem os custos ambientais, o mercado promoveria, gradualmente e na ausência de outras falhas, o equilíbrio entre os custos e os benefícios sociais das trocas entre os agentes econômicos (PEARCE e TURNER, 1991; RATHMANN, 2012).

No contexto da presente tese é considerado iminente um cenário de restrição de emissões de CO₂ em que governos buscam corrigir essas externalidades negativas das atividades do setor energético e dos setores energo-intensivos brasileiros. Com o intuito de reduzir as emissões de CO₂, instrumentos econômicos terminam por criar preços e/ou mercados para essa externalidade, gerando a demanda por medidas de mitigação de emissões. Uma medida que seria promissora, levando em conta a escala das emissões dos setores energo-intensivos brasileiros, é a Captura e Armazenamento Geológico de CO₂.

Então, ao considerar que as tecnologias de CCGS seriam implementadas no Brasil para mitigar emissões de CO₂, surgiria um novo mercado, com diversos novos agentes com diferentes condições de funcionamento ao longo da cadeia de um projeto de CCGS. Esse novo mercado, por sua vez, está sujeito a um conjunto de imperfeições (em especial situações de monopólio e informação assimétrica) que podem novamente desviar seu funcionamento da condição de otimalidade econômica, como será discutido a seguir. Portanto, para promover a contestabilidade do mercado, promover o bem-estar

e corrigir falhas e externalidades negativas, surge a necessidade de uma Regulação específica para estas atividades (KRUGMAN e WELLS, 2007).

Regulação pode ser definida como uma forma de intervenção do Estado para disciplinar o funcionamento dos mercados, limitando assim os graus de liberdade dos agentes econômicos nas tomadas de decisão (CAMARGO,2012). A ação regulatória se dá por meio de leis, regulamentos e outras regras editadas pelo poder público. (ANP, 2013 e CAMARGO, 2012). Segundo o Artigo 174 da Constituição Federal de 1988, o papel do Estado como regulador é definido a seguir.

Art. 174. *“Como agente normativo e regulador da atividade econômica, o Estado exercerá, na forma da lei, as funções de fiscalização, incentivo e planejamento, sendo este determinante para o setor público e indicativo para o setor privado.”*

A tarefa regulatória é motivada por algumas questões como: a existência de monopólios; a existência de dificuldades decorrentes da assimetria de informações entre agentes; e a presença de externalidades (BNDES, 2010; CAMARGO, 2012; VARIAN, 2012).

O Monopólio consiste em um modelo de estrutura de mercado oposto ao da concorrência perfeita, pois apenas uma empresa supre toda a oferta do mercado. Inúmeros motivos podem ensejar a formação de um monopólio, por exemplo restrições legais à entrada de outras empresas – o que ocorreu durante décadas no setor de petróleo no Brasil. Um monopólio é dito natural quando o nível de produção suficiente (ou quase suficiente) para abastecer todo o mercado demandante ocorre ao mínimo custo médio de produção quando concentrada em um único agente (FERGUNSON, 1989). Em uma situação de monopólio natural, o custo marginal – condição econômica de otimalidade de preços– é menor que o custo médio em função de enormes economias de escala. Como resultado, a condição ótima de preço igual a custo marginal gera prejuízo para o monopolista natural (VARIAN, 2012). As características típicas de um monopólio natural são: i) capital intensivo e economia de escala, ii) incapacidade de estocagem e demanda flutuante, iii) presença de rendas de localização, iv) serviço ou produto essencial para os consumidores, v) presença de conexão direta com os consumidores (NEWBERY, 1994; PYNDICK, 2009). O monopólio natural, portanto, é uma condição particular de monopólio. Uma questão importante desse tipo de estrutura

de mercado é que o agente produtor/operador pode definir altos preços (muito acima dos custos marginal e médio) com o intuito de maximizar seus lucros. Então, surge aqui a necessidade de intervenção do Estado, ou seja, a criação de uma Regulação para controlar as ações do agente produtor/operador (PYNDICK, 2009).

Ao longo da cadeia de um projeto de CCGS existem segmentos (e.g. nas etapas de coleta e transporte de CO₂) que apresentam características de monopólio natural, ensejando a necessidade de regulação. A seção 3.1 discute essa questão em maior profundidade.

O fenômeno da informação assimétrica envolve duas dimensões principais, uma exógena e outra endógena às firmas, correspondentes, respectivamente, à seleção adversa e ao risco moral (RESENDE, 1997). A seleção adversa é provocada pelo fato de o regulador não ter o mesmo nível de informações que a firma regulada a respeito de fatores exógenos que afetam a eficiência da firma como parâmetros tecnológicos e o comportamento da demanda. O risco moral é provocado pelo fato de somente a firma ter conhecimento do resultado de determinados movimentos intrinsecamente endógenos como custos e resultados de medidas administrativas. Este gera a possibilidade de manipulação do esforço pelas firmas, objetivando, por exemplo, a obtenção de vantagens na revisão de contratos ou na estipulação de metas regulatórias (PYNDICK, 2009).

Projetos de CCGS têm diversos estágios em que se há informação assimétrica entre agentes. Essas questões relacionadas à assimetria de informações serão abordadas de forma prática nas respectivas etapas de um Projeto de CCGS, no capítulo 4.

Na seção 3.1 são apresentadas as formas de atuação do órgão regulador nas diferentes estruturas de mercado relevantes para a cadeia de um projeto de Captura e Armazenamento Geológico de CO₂.

3.1- Atuação do Órgão Regulador no Mercado

3.1-1. Monopólio

Em mercados em estrutura de monopólio o regulador tem o compromisso de garantir preços justos e a qualidade dos serviços ao consumidor final. Portanto, ocorre o controle de preços (tarifas) para evitar preços abusivos por parte do monopolista e o controle da qualidade do serviço prestado. Além disso, a regulação deve assegurar o aproveitamento dos ganhos de eficiência ao longo de toda a cadeia produtiva (PYNDICK, 2009).

Em relação à questão do controle de preços (tarifas), merecem destaque os modelos de regulação tarifária utilizados, por exemplo no setor elétrico, que são, basicamente, os seguintes: tarifação pelo custo do serviço (historicamente adotado no Brasil), tarifação com base no custo marginal e o price-cap (LITTLECHILD, 1983).

O price cap, visa estabelecer, fundamentalmente, estímulos à eficiência produtiva a partir da definição, pelo regulador, de um preço-teto para os preços médios ou de cada produto da firma. Este preço é corrigido de acordo com a evolução de um índice de preços aos consumidores e subtraído de um percentual equivalente a um fator de produtividade, para um período prefixado de anos (CAMARGO, 2012)

O objetivo dos reguladores ao adotar esse mecanismo é reduzir os riscos e custos da ação reguladora, dispensando, entre outras coisas, controles que necessitem de informações custosas, como no caso do critério pela taxa interna de retorno. O price cap é visto como um método tarifário simples e transparente que pode proporcionar o maior grau de liberdade de gestão possível para as empresas em regime de monopólio natural, além de estimular ganhos de produtividade e sua transferência para os consumidores (LITTLECHILD, 1983).

A tarifação pelo custo do serviço, também conhecida como regulação da taxa interna de retorno, é o regime tradicionalmente utilizado para a regulação tarifária dos setores de monopólio natural. Através desse critério, os preços devem remunerar os

custos totais e conter uma margem que proporcione uma taxa interna de retorno atrativa ao investidor.

Já a tarifação pelo custo marginal procura transferir ao consumidor os custos incrementais necessários ao sistema para o seu atendimento. Sua principal motivação - aproveitando a característica multiproduto do setor elétrico - é atingir maior eficiência econômica. As tarifas são, então, diferenciadas de acordo com as distintas categorias de consumidores (residencial, comercial, industrial, rural etc.) e com outras características do sistema, tais como as estações do ano, os horários de consumo, os níveis de voltagem, as regiões geográficas etc. No caso de monopólios naturais, entretanto, uma arifação por custo marginal é inviável, por causar prejuízo à empresa, conforme colocado acima (PYNDICK, 2009).

Além do modelo tarifário, as agências reguladoras desenvolveram mecanismos complementares, com o objetivo de mitigar os problemas surgidos. Merecem destaque o intervalo de revisão das tarifas, o mecanismo de *yardstick competition* (que estabelece padrões de eficiência) e as licitações para concessão de serviço público.

O período compreendido entre as revisões de preços na prestação de serviços públicos é conhecido como intervalo regulatório, caracterizado por incertezas tanto para as firmas como para os consumidores, pois as condições inicialmente estabelecidas podem se alterar com o decorrer do tempo, resultando em benefício ou em prejuízo para ambas as partes (GORINI, 2004).

A definição do intervalo revisional está diretamente relacionada ao grau de aversão ao risco dos agentes econômicos. Por exemplo, um menor intervalo é desejável no caso de uma grande aversão ao risco, o que melhora a eficiência alocativa, uma vez que os preços estariam sempre próximos aos custos. Entretanto, isto traria baixos incentivos à eficiência produtiva, visto que a firma não seria estimulada a reduzir custos devido ao curto intervalo de revisão tarifária (GORINI, 2004).

O mecanismo de *yardstick competition* é também conhecido como regulação de desempenho, adotada em casos de monopólio natural. Esse instrumento procura estimular a redução de custos entre as empresas, reduzir as assimetrias de informação existentes e estimular maior eficiência econômica (VISCUSI et al., 2005, ARMSTRONG et al., 1994).

Por esse método, o regulador estabelece padrões de avaliação do desempenho das firmas que são utilizados na avaliação de custos e preços. Esse mecanismo é adotado para a comparação entre firmas de um mesmo setor que constituam monopólios regionais semelhantes. A remuneração de uma firma é definida comparando-se o seu desempenho ao de outras empresas do setor, em conformidade com os padrões estabelecidos, o que faz com que ela seja sensível aos custos e comportamentos dessas outras firmas do mesmo setor. Como o regulador é prejudicado pelas grandes assimetrias de informação em relação às firmas, a adoção da regulação por comparação torna-se mais efetiva do que aquela feita para cada firma individualmente (LAFFONT E TIROLE, 1993).

A “tarifa pelo preço” do serviço é aquela que é definida no processo de licitação para exploração dos serviços, segundo o critério do menor preço ofertado. Esta tarifa inicial poderá ser regulada, posteriormente, por um dos métodos já discutidos. O objetivo desse mecanismo é assegurar a prestação dos serviços com preços reduzidos, além de criar estímulos à eficiência produtiva das firmas, tendo em vista que os preços preestabelecidos em contrato incentivam a redução de custos (PYNDICK, 2009).

Com a adoção deste mecanismo, o regulador poderia reduzir os impactos das assimetrias existentes em regime de monopólio natural, ao beneficiar-se das informações obtidas durante os preparativos dos leilões, e evitar o sobreinvestimento das firmas, já que elas poderão reter lucros, desde que obedeçam o preço estabelecido no contrato. Sob a ótica das firmas, existe uma redução dos riscos regulatórios e grande autonomia empresarial (PYNDICK, 2009). Esse mecanismo é uma sugestão para o caso dos Projetos de CCGS, em que os operadores das etapas de Coleta de CO₂, transporte de CO₂ e injeção seriam definidos através de chamada pública, seguida de licitação como é apresentado no capítulo 4, seção 4.3.

Outra questão importante é o controle de entrada e saída de agentes do mercado. Isto também deve ser feito pelo órgão regulador. A criação de barreiras institucionais à entrada e à saída do mercado, por meio de contratos de concessão, torna-se necessária para garantir a eficiência produtiva, situação na qual uma firma monopolista pode explorar as economias de escala e produzir ao menor custo possível. Ao mesmo tempo, esses contratos devem estipular prazos para a concessão e disciplinar a saída dos investidores, criando mecanismos que evitem prejuízos aos consumidores com uma eventual desistência operacional da firma monopolista. Em particular, a necessidade da

constituição de barreiras institucionais à entrada fica bem evidenciada a partir da argumentação da teoria dos mercados contestáveis (BAUMOL, PANZAR E WILLIG, 1982). Segundo essa teoria, no caso de diferenciação de produtos, existe a possibilidade da entrada efetiva de novas firmas em segmentos de operação de uma firma sob regime de monopólio natural.

Cabe ao regulador avaliar o potencial competitivo de cada segmento específico, a fim de se decidir pela concessão de licenças exclusivas ou não nas áreas de operação das firmas, definindo as condições institucionais mais eficientes para o setor, levando-se em conta os aspectos tecnológicos e de estrutura de custos existente, bem como o grau de economias de escala e de escopo (VISCUSI et al., 2005).

No que diz respeito ao monopólio natural, como dito anteriormente, o papel do regulador seria evitar situações em que podem surgir preços predatórios, garantir a qualidade do serviço prestado e garantir a existência do próprio monopólio. Essas condições particulares de mercado serão apresentadas em termos práticos no capítulo 4, durante as etapas de um projeto de CCGS. Especificamente a condição de monopólio natural se apresentará, por exemplo, nas etapas de transporte de CO₂ por dutos. Isso, pois, o mercado nas etapas de coleta e transporte de CO₂ são estruturas em rede (dutos). Indústrias de rede são aquelas dependentes de malhas para transportar mercadorias para o consumidor. Geralmente este tipo de indústria apresenta características como: (1) a necessidade de equilíbrio em curto prazo entre oferta e demanda, dada a dificuldade técnica de estocagem; considerável imprevisibilidade da demanda no curtíssimo prazo, levando à necessidade de manter uma capacidade instalada ociosa; investimento inicial alto e custos irre recuperáveis; redes com interconexões fixas, reduzindo a flexibilidade do consumidor na escolha de fornecedores (economias de coordenação); (2) as externalidades diretas e indiretas resultando em economias de escala; (3) a presença de mono e multi funcionalidade da rede resultando em economias de escopo; (4) as características de bem-público associadas aos serviços em rede, que resultam na dificuldade de diferenciação e cobrança dos serviços, principalmente daqueles relacionados às propriedades emergentes; (5) a presença ou tendência de concentração de mercado (integração vertical para frente e para trás) devido aos incentivos para redução de custos de transação e para otimizar comportamentos estratégicos (KUNNEKE, 1999). A estrutura em rede gera economias de escopo, de escala e de

coordenação, e requer a operação centralizada dos serviços; fatores que reforçam a presença de apenas uma empresa abastecendo o mercado (GORINI, 2004).

3.1-2. Mercado Competitivo e Acesso

Em teoria um mercado em concorrência perfeita não necessita de regulação. Entretanto, na medida em que mercados reais se afastam dessa condição extrema, o papel do regulador nesta estrutura de mercado está relacionado a ação de preservar as condições de competição e contestabilidade do mercado. Num ambiente de competição crescente e de entrada de novos atores em um mercado, existem duas questões regulatórias-chave: a regulação do acesso e, o controle e acompanhamento do processo de concentração de mercado (fusões e aquisições).

No caso do problema de acesso, indústrias de rede apresentam em comum, como objeto de regulação, o monopólio dos direitos de passagem essenciais. Direitos de passagem seriam permissões garantidas pelo dono da propriedade ou governo, para cavar, construir ou usar uma extensão específica de terra para instalar infraestrutura permanente. Acesso é essencial para as novas firmas entrantes que irão competir com os proprietários desses direitos. O acesso discriminatório aos direitos de passagem constitui fortes barreiras à entrada de novas firmas no mercado (VISCUSI et al., 2005).

Em relação ao acompanhamento do processo de concentração do mercado, o novo ambiente de mercado, com a entrada de novos agentes e o aumento de competição, exige a incorporação de novos instrumentos regulatórios de defesa da concorrência e de controle do poder de mercado, aliados aos mecanismos regulatórios tradicionais (definição de tarifas, controle da entrada e saída e monitoramento dos contratos de concessão). Esses novos desafios requerem a articulação entre órgãos reguladores setoriais e entidades de regulação como o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade). Essa articulação ajuda a garantir que ocorra o acompanhamento e fiscalização adequados dos acordos de mercado, das aquisições acionárias e dos eventuais abusos de poder de monopólio, visando à criação do ambiente mais competitivo possível (BNDES, 2010).

Na seção 3.2, são apresentadas as principais regulações de CCGS existentes no mundo, que são exemplos práticos da aplicação dos fundamentos de regulação para essas tecnologias. Essas regulações servirão de base para a elaboração da proposta de estrutura regulatória para CCGS no Brasil, que é o objetivo principal desta tese.

3.2- Revisão das Regulações de CCGS existentes no Mundo

A implementação do CCS ao redor do mundo envolverá tanto questões legais, como regulatórias. Será necessário elaborar regulações flexíveis e adaptáveis (como será discutido adiante), principalmente nos primeiros anos. Atualmente, os governos da Europa, Estados Unidos e Austrália estão revisando suas regulações de extração e/ou impactos ambientais e simultaneamente desenvolvendo estruturas regulatórias específicas, seja para viabilizar a execução de projetos de demonstração de CCS, seja para financiar ou facilitar projetos em fase de comercialização (IEA, 2009).

Diversos esforços internacionais e intergovernamentais vêm sendo feitos nos últimos anos para acelerar a implementação do CCS. Por exemplo, o Protocolo de Londres foi estabelecido em 2006 para permitir o armazenamento off-shore de CO₂, embora ainda não permita a transição entre fronteiras no transporte. Em 2007, a Convenção para a Proteção do Ambiente Marinho do Atlântico Norte-Leste, conhecida como Convenção OSPAR, adotou provisões similares à do Protocolo de Londres, que ainda não entraram em vigor. Além disso, pode-se citar que a revisão feita em 2006 do relatório "Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories" pelo IPCC (Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas) já inclui uma metodologia para contabilizar os efeitos do CCS. No entanto, ainda não existe um mecanismo internacional de financiamento que auxilie redução de emissões por projetos de CCS (IEA, 2009).

Em Novembro de 2010, a IEA (International Energy Agency) lançou o "Carbon and Capture - Model Regulatory Framework", um relatório cujo objetivo é auxiliar os governos na elaboração de suas regulações de CCS, identificando as principais dificuldades e tópicos a serem desenvolvidos no tema (IEA, 2010).

O Framework é direcionado especialmente para aqueles países que estão elaborando ou considerando desenvolver em curto para médio prazo estratégias para facilitar a demonstração do CCS ou ações regulatórias para projetos de CCS em larga escala. Particularmente, é do interesse de países em desenvolvimento e/ou países cujo potencial de desenvolvimento do CCS é considerado grande. Interessante notar que o Brasil se enquadra em ambas sugestões.

A seguir são apresentados os tópicos considerados críticos pelo relatório. Pode-se perceber que o relatório envolve todas as etapas do CCS, incluindo a captura, transporte e armazenamento. O relatório indica que a maioria das medidas a serem desenvolvidas envolvem o armazenamento e que as dificuldades associadas à captura e transporte provavelmente recairão dentro do escopo de regulações existentes. Por exemplo: regulações de petróleo e gás, mineração, transporte de gás natural ou relativas à saúde e segurança (IEA, 2010).

- Classificação do CO₂
- Direitos de Propriedade
- Competição com outros usuários e questões de direitos preferenciais
- Movimentação do CO₂ entre fronteiras
- Leis internacionais para a proteção do ambiente marinho
- Incentivos para a CCS como parte das estratégias de mitigação de mudanças climáticas
- Proteger a saúde humana
- Composição da corrente de CO₂
- A função da Avaliação de Impacto Ambiental (AIA)
- Acesso de terceiros ao local de armazenamento e infra-estrutura de transporte
- Envolvimento do público na tomada de decisões
- Captura de CO₂
- Transporte de CO₂
- Escopo da regulação e proibições
- Definições e terminologias aplicáveis às regulações de armazenamento de CO₂

- A autorização das atividades de exploração dos locais de armazenamento
- Regular a seleção do local e caracterização das atividades
- Autorização das atividades de armazenamento
- Inspeções dos projetos
- Exigências de informação, monitoramento e verificação
- Medidas corretivas e de remediação
- Responsabilidade durante o período do projeto
- A autorização para o fechamento do site de armazenamento
- Responsabilidade no período após fechamento
- Contribuições financeiras para transição de posse após fechamento
- Compartilhamento de conhecimento e experiência através da fase de demonstração
- CCS Ready
- CCS para fontes de biomassa
- RAP com CCGS

Alguns países já possuem propostas específicas de sistemas regulatórios para o Sequestro Geológico de CO₂ (CAMARA *et al.*, 2011, CAMARA, 2009). Países pertencentes ao bloco econômico da União Europeia, os Estados Unidos e Austrália são referências que foram utilizadas para a elaboração da proposta de Regulação brasileira apresentada nesta tese.

Alguns aspectos foram selecionados para analisar as Regulações propostas por esses países e regiões. Aspectos como direitos e responsabilidades referentes à propriedade, direito de exploração (parte do direito de acesso), uso comercial do CO₂ armazenado, responsabilidades pré e pós-armazenamento (relativas a implicações financeiras, de segurança, saúde e meio ambiente). Esses aspectos são apresentados na

Tabela 9.

Tabela 9 - Questões importantes na elaboração do Sistema de Regulação de CCS.

	União Européia	Estados Unidos	Austrália
--	----------------	----------------	-----------

Política Climática	Signatário do Protocolo de Quioto com Política Climática e mercado de carbono estabelecido. Deve determinar como o CGS será enquadrado no comércio de CO ₂ .	Não é signatário de Quioto, nenhuma Política Climática coordenada em âmbito federal, apesar dos esforços do Presidente Obama. Projetos pendentes no Congresso e as iniciativas estaduais dominam a questão no país.	Ratificou Quioto em 2007.
Infra-estrutura energética	Pesada dependência do carvão em alguns países. A Alemanha decidiu pela diminuição da dependência das centrais nucleares.	Pesada dependência do carvão no meio oeste e estados localizados nas montanhas. Grandes reservas de carvão e grande quantidades de plantas (sem captura de CO ₂).	Busca crescimento estável, conjugado com uma forte dependência do carvão para a geração de eletricidade. Dependência econômica da exportação de carvão.
Classificação do CO ₂	Definido como “resíduo” ou “categoria especial” da EU no âmbito da Diretiva de aterro de resíduos e água.	A regulação para a injeção subterrânea é baseada na origem do CO ₂ e no local de eliminação e não na classificação do próprio CO ₂ . CO ₂ não é considerado um resíduo.	Não há definição de CO ₂ porém isto não representa uma barreira para a aplicação do CGS.
Localização dos Projetos de CGS	Os locais off-shore são importantes. Não há indícios de grandes projetos onshore. No Mar do Norte, na Formação de Utsira, estima-se que esta possua a capacidade de armazenamento para as emissões da Europa por anos. Existe a necessidade de uma Coordenação com os tratados internacionais para a implantação de grandes projetos.	Significativa capacidade de armazenamento geológico onshore. Principais formações seriam os campos de óleo e gás natural (grande número de poços abandonados). Sendo onshore, é necessária atenção aos riscos ecológicos e à saúde humana da injeção de CO ₂ .	A Austrália tem metas de projetos de CGS tanto onshore como offshore. No entanto, muitos desses projetos estão localizados afastados dos grandes centros populacionais, o que reduz a preocupação com riscos à saúde humana e questões de segurança.
Direitos de Propriedade do subsolo	Direitos minerais e de espaço dos poros (vazios nas formações geológicas), são controladas pelo governo central.	Em terras privadas os direitos da superfície espaço poroso nas formações geológicas podem ser de diferentes partes, porém o proprietário titular se torna dono uma vez que os hidrocarbonetos já tenham sido removidos. Em terras públicas arrendatários podem obter os direitos.	Direitos minerais e de espaço poroso são propriedades do governo.

Fonte: IRGC, 2008.

A partir da análise comparativa apresentada, as propostas específicas de Regulação para CCS para a Comunidade Européia, Estados Unidos e Austrália são apresentadas a seguir.

3.2-1. Proposta de Regulação da Comunidade Europeia

Os países pertencentes à Comunidade Européia apresentaram a proposta de Regulação para CCS em janeiro do ano de 2008. É denominada de Proposta de Diretiva do Parlamento Europeu relativa ao Armazenamento Geológico de CO₂.

Segundo a Diretiva da União Europeia, a obrigatoriedade das práticas de CCS reduziriam desde já as emissões de CO₂ porém a um custo muito alto inicialmente. Por esse motivo foi decidido não tornar obrigatória a implementação dessas práticas num primeiro momento. Aspectos relevantes da Diretiva da União Europeia são apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 - Proposta de Regulação de CCS para União Européia

Direitos e Responsabilidades referentes à propriedade	A proposta não explicita a quem pertence o direito de propriedade do subsolo e seus minerais, sendo de responsabilidade do Governo Central. O operador terá o direito de explorar e armazenar o CO ₂ (por meio de licenças) até transferir toda a sua responsabilidade à autoridade competente.
Direito de Exploração (Direito de acesso)	A proposta aborda a necessidade de obtenção de uma Licença de Exploração por parte do operador, junto às autoridades competentes, com o intuito de obter o direito de exploração da área, contudo, não é permitido realizar outros tipos de operações na área que sejam incompatíveis com a injeção de CO ₂ .
Uso Comercial do CO ₂ armazenado	A proposta não é clara quanto ao uso do CO ₂ no período de pós-armazenamento, pois restringe o escopo de um projeto de CCS até o armazenamento e monitoramento do CO ₂ armazenado.
Responsabilidades pré e pós- armazenamento, relativas às implicações financeiras, de segurança, de saúde e meio ambiente	A proposta é clara neste item. Enquanto o operador possui a licença de operação, este detém a responsabilidade de responder por qualquer situação que ocorra fora do planejado. Além disso, após a entrega para autoridade competente, esta se responsabiliza pela área. A Diretiva remete aos Estados-Membros as questões mais específicas. Seguem alguns trechos da Diretiva que corroboram para o exposto neste item. “Após a transferência da responsabilidade, deverá ser autorizada uma pausa no monitoramento, podendo ser reativado caso sejam identificadas vazamentos ou irregularidades significativas. A autoridade competente não deve

	<p>cobrar do operador custos de atividades após a transferência de responsabilidade”.</p> <p>“A responsabilidade por danos ambientais (danos causados a espécies e habitats naturais protegidos, à água e ao solo) é regulada pela Diretiva 2004/35/CE do Parlamento Europeu, de 21 de abril de 2004, relativa a responsabilidade ambiental em termos de prevenção e reparação de danos ambientais, que deve ser aplicada ao funcionamento dos locais de armazenamento. A responsabilidade por danos ao clima, como resultado de vazamentos de CO₂ armazenado é contemplada pela inclusão dos locais de armazenamento na Diretiva 2003/87/CE do Parlamento Europeu, de 13 de outubro de 2003, que diz respeito a criação do regime de de comércio de licenças de emissão de gases de efeito estufa na Comunidade Europa Diretiva 96/61/CE , a qual previa a devolução das licenças em casos de vazamentos”.</p> <p>“ Os Estados-Membros assegurarão que o requerente de uma licença de armazenamento, antes de entregar o pedido, tome as medidas adequadas, sob a forma de uma garantia financeira (a serem decididas pelos Estados-Membros), para assegurar o cumprimento das obrigações assumidas em conformidade com a presente Diretiva, incluindo os procedimentos relativos ao encerramento e as disposições relativas ao pós-encerramento, assim como eventuais obrigações decorrentes da inclusão no âmbito de aplicação da Diretiva 2003/87/CE”.</p>
--	---

Fonte: EU, 2008, CAMARA, 2009.

Em dezembro de 2008, foram discutidas pela Comunidade Europeia, questões relativas às Mudanças Climáticas frente à crise econômica ocorrida no mesmo ano. Como desdobramentos dessas reuniões foram aprovados alguns textos que complementaram as regulações específicas voltadas para a questão das mudanças climáticas na Europa.

Sendo assim, o Parlamento Europeu aprovou e divulgou os seguintes textos.

“A Recuperação Avançada de Hidrocarbonetos, ou ainda, Recuperação Avançada de Petróleo – RAP designa a extração de hidrocarbonetos complementar à produzida naturalmente por injeção de água ou outros meios. A RAP dessa forma não é incluída na presente Diretiva. Entretanto, caso a RAP seja combinada com o Armazenamento Geológico de CO₂ aplicam-se as disposições da presente diretiva relativas ao armazenamento ambientalmente seguro. Neste caso, as disposições da

presente diretiva relativas a vazamentos não deverão ser aplicáveis a quantidades de CO₂ libertadas por instalações de superfície que não excedam o necessário no processo normal de extração de hidrocarbonetos e não comprometem a segurança do armazenamento geológico e nem afetam o ambiente circundante. O CO₂ liberado para atmosfera deve ser incluído na Diretiva 2003/87/CE do Parlamento Europeu , de 13 de Outubro de 2003.” (PARLAMENTO EUROPEU, 2008)

“Artigo 20 – Fundo de Reserva- Antes de ser efetuada a transferência de responsabilidade nos termos do nº 3 do artigo 18, os Estados-Membros asseguram que o operador disponibilize a autoridade competente uma contribuição financeira, na forma a ser decidida pelos Estados-Membros. A contribuição deve levar em conta critérios referidos no Anexo 1 e deve ser suficiente para cobrir os custos de monitoramento durante um período de 30 anos que a autoridade competente será responsável.” (PARLAMENTO EUROPEU, 2008).

A União Europeia recomenda que todas as novas usinas termoelétricas devam ser ready²² até o final desta década, e sugere que até 2020 o setor elétrico seja constituído de plantas com emissão "quase zero", isto é, que até 2020 todas as plantas deverão ter sofrido retrofitting para a captura (IEA, 2007).

As regulações norueguesas de petróleo e controle de poluição existente englobam dois dos cinco maiores investimentos de CCS em larga escala, os projetos de Spleiner e Snøhvit, em operação desde 1996 e 2007, respectivamente. O desenvolvimento das legislações em relação ao armazenamento e transporte de CO₂ continuam a se basear em regulações existentes do setor de petróleo.

Na Espanha, no entanto, o desenvolvimento desta regulação foi alinhado às leis relacionadas à mineração. Outro país que também começou a introduzir o conceito "ready" para novas usinas foi a África do Sul, ao exigir requisitos mínimos ao projeto da usina Kusile (IEA, 2010).

²² As plantas construídas devem prever instalação de equipamentos para captura e transporte de CO₂ (Rochedo, 2012).

3.2-2. Regulação de CCS no Reino Unido

O desenvolvimento da política britânica está muito associado à evolução da política europeia. Em dezembro de 2008, a União Europeia, através de seu parlamento, decidiu os requisitos mínimos para a definição de uma planta de CCS ready (Rochedo, 2012). Neste momento, o governo britânico reconheceu sua incapacidade de definir com maior clareza estes requisitos, e reviu sua regulação em 2009 (MARKUSSON E HAZELDINE, 2010). Os novos critérios incluem análises de viabilidade técnicas de retrofitting e transporte, a identificação de áreas para o armazenamento geológico e disponibilização de área no terreno da planta para as estruturas e equipamentos relacionados à captura.

Além de se adequar à política europeia, o governo britânico relata que a introdução de uma política de plantas ready é um estágio preliminar necessário para se alcançar o CCS (IEA, 2010). Neste sentido, está sendo considerado que as novas plantas termoelétricas terão, dentro de seu horizonte de tempo, que se adaptar ao CCS, e que uma medida ready seria o caminho para evitar barreiras técnicas, econômicas e regulatórias.

3.2-3. Proposta de Regulação dos Estados Unidos

As atividades de injeção de substâncias e resíduos no subsolo e em formações geológicas é realizada há mais de quatro décadas no território norte-americano.

A injeção de CO₂, especificamente, é realizada nos EUA há, aproximadamente, 40 anos, através das atividades de Recuperação Avançada de Petróleo (RAP). Existem nos EUA cerca de 13.000 poços em que a injeção de CO₂ é permitida e destes, cerca de 6.000 poços estão em operação. Além disso, existem milhares de km de tubulações instaladas para o transporte exclusivo de Dióxido de carbono – carbodutos (MARSTON E MOORE, 2008). Os principais carbodutos são apresentados na **Tabela 11**.

Tabela 11 - Carbodutos localizados nos EUA.

Carboduto	Dono/Operador	Extensão (km)	Diâmetro (pol)	Capacidade Estimada (MtCO ₂ /ano)	Localização Estados
Adair	Apache	24	4	1	TX

Anton Irish	Oxy	64	8	1.6	TX
Beaver Creek	Devon	85	-	-	WY
Borger, TX to Camrick, OK	Chaparral Energy	138	4	1	TX, OK
Bravo	Oxy Permian	351	20	7	NM, TX
Centerline	Kinder Morgan	182	16	4.3	TX
Central Basin	Kinder Morgan	230	16	4.3	TX
Chaparral	Chaparral Energy	37	6	1.3	OK
Choctaw (NEJD)	Denbury Onshore, LLC	294	20	7	MS, LA
Comanche Creek (currently inactive)	PetroSource	193	6	1.3	TX
Cordona Lake	XTO	11	6	1.3	TX
Cortez	Kinder Morgan	808	30	23.6	TX
Centerline	Kinder Morgan	182	16	4.3	TX
Central Basin	Kinder Morgan	230	16	4.3	TX
Chaparral	Chaparral Energy	37	6	1.3	OK
Choctaw (NEJD)	Denbury Onshore, LLC	294	20	7	MS, LA
Comanche Creek (currently inactive)	PetroSource	193	6	1.3	TX
Cordona Lake	XTO	11	6	1.3	TX
Cortez	Kinder Morgan	808	30	23.6	TX
Delta	Denbury Onshore, LLC	174	24	11.4	MS, LA
Dollarhide	Chevron	37	8	1.6	TX
El Mar	Kinder Morgan	56	6	1.3	TX
Enid-Purdy (Central Oklahoma)	Merit	188	8	1.6	OK
Este I to Welch, TX	ExxonMobil	64	14	3.4	TX
Este II to Salt Creek Field	ExxonMobil	72	12	2.6	TX
Ford	Kinder Morgan	19	4	1	TX
Free State	Denbury Onshore, LLC	138	20	7	MS

Green Line I	Denbury Green Pipeline LLC	441	24	18	LA
Joffre Viking	Penn West Petroleum, Ltd	13	6	1.3	Alberta
Llaro	Trinity CO ₂	85	-	1.6	NM
Lost Soldier/Werrz	Merit	47	-		WY
Mabee Lateral	Chevron	29	10	2.1	TX
McElmo Creek	Kinder Morgan	64	8	1.6	CO, UT
Means	ExxonMobil	56	12	2.6	TX
Monell	Anadarko		8	1.6	WY
North Ward Estes	Whiting	42	12	2.6	TX
North Cowden	Oxy Permian	13	8	1.6	TX
Pecos County	Kinder Morgan	42	8	1.6	TX
Powder River Basin CO₂ PL	Anadarko	201	16	4.3	WY
Raven Ridge	Chevron	257	16	4.3	WY, CO
Sheep Mountain	Oxy Permian	656	24	11.4	TX
Shute Creek	ExxonMobil	48	30	23.6	WY
Slaughter	Oxy Permian	56	12	2.6	TX
Sonat (reconditioned natural gas)	Denbury Onshore, LLC	80	18	3.2	MS
TransPetco	TransPetco	177	8	1.6	TX, OK
WTexas	Trinity CO ₂	97	-	1.6	TX, NM
Wellman	PetroSource	42	6	1.3	TX
White Frost	Core Energy, LLC	18	6	1.3	MI
Wyoming CO₂	ExxonMobil	180	20–16	4.3	WY
Canyon Reef Carriers	Kinder Morgan	224	16	4.3	TX
Dakota Gasification (Souris Valley)	Dakota Gasification	328	-	2.6	ND, Sask
Pikes Peak	SandRidge	64	8	1.6	TX
Val Verde	SandRidge	134	10	2.1	TX

Fonte: MELZER *et al.*, 2010.

O mapa apresentado na **Figura 6** indica a disposição e localização de alguns dos carbodutos presentes no território norte-americano.



Figura 6 - Mapa de Carbodutos nos EUA . Fonte: MARSTON *et al.*, 2008.

Estimativas apontam que são injetadas por ano cerca de 50 MtCO₂ nas atividades de RAP. Isto resulta em emissões acumuladas desde 1972 de aproximadamente 600 MtCO₂ (MARSTON *et al.*, 2008).

Além disso, é importante destacar que regulações relacionadas a Recuperação Avançada de Petróleo (RAP), nos EUA, já abordam diversas questões que devem ser consideradas em normas específicas para projetos de Armazenamento Geológico de CO₂. Isso ocorre, pois RAP é uma das opções consideradas para a etapa de armazenamento.

No caso dos EUA, o órgão responsável por desenvolver parâmetros para injeção e armazenamento de CO₂ é a Agência de Proteção Ambiental (Environmental Protection Agency – EPA). À princípio a preocupação desse órgão está relacionada à contaminação de mananciais e águas subterrâneas. Por isso, a injeção de CO₂ estaria incluída nas normas referentes a injeção

de substâncias no subsolo. O intuito destas normas é resguardar as fontes de água potável do país. Estas normas fazem parte do Programa de Controle de Injeção de Substâncias no Subsolo (Underground Injection Control Program – UICP) (EPA, 2008).

Este Programa de Controle de Injeção de Substâncias no Subsolo estabelece cinco classes de poços para injeção, estas classes são baseadas, sobretudo, no potencial para injeção (tipo de atividade e profundidade da injeção) que pode resultar em uma ameaça às fontes subterrâneas de águas potáveis. O principal fator para definir cada classe é o tipo de atividade e a natureza geral dos fluidos, associados a esta atividade, com exceção da classe V. A divisão em classes é apresentada a seguir;

- a) Classe I: injeção de resíduos perigosos, industriais e resíduos urbanos;
- b) Classe II: relacionada à produção de petróleo e gás;
- c) Classe III: relacionada a recuperação de minerais
- d) Classe IV: outras atividades relacionadas à injeção, onde os dados são insuficientes para avaliar a ameaça às fontes subterrâneas de águas potáveis como os materiais radioativos
- e) Classe V: inclui todos os outros tipos não incluídos nas Classes anteriores

Em 2008, a EPA ainda apresentou uma proposta de incluir a injeção de CO₂ na Classe V, enquanto as práticas de captura e armazenamento ainda estiverem em estágio de desenvolvimento e ocorrerem em pequena escala. A partir do momento que se tornarem práticas maduras e em larga escala, poderia ser criada a Classe VI, específica para injeção de CO₂. Vale acrescentar que existe um projeto completo de Captura e armazenamento geológico que une os países de EUA e Canadá, Projeto de Weyburn. Ambos os países se dedicam a elaborar mais normas baseando-se na experiência obtida através deste Projeto. A Proposta dos EUA é apresentada na Tabela 12.

Tabela 12 - Proposta dos Estados Unidos para Regulação de Injeção de CO₂

Direitos e Responsabilidades referentes à propriedade	A proposta não explicita a quem pertence o direito à propriedade do subsolo. Porém, a proposta é claro quanto ao período de encerramento da operação e necessidade da elaboração de um relatório final do operador que deve ser entregue à autoridade
---	---

	<p>competente. O objetivo do relatório é fornecer informações sobre as atividades realizadas. Além disso, o operador deve solicitar o registro na escritura da propriedade, das atividades realizadas no local, para informar a um possível comprador que o local foi utilizado para armazenar CO₂.</p>
<p>Direito de Exploração (Direito de acesso)</p>	<p>A Regulação existente do Programa UIC aborda que a injeção em poços deve ser permitida individualmente ou como parte de uma área. Para os projetos de CCS seria provável uso múltiplo/simultâneo de vários poços por projeto. Sendo assim, a EPA prevê que a maior parte dos proprietários/operadores solicitaram licenças por áreas e não por poços. Sendo assim, propõe-se que na Classe VI as licenças concedidas sejam pelo tempo de vida útil do projeto, incluindo a fase de injeção e monitoramento pós-encerramento. A proposta indica claramente as exigências para a solicitação de uma licença para um projeto de CCS.</p>
<p>Uso Comercial do CO₂ armazenado</p>	<p>A proposta não aborda a questão da utilização comercial do CO₂ armazenado.</p>
<p>Responsabilidades pré e pós- armazenamento, relativas às implicações financeiras, de segurança, de saúde e meio ambiente</p>	<p>A proposta é clara quanto as questões do presente quesito.</p> <p>O Programa UCI já prevê quantias para as garantias financeiras para lidar com possíveis problemas durante a operação e após o encerramento.</p> <p>A existência de leis para a injeção de substâncias no subsolo auxiliou o desenvolvimento da proposta.</p> <p>As responsabilidades pós-armazenamento também são apresentadas nesta proposta. Porém, diferem das demais classes e a EPA sugere que os projetos de CCS teriam um período de 50 anos. Durante esse período de operação, os operadores devem emitir relatórios periódicos das atividades e após o prazo de 50 anos, solicitar a licença de encerramento dos poços.</p>

Fonte: EPA, 2008.

É importante destacar que a EPA propôs alterações na Regulação de CCS norte-americana. Essas alterações foram publicadas em Janeiro de 2014 e devem entrar em vigor definitivamente a partir de Março de 2014.

As principais mudanças dizem respeito ao conceito de resíduo contaminante. No texto da Regulação de CCS vigente, correntes de CO₂ a serem injetadas no subsolo são consideradas resíduos contaminantes. A principal preocupação abordada na Regulação está relacionada à contaminação de água potável no subsolo norte-americano. Portanto, as alterações preveem que algumas correntes de CO₂ capturado para posteriormente serem injetadas em algum reservatório geológico podem não ser considerados resíduos contaminantes e portanto, não apresentariam riscos ao meio ambiente ou à saúde humana (EPA, 2014). Essas alterações acelerariam o processo de aprovação de um projeto de CCS nos EUA (EPA, 2014).

3.2-4. Proposta de Regulação da Austrália

No caso da Austrália, o órgão federal “Federal Government’s Ministerial Council on Mineral and Petroleum Resources – MCMPR”, criou e publicou o “Guia de Princípios Reguladores para Captura e Armazenamento Geológico de CO₂ na Austrália”, em 2005. Neste documento são abordadas seis principais questões relacionadas a regulação para CCS:

- 1- Avaliação do Projeto e processos de aprovação
- 2- Acesso a propriedades e direitos legais
- 3- Transporte de CO₂
- 4- Monitoramento e inspeções
- 5- Responsabilidade no período pós-encerramento dos reservatórios
- 6- Aspectos econômicos dessas práticas

Neste documento, também foram atualizadas algumas leis referentes à indústria de exploração de Petróleo offshore.

O Governo australiano, em 2008, alterou a legislação vigente referente à Exploração de Petróleo e Gás offshore (Commonwealth Offshore Petroleum Act of 2006- OPA) com o intuito de garantir acesso aos reservatórios e direitos de propriedade dos mesmos em que fosse realizado o armazenamento geológico de dióxido de carbono. A emenda da legislação (Offshore Petroleum Amendment Act of 2008) diz respeito às áreas marítimas que fazem parte do território australiano e preveem as práticas de armazenamento geológico como práticas comuns na Indústria de Petróleo e Gás nos

territórios australianos. No caso do armazenamento onshore, acompanhando o exemplo norte-americano, os estados australianos passaram a desenvolver individualmente suas próprias legislações referentes ao armazenamento Geológico de CO₂. Na Tabela 13 é apresentada a proposta para o Governo da Austrália.

Tabela 13 - Proposta do Governo Australiano – Regulação CCS

Direitos e Responsabilidades referentes à propriedade	<p>Destaca a importância do sistema regulatório não deixar nenhuma possibilidade de lacunas quanto a essa questão, principalmente referente ao direito de propriedade do CO₂ armazenado e dos locais onde o CO₂ é armazenado. .</p> <p>Regulação governamental adicional é a melhor opção para preencher a lacuna existente, pois seria transparente, proporcionaria segurança e especificamente definiria direitos de propriedade em relação ao CCS. Os princípios básicos subjacentes de tal regulação seriam os mesmo aplicáveis a exploração mineral e petrolífera.</p> <p>1)Direitos de superfície e do subsolo devem ser estabelecidos com base em disposições legislativas e estas pertencem ao Governo Central.</p> <p>2)Atenção ao ordenamento territorial por parte do Governo ao conceder licenças para injeção de CO₂</p>
Direito de Exploração (Direito de acesso)	Não há informações
Uso Comercial do CO ₂ armazenado	Não há informações
Responsabilidades pré e pós-armazenamento, relativas às implicações financeiras, de segurança, de saúde e meio ambiente	No caso de pós-encerramento, a responsabilidade é do governo federal e é seu papel minimizar os efeitos da injeção de CO ₂ no âmbito da saúde da população, do meio ambiente, no âmbito financeiro para os operadores de projetos e para as gerações futuras.

Fonte: CAMARA, 2009 e GOVERNO AUSTRÁLIA, 2013

3.2-5. CCGS em outros países

Até o momento, as questões sobre CCS têm se concentrado nos países desenvolvidos, onde a maior parte das atividades relacionadas à CCS está sendo

realizada. No entanto, os cenários globais de mitigações de emissão enfatizam a posição determinante das economias em desenvolvimento. Por exemplo, a projeção da Agência Internacional de Energia (IEA, 2009) relata a redução de um quinto das emissões globais até 2050 através de cerca 3400 instalações globais de CCS, com um número crescente em relação à participação dos países em desenvolvimento (ROMÁN, 2011). O custo total associado a estas reduções estão estimados em 56 bilhões de dólares por ano para países desenvolvidos, e cerca de 2,5 bilhões para países em desenvolvimento (ROMÁN, 2011).

No entanto, já existem esforços em projetos de CCS em ação nestes países. O principal deles seria o projeto In Salah, na Argélia. Além disso, em 2005 a China criou, em conjunto com o Reino Unido e a União Europeia, o "Near Zero Emission Coal Project" (NZEC), que pretende introduzir o CCS na China. Malásia, Indonésia, África do Sul e diversos países do oriente médio também têm demonstrado um crescente interesse no desenvolvimento destas tecnologias.

Na América do Sul, o Brasil iniciou uma série de projetos de capacitação técnica, incluindo dois projetos de armazenamento geológico *on-shore* (ROMÁN, 2011).

Conforme foi mencionado, a África do Sul também tem se mobilizado em termos de desenvolver o CCS, a começar pelo "South African CCS Roadmap" (IEA, 2010), elaborado em 2004 e constituído de cinco etapas. A primeira etapa apresentou o cenário atual do país, que possui uma emissão de mais de 400 milhões de toneladas de CO₂ por ano, em que se estima que 60% sejam passíveis de captura. Em particular, destaca-se o potencial das correntes concentradas das plantas de gasificação da Sasol. Também foi destacado o potencial da utilização de minas não mais utilizadas, como minas de ouro, para seqüestro geológico, apesar da baixa porosidade e permeabilidade.

A segunda etapa incluiu a construção do Centro de CCS (SACCSC), no início de 2009, a elaboração do South African CCS Conference, em outubro de 2009 e o desenvolvimento de um atlas de potencial armazenamento, ainda não divulgado. Nesta etapa, ainda em execução, serão identificados, discutidos e quantificados os potenciais de captura e armazenamento do país com maiores detalhes.

A terceira etapa propõe o primeiro teste de injeção em 2016, em local ainda não selecionado, e a verificação da regulação existente. O quarto estágio está relacionado à comprovação de um projeto completamente integrado até 2020. A última etapa propõe a operação industrial em larga escala até 2025, em concomitância com o plano de longo prazo de redução de emissões de gases de efeito, que prevê um platô nas emissões em cerca de 400 milhões de toneladas de CO₂ equivalentes por ano, em 2025.

Ainda existem diversos desafios para a introdução de CCS em larga escala nos países em desenvolvimento, sendo um dos principais a logística associada. Em geral, seriam necessários fortes investimentos em desenvolvimento tecnológico e em infraestrutura e reformulação, ou criação, dos aparatos legais e de regulação.

No entanto, existem fatores que auxiliariam o desenvolvimento do CCS, como por exemplo, o ritmo acelerado de desenvolvimento técnico e econômico da China e de países do Oriente Médio, que estão dispostos a correr riscos para acelerar sua economia. (ROMÁN, 2011).

Assim, pode-se verificar que existe potencial de curto a médio prazo na implantação do CCS em países em desenvolvimento, desde que os artifícios de incentivo e regulatório estejam em funcionamento. Apesar de incertezas e riscos, países como Brasil, Índia e África do Sul podem se beneficiar do desenvolvimento de uma política de captura e armazenamento geológico de carbono, dado que estes países já possuem regulações industriais robustas (exemplo do setor de petróleo no Brasil) capazes de suportar a implantação do CCS (ROMÁN, 2011). No Capítulo 4, a seguir, é apresentada, então, a proposta de estrutura regulatória para o Brasil, que é o objetivo principal da presente tese.

4- Proposta de Estrutura Regulatória para CCGS no Brasil

O desenvolvimento de um aparato legal e regulatório deve ser realizado com o conhecimento pleno das leis existentes relevantes, pois o CCS pode ser mais facilmente regulado pela modificação de estruturas existentes, ao invés da elaboração de aparatos completamente novos. Em geral, isso pode ocorrer em conjunto com as jurisdições referentes ao setor de petróleo e gás, como foi realizado no Canadá e a Noruega (IEA, 2007). Isso também ocorreu no caso da Austrália, como exposto anteriormente.

No Brasil ainda não existe uma Regulação que prevê a captura, transporte e armazenamento geológico de dióxido de carbono. Em 2011, foi feita uma proposta de estrutura de regulação para armazenamento geológico no Brasil (CÂMARA et al., 2011 e CÂMARA, 2009). Porém, é importante citar que a proposta feita em 2011, não abordou o processo como um todo e possui algumas lacunas que foram identificadas. A questão de coleta de CO₂, localização e utilização de HUBS²³ para otimização do transporte de CO₂ até o sumidouro, que é um dos pontos críticos abordados na presente tese, não foi apresentada pela proposta anterior.

Além disso, na proposta apresentada em 2011, não é bem definida a questão relacionada aos agentes atuantes no processo, o que é feito também no presente estudo. Sendo assim, neste capítulo é apresentada uma nova proposta de estrutura para elaboração de Regulação para CCS no Brasil.

A presente proposta inclui, portanto, uma estrutura regulatória que possui um conjunto de informações e procedimentos (etapas de um projeto, agentes atuantes e órgãos fiscalizadores) para a implementação segura e eficaz de técnicas de CCGS no Brasil com o foco principal nas etapas de transporte e armazenamento geológico de CO₂.

Sendo assim, vale destacar que a estrutura regulatória que é apresentada nesta tese baseou-se em regulações existentes no mundo, principalmente na União Europeia, Estados Unidos e Austrália. A Austrália, por exemplo, adaptou as normas e regulações existentes relacionadas às atividades de petróleo e gás natural inserindo normas

²³ Reservatórios intermediários de CO₂, que seriam utilizados para otimizar o transporte de CO₂ até o sumidouro.

específicas a respeito de transporte e armazenamento geológico de dióxido de carbono, como citado no Capítulo 4.

É importante ressaltar que o setor de petróleo e gás possui domínio sobre as técnicas de captura, transporte e injeção de gás em reservatórios geológicos. Ou seja, os agentes atuantes no setor de petróleo e gás no Brasil possuem experiência em utilizar tecnologias de separação de gases na produção de gás natural que seriam similares às tecnologias utilizadas para a captura de CO₂, por exemplo. No caso do transporte, o setor também possui experiência nas atividades relacionadas ao transporte de gases por dutos que é similar ao transporte de CO₂ por dutos. E por fim, em relação à injeção de gases em reservatórios de petróleo e gás que é uma das opções de reservatórios para armazenar CO₂, empresas já realizam no Brasil a prática de RAP em reservatórios com baixa taxa de recuperação de óleo e gás (PETROBRAS, 2012). Sendo assim, faz sentido que o órgão regulador que irá adequar e fiscalizar projetos de CCS no Brasil tenha expertise em regulação no setor de petróleo e gás natural.

A proposta brasileira apresentada aqui, então, seguiria o mesmo viés do modelo adotado pela Austrália e indica que um órgão (autoridade competente federal) vinculado ao setor de petróleo e gás seja considerado para regular, supervisionar e fiscalizar as atividades de CCS no Brasil. A seguir são apresentadas as etapas de um projeto de CCS, os agentes que deverão atuar na realização de um projeto de CCS e suas respectivas responsabilidades.

4.1 Etapas de um Projeto de Captura e Armazenamento Geológico de CO₂:

Nesta seção são apresentadas as etapas de um empreendimento completo de captura, transporte e armazenamento geológico de CO₂ (DNV, 2010).

Etapa 1: Coleta de Informações técnicas

Coletar Informações técnicas a respeito do solo e subsolo brasileiros; Estudos sísmicos e mapeamento dos possíveis sumidouros; Mapeamento das rotas de transporte de gás natural e/ou carבודutos já existentes; Mapeamento de HUBS já existentes e

análise preliminar de localização para novos HUBS; Mapeamento das fontes de CO₂ “capturável” assim como suas vazões (Volume / unidade de tempo).

Vale mencionar a importância e relevância da Etapa 1, de um projeto de captura e armazenamento geológico de CO₂, que é basicamente a caracterização técnica e coleta de informações. Nesta etapa são realizadas previsões e avaliações da real chance de sucesso de um projeto de CCS.

Etapa 2: Planejamento do Projeto

Elaborar o projeto básico, projeto detalhado e Plano de Execução definindo as fontes emissoras, volumes envolvidos, distância do transporte e quantidade a ser transportada e o(s) sumidouro(s) a ser(em) utilizado(s). O Plano de Execução também deve conter um Plano de Remediação com as ações a serem realizadas em caso de acidentes.

O tamanho e a configuração dos carbidutos também são definidos nesta etapa considerando a localização dos reservatórios e das fontes de CO₂ que fazem parte do sistema considerado. Necessita-se, portanto, definir:

- a) Quantidade de CO₂ a ser transportada por unidade de tempo (vazão em tCO₂/s)
- b) Distâncias entre as fontes e os sumidouros
- c) Rotas de transporte de CO₂

Além disso, a configuração dos carbidutos também depende da disponibilidade de gasodutos que possam ser convertidos para carbidutos, ou seja, convertidos para o transporte de CO₂. Esses gasodutos devem ser considerados, pois já estão instalados e operam de forma satisfatória.

Etapa 3: Captura

Análise dos parâmetros para que o CO₂ esteja pronto para ser transportado da sua fonte ao sumidouro, estabelecidos no projeto básico. Boletins informativos com os parâmetros medidos (pressão, umidade, impurezas) devem ser feitos pelo Proponente do Projeto.

Etapa 4: Coleta de CO₂

Esta etapa corresponde à coleta de CO₂ que inclui o transporte do CO₂ da fonte emissora até o reservatório intermediário (HUB).

Nesta etapa, para grandes volumes de CO₂ provenientes de instalações de grande porte, podem ser utilizados carbidutos. No caso de volumes menores e que as fontes emissoras não possuam infraestrutura adequada para o transporte por carbidutos, podem ser utilizados caminhões para a coleta do CO₂ da fonte emissora até o HUB. Essas rotas de transporte percorridas por caminhões podem ser chamadas de dutos virtuais.

Vale destacar que uma sugestão para os HUBS é que estes podem ser reservatórios intermediários construídos e/ou reservatórios intermediários geológicos. Na tomada de decisão pela escolha do tipo de HUB, devem ser realizados estudos geológicos na área de localização para que seja avaliada a possibilidade de armazenamento geológico temporário.

Etapa 5: Transporte

Nesta etapa o CO₂ é levado dos HUBS ao reservatório geológico final. Após todos os parâmetros serem checados nos HUBS, o CO₂ será transportado utilizando carbidutos cujas rotas e distâncias foram definidas anteriormente na Etapa 2. O transporte deve ser feito utilizando-se carbidutos pois a necessidade de transportar grandes quantidades de CO₂ em um período mais curto de tempo (ou seja, maior vazão de CO₂) pode tornar inviável o transporte por caminhões ou até mesmo navios.

Para o transporte por carbidutos a corrente pura de CO₂ deve ser comprimida a uma pressão de 150 -180 bar (Hoffmann, 2010, Olajire, 2010 e Rochedo, 2012). Para realizar essa compressão, são utilizados compressores que demandam grande quantidade de energia (energia elétrica ou gás natural quando estiver disponível no local).

Etapa 6: Injeção

Após o transporte do dióxido de carbono até o local de armazenamento, ou seja, o reservatório geológico final adequado, o CO₂ é injetado. Esta etapa demanda também monitoramento e fiscalização para minimizar riscos de possíveis vazamentos.

Etapa 7: Pós-injeção/encerramento

O período de encerramento do *site* inicia-se quando o operador de injeção tem a percepção de que as metas propostas pelo projeto foram alcançadas (DNV, 2010). Após ter sido injetado todo o CO₂ previsto no projeto, é então feito o encerramento das atividades do projeto em questão no reservatório. Nesta etapa são avaliados os resultados do projeto para declará-lo, de fato, encerrado.

O operador de injeção ou o proponente do projeto devem demonstrar ao regulador que, as metas de desempenho pré-estabelecidas foram alcançadas e os resultados medidos apresentam baixo grau de incertezas. Na prática, o operador de injeção e/ou proponente do projeto devem mostrar ao regulador que não ocorreram vazamentos de CO₂ ou irregularidades durante o período de injeção e pós-injeção. Além disso, o operador e/ou proponente do projeto devem demonstrar domínio das características e comportamento do reservatório para que a evolução do comportamento do reservatório possa ser prevista e controlada com eficácia no momento em que estiver sob responsabilidade do Agente Final (DNV, 2010).

Etapa 8: Pós-encerramento

Após o encerramento deve ocorrer o constante monitoramento a fim de se identificar possíveis vazamentos do gás armazenado pelo período a ser definido pelo órgão regulador. Nesta etapa ocorre a transferência de responsabilidade do operador para o Agente Final.

4.2 Agentes e suas respectivas responsabilidades:

Nesta seção são apresentados os agentes atuantes em um projeto completo de captura, transporte e armazenamento geológico de CO₂ e são definidas suas respectivas responsabilidades.

O **Proponente do Projeto** pode ser a fonte estacionária emissora (empresa, indústria ou geradora de eletricidade) ou uma terceira parte. O proponente do projeto tem a responsabilidade de apresentar todos os estudos, relatórios, informações técnicas do projeto de CCS ao órgão regulador para aprovação e solicitação de licenças/permissões para as etapas de todo o projeto. Este também deve ser responsável pela contratação dos agentes operadores. Este também deve ser o responsável pela carga de CO₂ capturada (Carregador de CO₂). Este deve criar um Fundo para compensação de danos causados ao meio ambiente durante as pesquisas/exploração para realização do projeto. A quantia a ser depositada no fundo deve ser definida pelo órgão regulador (Autoridade Competente Federal – ACF).

O **Operador de coleta de CO₂/HUBS** é o agente que opera os carodutos de coleta do CO₂ das fontes emissoras até os HUBS. Este pode ser definido através de chamada pública, por exemplo. Deve obter licenças (prévia, de instalação e operação). Essas licenças devem ser solicitadas ao Órgão Ambiental Federal. O Operador de coleta/HUBS deve ser regulado pela Autoridade Competente Federal e é responsável pela elaboração e emissão de boletins informativos de acompanhamento das operações. Esses boletins citados devem estar disponíveis para a consulta da Autoridade Competente Federal.

O **Operador do transporte** é o agente que opera os carodutos de transporte de CO₂ a partir dos HUBS até os sumidouros (reservatórios geológicos). Este pode ser definido através de chamada pública (menor tarifa US\$/tCO₂.km e que atenda aos requisitos técnicos), por exemplo. Deve ser regulado pela autoridade competente federal. Este é responsável pela elaboração e emissão de boletins informativos de acompanhamento das operações e esses boletins devem estar disponíveis para consulta pelo órgão regulador (ACF).

O **Carregador de CO₂** é o agente que contrata o serviço de coleta e transporte de CO₂ e é o responsável pela carga de CO₂ capturada. Este pode ser o proponente do projeto de CCS.

O **Operador de injeção** é o agente que realiza as atividades de injeção de CO₂. Este pode ser definido através de chamada pública, por exemplo. É de responsabilidade do operador de injeção emitir boletins informativos periódicos durante as atividades de injeção. Estes boletins devem estar disponíveis para a consulta da ACF. Este agente deve ser fiscalizado pela ACF.

O **Agente de responsabilidade final**, que terá como atribuições assumir a responsabilidade de monitorar os reservatórios na etapa de pós-encerramento quando ocorre a transferência de responsabilidade, pode ser a União. Este agente deve realizar medições e emitir boletins informativos de acompanhamento do CO₂ armazenado, e deve ser fiscalizado pela ACF .

Os *Stakeholders* são os indivíduos impactados direta ou indiretamente pelo Projeto e estes são importantes no desenvolvimento de um Projeto de CCS. Principalmente, a parcela destes referentes ao público. A opinião pública pode atrasar e até mesmo impedir o desenvolvimento do projeto.

A **Autoridade Competente Federal (ACF) ou Órgão Regulador** atua sobre todos os demais agentes. Este tem a responsabilidade de fiscalizar todos os agentes nas suas respectivas etapas de atuação.

Uma sugestão de Autoridade Competente ou órgão regulador seria um braço da Agência Nacional do Petróleo (ANP), ou seja, uma equipe técnica especializada em sequestro geológico de CO₂ pertencente à ANP. A Agência Nacional de Petróleo – ANP é responsável por regular e supervisionar acordos e atividades econômicas relacionadas à indústria do Petróleo e Gás Natural no Brasil. Além disso, também é de responsabilidade da ANP a elaboração de normas para os processos de leilão dos blocos de reservas de petróleo e gás natural. E ainda fiscalizam e regulam o desenvolvimento dos campos, exploração e produção de óleo e gás natural no Brasil.

A ANP foi considerada como um possível órgão regulador nesta proposta, pois esta é responsável pela regulação das atividades do setor petróleo no Brasil como explicitado anteriormente. Então, já que o setor de petróleo e gás natural possui domínio sobre as técnicas de captura, transporte e injeção de gás em reservatórios geológicos, faria sentido adotar o mesmo órgão regulador para a fiscalização dos

projetos CCS no Brasil. Isso inclusive é o modelo adotado pela Austrália em sua regulação para CCS (Governo Central Australiano, 2011).

No caso da adoção de um braço da ANP como órgão regulador para as atividades de CCS no Brasil, a Autoridade Competente Federal estaria vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

Porém, se for criado um novo órgão regulador (autoridade competente federal) para fiscalizar as atividades de CCS no Brasil, este poderia estar vinculado ao Ministério de Ciência e Tecnologia já que as questões relacionadas às mudanças climáticas estão sob o comando deste ministério.

É importante destacar que em princípio, o marco dutoviário no Brasil se refere apenas ao gás natural, ou seja, não existe regulação específica para dutos de CO₂. É a "Lei do Gás" - Lei nº 11.909/2009, complementada pelo decreto 7.382 /2010. Nesse marco a ANTT não tem nenhum papel. Cabe à ANP toda a regulação, à EPE os estudos de expansão da malha e ao MME a publicação do plano de expansão e a indicação dos dutos a serem propostos para chamada pública de capacidade de alocação de demandas. De acordo com o exposto pela ANTT, a sua responsabilidade se defini pela seguinte transcrição (ANTT, 2014):

"É competência da Agência Nacional de Transportes Terrestres – ANTT articular-se com entidades operadoras do transporte dutoviário, para resolução de interfaces intermodais e organização de cadastro do sistema de dutovias do Brasil."

Sendo assim, se o CO₂ for entendido como pertencente à indústria de hidrocarbonetos (como o sugerido nesta proposta de estrutura regulatória), provavelmente poderá ser enquadrado na regulação existente para gás natural e regulado pela ANP. A regra jurídica geral é que legislação específica supera a genérica. Ou seja, se existir alguma regulação específica para dutos de CO₂, vale a específica. Caso contrário, valerá a para gás natural.

A Autoridade Competente de Planejamento é responsável por realizar estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento, principalmente relacionados ao manejo de CO₂. Seria responsável por planejar a construção e expansão da rede de dutos para o transporte de CO₂, por exemplo. Esta autoridade estaria vinculada ao

governo federal, como é o caso da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Inclusive uma sugestão para este agente seria a própria Empresa de Pesquisa Energética pois já realiza estudos e pesquisas no setor de energia e possui expertise em projetos de gasodutos (EPE, 2014).

O **Órgão Ambiental Federal (IBAMA)** é responsável por emitir licenças (prévia, de instalação e operação) nas etapas de um projeto de CCS em que estas são necessárias.

A **Figura 7** ilustra a estrutura organizacional do Governo Federal incluindo as autoridades competentes propostas para esta tese. No caso, estão representadas a Autoridade Competente Federal, que seria o órgão regulador e a Autoridade Competente de Planejamento que seria o órgão responsável por realizar os estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento de atividades relacionadas ao manejo de CO₂. Ambas essas autoridades competentes poderiam estar vinculadas a um Ministério a ser definido.

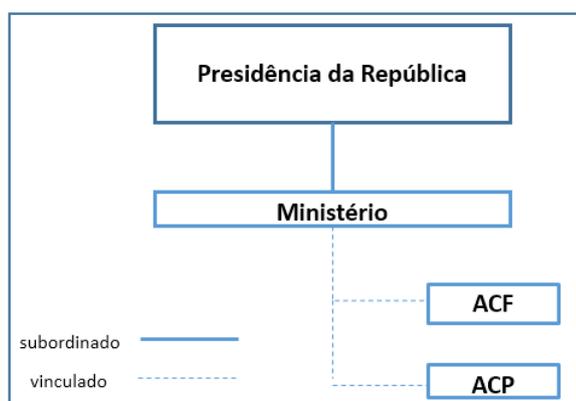


Figura 7 - Estrutura organizacional proposta. Fonte: Elaboração própria

Obs: ACF – Autoridade Competente Federal

ACP – Autoridade Competente de Planejamento

A **Figura 8** ilustra as etapas principais da fase de execução de um projeto CCS, os agentes responsáveis e as autoridades competentes reguladoras.

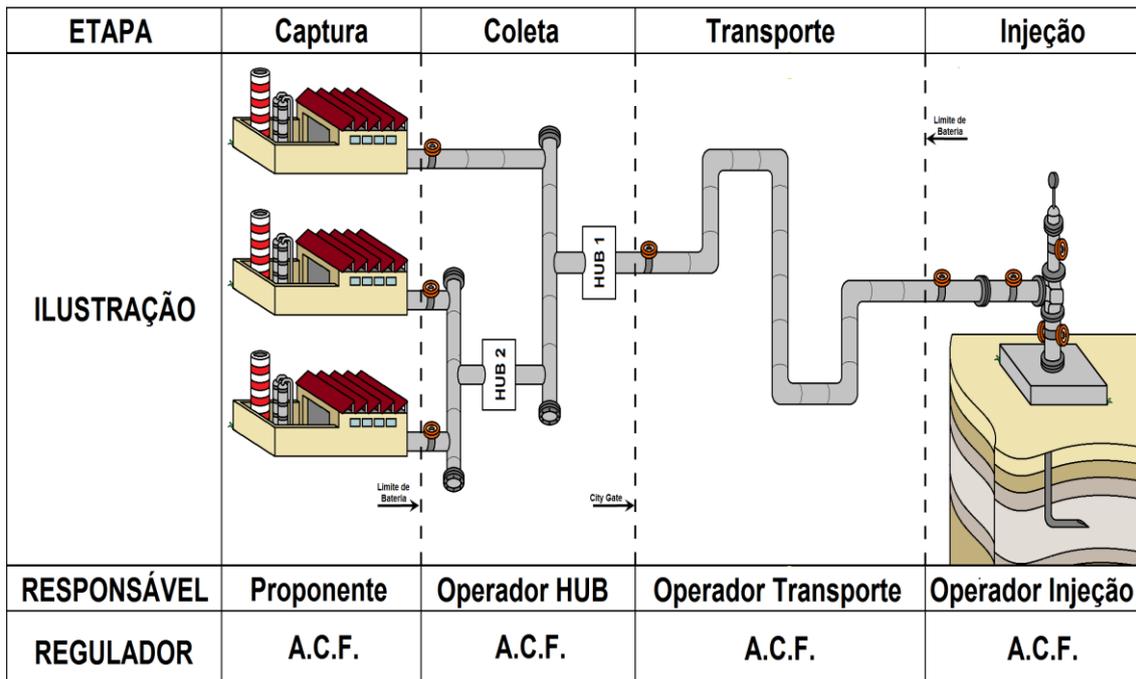


Figura 8 - Etapas principais de um Projeto de CCGS. **Fonte:** Elaboração própria.

4.3 Aplicação dos Fundamentos de Regulação à Cadeia de um Projeto de CCGS

De acordo com a Figura 8, as principais etapas de um Projeto de CCGS são: captura, coleta de CO₂, transporte de CO₂ e injeção de CO₂. Em cada uma dessas etapas, o mercado terá estruturas diferentes que serão definidas pelas características dos serviços prestados e dos agentes atuantes ao longo da cadeia.

É importante destacar que para implementar as tecnologias de CCGS como medida de mitigação das emissões de CO₂ (externalidades negativas) provenientes dos setores de energia e energia-intensivos brasileiros, é necessário que exista uma política pública neste sentido. A política pública apresentaria planos e programas voltados para a redução das emissões de CO₂ no Brasil. Assim, o carbono emitido pelas instalações

industriais e energéticas teria um valor, seja através de limite de emissões de CO₂ (cap) ou através de taxaço. Surgiria, então, um mercado de carbono²⁴.

No caso da captura de CO₂, o agente atuante será o Proponente do Projeto/ Carregador de CO₂. Então, no que diz respeito à entrada e saída de agentes do mercado, estará limitada por questões intrínsecas ao processo, ou seja, barreiras naturais. Barreiras como: o custo de captura (instalação de uma planta e equipamentos); infraestrutura necessária para realizar a captura; área disponível para instalação de uma planta de captura (footprint); disponibilidade hídrica para alimentar a planta no caso de separação de gases por absorção química, podem limitar a entrada de agentes que terão acesso aos dutos. Neste caso, o Órgão Regulador ou ACF, terá um papel de apoiar a Política Pública estabelecida.

Nas etapas de Coleta de CO₂ e Transporte de CO₂, o mercado teria estrutura de monopólio natural. Isso porque teriam estrutura de rede (carbodutos), apresentando as características já mencionadas no capítulo 3 e a estrutura em rede gera economias de escopo, de escala e de coordenação e requer a operação centralizada dos serviços; fatores que reforçam a presença de apenas uma empresa abastecendo o mercado. Além disso, também tem a questão da subaditividade de custos, em que o custo de produção de uma única empresa é menor do que a soma dos custos de produção de várias empresas, suprimindo o mesmo serviço. Ou seja, não é a opção mais barata cada fonte emissora construir sua própria rede de dutos justificando assim o planejamento centralizado de dutos e de HUBS. Essas características reunidas fazem com que esses segmentos tenham, de fato, a estrutura de monopólio natural. Exemplos deste tipo de estrutura no Brasil são o setor elétrico e o transporte de Gás Natural, em que o último é similar ao transporte de CO₂. Em relação à questão de definição de tarifas, estas podem ser estabelecidas através de chamada pública, seguida de licitação para concessão das operações, utilizando, portanto, o mecanismo “tarifa pelo preço” mencionado no capítulo 3. Nessas etapas, os agentes que apresentassem as menores tarifas ganhariam os direitos de operar. O Órgão Regulador teria um papel importante nessas etapas. Primeiro, deveria agir para garantir a existência do próprio monopólio. Segundo, em relação à questão da tarifa, deveria agir definindo um teto para o leilão das tarifas a serem cobradas pelos operadores, evitando assim abusos por parte dos monopolistas. E

²⁴ Vide seção 3.1.

além disso o regulador, deve garantir a qualidade do serviço e garantir que o direito de propriedade sobre CO₂ seria transferido do agente de captura (carregador de CO₂) para os agentes de coleta e de transporte, mediante o pagamento do serviço.

Ainda em relação às etapas de coleta e transporte de CO₂, no que diz respeito às questões de assimetria de informações, o Órgão Regulador poderia minimizar seus efeitos ao solicitar boletins informativos periódicos das operações, informações sobre investimentos realizados na própria rede de dutos e solicitar relatórios a cada transferência de responsabilidade contendo informações das metas atingidas e das dificuldades enfrentadas durante o projeto.

Na etapa de injeção, a estrutura de mercado que poderia ser considerada é a de mercado livre, em que mais de um agente poderia atuar. Portanto, nesta etapa o órgão regulador teria o papel de garantir o livre acesso dos agentes aos dutos. Porém, vale destacar que a etapa de injeção pode não engendrar um mercado com muitos agentes, já que a quantidade de reservatórios e a capacidade de armazenamento dos mesmos é limitada. Além disso, os reservatórios a serem utilizados estão limitados pela rede de transporte de CO₂ já que a rede não chegará a todos os reservatórios possíveis. Em relação à definição de preço, estes seriam definidos por livre negociação, ou seja, cada agente definiria seu preço, já que seria um mercado livre. Neste caso, podem surgir peculiaridades no mercado. Uma empresa de petróleo, por exemplo, pode estar interessada em injetar o CO₂ para realizar RAP. Então, poderia apresentar um preço muito baixo ou até mesmo pagar pelo CO₂, dependendo da sua necessidade, já que teria uma nova receita advinda do óleo e gás extras. Em relação à assimetria de informações o Órgão Regulador poderia atuar solicitando boletins informativos periódicos das operações e relatórios a cada transferência de responsabilidade entre os agentes. Outro papel do Regulador importante relacionado a esta etapa de injeção é garantir que a responsabilidade pelo CO₂ passe do agente de transporte para o agente de injeção mediante pagamento do serviço.

Após a etapa de injeção, a cada encerramento de projeto, a responsabilidade pelo CO₂ continua a ser do operador de injeção, que mantém o monitoramento constante. No momento em que o reservatório atinge sua capacidade máxima, este será selado e encerrado. Neste momento, ocorre a última transferência de responsabilidade em que o agente final pode ser a União. Neste caso, o órgão regulador deve atuar garantindo que

ocorra a transferência de responsabilidade mediante apresentação de relatórios técnicos. Caso o agente final não seja a União, seja alguma empresa interessada em monitorar e assumir essa responsabilidade, o órgão regulador deve atuar garantindo que a responsabilidade pelo CO₂ no reservatório seja transferida do operador de injeção para o agente final mediante pagamento do serviço.

A partir dessas considerações feitas com o intuito de aplicar os fundamentos relacionados à Regulação à cadeia de um Projeto de CCGS, é proposta a estrutura regulatória específica para o Brasil.

Para a elaboração de documento contendo uma estrutura regulatória para a implementação do Sequestro Geológico de CO₂ no Brasil, é importante ressaltar que para cada tipo de formação geológica considerada para o armazenamento devem ser apresentadas informações técnicas específicas, principalmente para as etapas 2, 6 e 7 de um projeto de CCS apresentadas anteriormente, já que cada tipo de reservatório possui suas peculiaridades. No caso de RAP, o CO₂ armazenado que deve ser contabilizado deve ser apenas o que foi aprisionado no reservatório e não o CO₂ que foi injetado. Isto porque, parte do CO₂ injetado retorna à superfície ao ser dissolvido no óleo e/gás extra que é produzido.

A regulação deve seguir a ordem das etapas de um projeto de armazenamento geológico de CO₂, apresentadas anteriormente (DNV, 2010). Sendo assim, a estrutura regulatória, aqui apresentada, é elaborada dessa forma.

4.4 Proposta de Estrutura Regulatória para CCGS no Brasil:

A estrutura regulatória proposta pode ser dividida em duas fases. A primeira fase diz respeito às duas primeiras etapas do processo que correspondem a um pré-projeto. Esta primeira fase inclui a coleta de informações técnicas e o planejamento do projeto. A segunda fase está relacionada ao restante das etapas (3 a 8) e corresponde ao projeto de CCS em si, em que são apresentadas as etapas de execução do projeto, as atividades relacionadas a cada etapa e o papel de cada agente de processo e agente regulador.

É importante destacar que antes de iniciar o primeiro projeto de CCGS no Brasil, considerando também um Cenário em que o governo incentivaria a implementação das

técnicas de CCS, este deve prever rotas de transporte de CO₂ (HUBS e os carbidutos). Essas rotas devem ser planejadas pela Autoridade Competente de Planejamento (ACP) indicada. Caso durante a proposição de um projeto, o agente Proponente do Projeto indique a necessidade de expandir a rede de transporte de CO₂, isso será solicitado pela ACF à ACP, antes que seja realizada a chamada pública para definição dos agentes operadores no projeto.

FASE 1: Pré-projeto

Etapa 1: Coleta de Informações técnicas e Proposta de Projeto

Uma proposta de projeto de CCS deve ser apresentada a autoridade competente federal designada. Uma equipe técnica especializada em sequestro geológico de CO₂ pertencente a autoridade competente avaliaria a proposta de projeto. Esta proposta de projeto deve conter informações técnicas como:

- 1- Mapeamento Geológico e Estudos sísmicos dos possíveis sumidouros; Os estudos relacionados à engenharia e geologia dos reservatórios para armazenamento (sumidouros) também devem ser considerados
- 2- Mapeamento das rotas de transporte de gás natural e/ou carbidutos pré-existentes que poderiam ser utilizadas; Mapeamento de HUBS existentes
- 3- Mapeamento das fontes de CO₂ “capturável”;
- 4- Vazões de CO₂ (Volume (transportado e injetado) / unidade de tempo).

Baseado nas informações preliminares apresentadas, e na avaliação econômica preliminar caso o projeto tenha relevância e seja aprovado pela autoridade competente federal, deve ser emitido um documento contendo essa aprovação. Caso não seja aprovado, deve ser revisto e adequado às solicitações da ACF e submetido à ACF novamente.

A partir daí, serão solicitados pela autoridade competente federal na etapa 2, estudos mais detalhados de viabilidade técnica e econômica. A **Figura 9** ilustra a etapa 1.

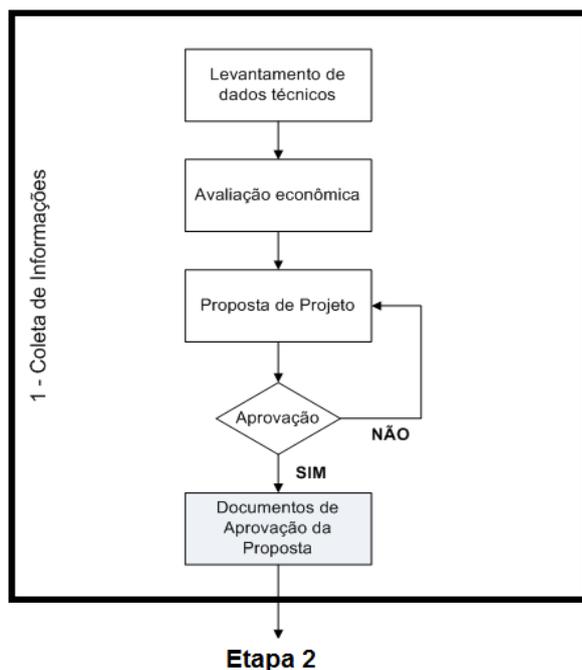


Figura 9 - Etapa 1 do Projeto de CCGS. Fonte: Elaboração própria.

Etapa 2: Planejamento do Projeto

O proponente do projeto deve emitir relatórios contendo os estudos de viabilidade solicitados e submetê-los à aprovação da autoridade competente. Os relatórios contendo os estudos devem conter informações mais específicas do que as informações apresentadas na Proposta de Projeto. Informações como: as fontes emissoras selecionadas e suas localizações; quantidade de CO₂ estimada a ser capturada, transportada e injetada; parâmetros do CO₂ para ser transportado. Os parâmetros devem estar de acordo com a Tabela 14.

Tabela 14 - Parâmetros sugeridos pela literatura para o transporte de CO₂

Característica	Valores sugeridos	Referências
Pressão	150 - 180 bar	HOFFMANN, 2010; OLAJIRE, 2010; ROCHEDO, 2012.
Temperatura	5-10 °C (offshore) e temperatura ambiente (onshore)	ARAÚJO et al., 2011 e IEA, 2013.
Concentração de CO₂	85 – 90%	ROCHEDO,2012; HOFFMANN, 2010;
Teor de N ₂	3% mol	ARAÚJO et al., 2011
Umidade	600 - 700 ppm	HOFFMANN,2010; ROCHEDO, 2012.
Vazão de CO ₂	A ser definida no Projeto	-

Fonte: Elaboração própria

Além das informações apresentadas também devem ser definidas as estimativas da distância a ser percorrida e a área selecionada para armazenamento. Além disso, o proponente também deve estimar o consumo extra de energia devido ao consumo da planta de captura (penalidade energética) e o possível aumento do custo do produto oriundo da fonte emissora. Nesta etapa também devem ser definidos os prazos de projeto como o início da construção da unidade de captura e início de operação.

No caso de uma termelétrica, por exemplo, a planta geraria menos eletricidade devido ao consumo de vapor d'água da planta de captura. Isso deve estar de acordo com o órgão regulador do setor elétrico (ANEEL). Além disso, para a elaboração dos estudos detalhados a questão do despacho dessa térmica deve estar alinhado com a própria ANEEL, para que a geração de energia e consequentemente a emissão de CO₂ proveniente da térmica sejam previstas com acurácia. Isso deve ser feito para que o sistema de transporte e armazenamento de CO₂ não sofram impactos na operação.

Caso os relatórios não sejam aprovados deve ser justificada a reprovação, com informações técnicas, por parte da autoridade competente federal e prazos a serem cumpridos para realizar os ajustes necessários. Caso sejam aprovados os relatórios, é emitido um documento apresentando essa aprovação por parte da equipe técnica da autoridade federal competente.

A partir da aprovação dos estudos de viabilidade técnica e econômica por parte da autoridade competente federal, deve ser feito um Plano de Execução do Projeto. Neste plano serão detalhadas ainda mais todas as informações do Projeto, contendo os projetos e custos de construção e implementação das instalações e equipamentos necessários para realizar o Projeto; o cronograma das atividades; o Plano de Monitoramento e o Plano de Remediação. Este Plano de Remediação inclui as medidas que devem ser tomadas em casos de vazamento de gás (CO₂) e casos de acidentes nas instalações e/ou com os operadores das instalações. Caso o Plano de Execução do Projeto não seja aprovado deve ser justificada a reprovação, com informações técnicas, por parte da autoridade competente federal e prazos a serem cumpridos para realizar os ajustes necessários. Caso seja aprovado o Plano de Execução do Projeto, é emitido um documento apresentando essa aprovação por parte da equipe técnica da autoridade federal competente.

Deve ser feita, então, a solicitação para uso da área escolhida para armazenamento. Para solicitar o uso da área para armazenamento deve ser submetido à ACF um Plano de Avaliação da área, contendo estudos geológicos e cálculo da estimativa da capacidade de armazenamento das formações geológicas. Então, deve ser emitido Relatório contendo esse Plano de Avaliação, Caracterização técnica da área e Plano de Desenvolvimento de Injeção. O regulador deve analisar o Relatório completo da área a fim de avaliar se os conceitos de engenharia são, de fato, aplicáveis aos sites selecionados.

Com a aprovação do Plano de Avaliação são emitidas certidões da autoridade competente para iniciar o projeto.

Em paralelo deve ser solicitado o uso de coleta e transporte de CO₂. Deve ser realizado um plano de avaliação mostrando a rota escolhida para a coleta de CO₂ (da fonte emissora até o HUB) e para o transporte (HUB até sumidouro). Caso já existam os dutos para este traçado escolhido, deve ser solicitado pelo carregador do CO₂, o uso ao responsável pelos dutos. Caso não existam os dutos, cabe ao órgão regulador solicitar à Autoridade Competente de Planejamento vinculada ao governo federal, a expansão da rede dutos.

Neste momento também devem ser realizadas chamadas públicas para que todos os agentes interessados em coletar, transportar e injetar o CO₂ se apresentem. Os agentes que cumprirem os requisitos técnicos e apresentarem as menores tarifas de coleta, transporte e injeção ganham as chamadas públicas, sendo selecionados para coletar e transportar o CO₂ nos reservatórios. As tarifas (R\$/tCO₂ . km coletado, R\$/tCO₂ .km transportado). Já a injeção teria o preço (R\$/tCO₂ injetado) definido por livre negociação. Uma sugestão para compor as tarifas seria embutir nelas os custos de coleta e transporte acrescidos do valor a ser depositado no fundo/seguro exigido pelo órgão regulador.

Nesta etapa do processo o papel do regulador está relacionado com a análise de todos os relatórios apresentados e à comunicação entre o proponente do projeto e os outros órgãos e agentes participantes. Nesta etapa, também devem ser solicitadas as licenças prévia, de instalação e de operação ao órgão ambiental competente. De posse das licenças, o Proponente do Projeto inicia as atividades.

Como dito anteriormente, é recomendável que neste momento seja feito um depósito de seguro/caução em um Fundo para compensação de possíveis danos ambientais causados por pesquisas/exploração/execução do Projeto. O valor a ser depositado deve ser indicado pela autoridade federal competente. A Figura 10 ilustra a etapa 2.

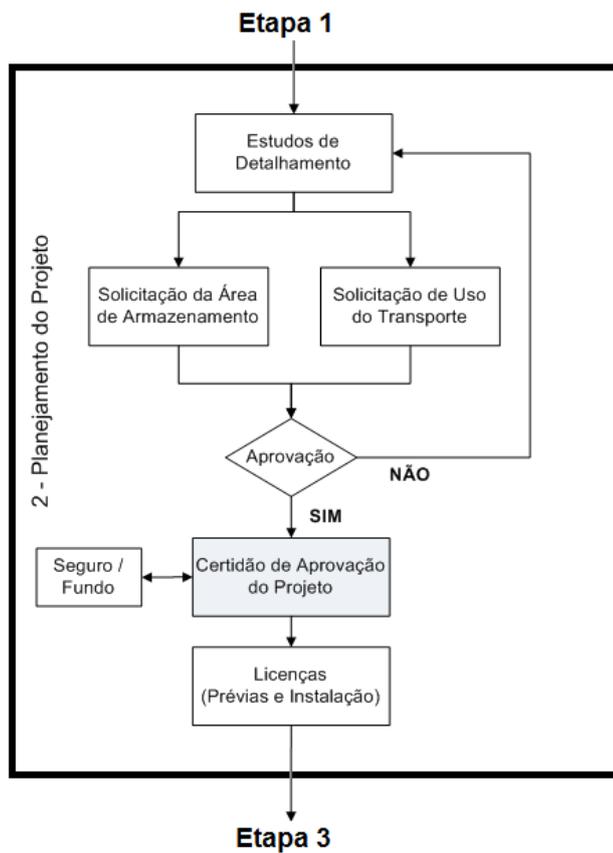


Figura 10 - Etapa 2 do projeto de CCGS. Fonte: Elaboração própria

FASE 2: Execução do Projeto

Etapa 3: Captura

Nesta etapa é necessário apresentar boletins informativos contendo a quantidade de CO₂ capturada por unidade de tempo e também os parâmetros de CO₂ medidos e suas análises. Esses boletins devem estar disponíveis para consulta do Órgão Regulador e devem estar de acordo com os parâmetros estabelecidos na Etapa 2. Os parâmetros são novamente apresentados na **Tabela 15**.

Tabela 15 - Parâmetros para o transporte de CO₂

Característica	Valores sugeridos	Referências
Pressão	150 - 180 bar	HOFFMANN, 2010; OLAJIRE, 2010; ROCHEDO, 2012.
Temperatura	5-10°C (offshore) e temperatura ambiente (onshore)	ARAÚJO <i>et al.</i> , 2011 E IEA, 2013.
Concentração de CO₂	85 – 90%	ROCHEDO, 2012; HOFFMANN, 2010;
Teor de N ₂	3% mol	ARAÚJO <i>et al.</i> , 2011
Umidade	600 - 700 ppm	HOFFMANN, 2010; ROCHEDO, 2012.
Vazão de CO ₂	A ser definida no Projeto	-

Fonte: Elaboração própria

Além disso, antes que ocorra a transferência de responsabilidade do Proponente do Projeto/Carregador de CO₂ para o operador de Coleta de CO₂/operador de HUB, deve ser emitido relatório contendo as informações técnicas do CO₂ a ser coletado e também informações do agente que irá assumir a responsabilidade. Se essas informações estiverem de acordo com o apresentado na Etapa 2, a ACF emite documento de aprovação e é realizada a transferência de responsabilidade. A **Figura 11** ilustra a etapa 3.

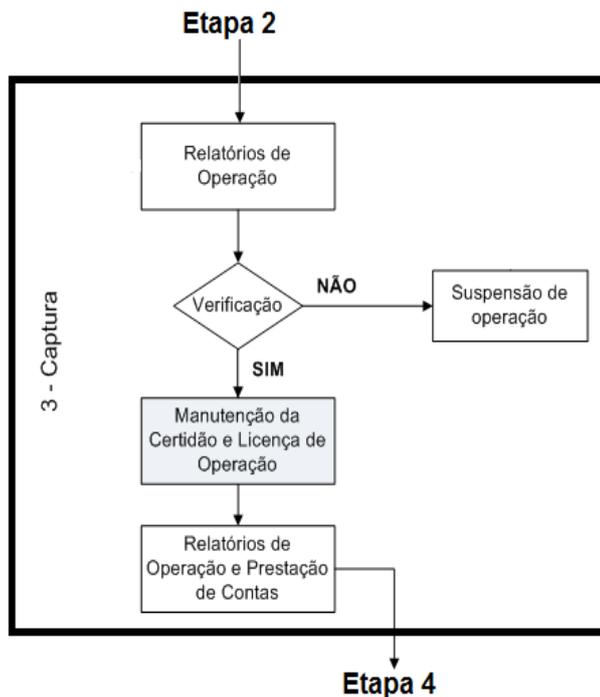


Figura 11 - Etapa 3 do Projeto de CCGS. Fonte: Elaboração própria.

Etapa 4: Coleta de CO₂

A Coleta de CO₂ é de responsabilidade do Operador de Coleta de CO₂. Devem ser emitidos boletins informativos de operação e prestação de contas por parte do operador de Coleta de CO₂ e esses boletins devem estar disponíveis para a consulta da ACF. Caso a ACF identifique anomalias na operação do Coleta de CO₂/HUBS pode ocorrer a suspensão da operação.

Entre as etapas 3 e 4 ocorre a primeira transferência de responsabilidade entre agentes do processo, como citado anteriormente na etapa 3. A responsabilidade deixa de ser do Proponente do Projeto/Carregador de CO₂ e passa a ser do operador de Coleta de CO₂/HUBS. Então, a partir da aprovação da ACF citada na etapa 3, é garantido o acesso a rede de coleta de CO₂.

A fiscalização da coleta de CO₂ até os HUBS e o transporte de CO₂ entre HUBS são realizados pela ACF, evitando assim questões relativas às disparidades entre as normas estaduais, como ocorre, por exemplo, na distribuição de água, esgoto e gás

natural. Portanto, fazendo com que a autoridade competente federal seja responsável por fiscalizar toda a rede de carbodutos de forma homogênea, seguindo as mesmas normas federais, tem-se que o resultado é uma operação mais homogênea e controlada no país.

Vale destacar nesta etapa que pode ocorrer transporte de CO₂ entre HUBS estando estes localizados na mesma Unidade da Federação ou não. Caso os hubs pertençam ao mesmo estado, o operador do HUB à jusante do sistema torna-se responsável pela operação e a autoridade competente federal continua a fiscalizar ambos. Caso os HUBS não pertençam ao mesmo estado, deve ser elaborado um acordo por escrito em que o operador do HUB à jusante do sistema torna-se responsável pela operação e a fiscalização será também papel da ACF. A **Figura 12** ilustra a etapa 4.

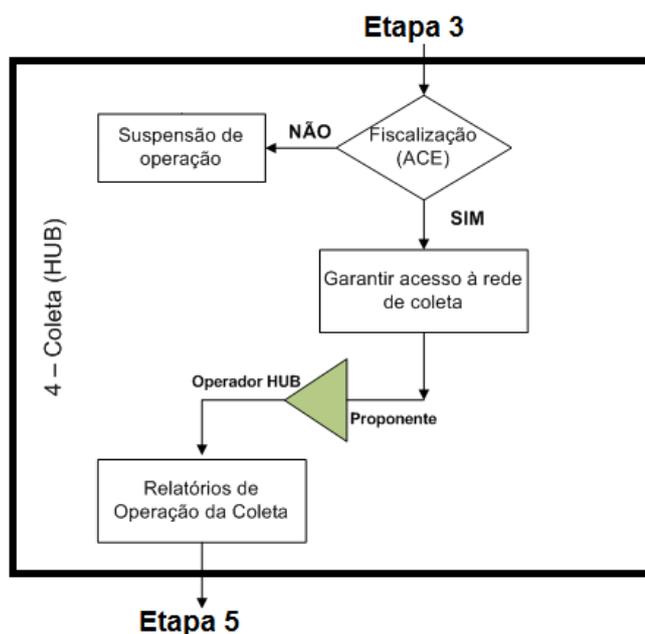


Figura 12 - Etapa 4 do Projeto de CCGS. Fonte: Elaboração própria.

Para realizar a transferência de responsabilidade do Operador de Coleta de CO₂/HUBS para o Operador de Transporte, deve ser emitido relatório contendo as informações técnicas do CO₂ a ser transportado e também informações do agente que irá assumir a responsabilidade. Se essas informações estiverem de acordo com o apresentado na

Etapa 2, a ACF emite documento de aprovação e é realizada a transferência de responsabilidade.

Etapa 5: Transporte

O transporte do CO₂ utilizando carbodutos a partir dos HUBS até os sumidouros, é de responsabilidade do operador de transporte e deve ser regulada pela autoridade competente federal (ACF).

Os relatórios emitidos pelo operador de Coleta de CO₂/ HUBS, na etapa 4, são avaliados pela ACF e caso sejam aprovados é garantido o acesso aos carbodutos, ocorrendo assim, a transferência de responsabilidade do operador de Coleta de CO₂/ HUBS para o operador de transporte. Caso não sejam aprovados, a operação pode ser suspensa.

A atividade de transporte de CO₂ pode ser exercida por sociedade ou consórcio, com sede e administração no país, por conta e risco do operador de transporte que foi selecionado na chamada pública realizada na etapa 2. Vale ressaltar que o livre acesso aos dutos é facultado a qualquer interessado na utilização dos mesmos existentes ou a serem construídos por meio de chamada pública. O Operador de transporte selecionado para realizar a atividade de transporte de CO₂, poderá explorar somente as atividades relativas ao transporte de CO₂. Caso o mesmo agente realize as atividades de transporte (operador de transporte) e injeção (operador de injeção), existe a obrigação de separação contábil entre as atividades.

Devem ser emitidos boletins informativos de acompanhamento das operações de transporte por parte dos operadores de transporte. Esses boletins devem estar disponíveis para a consulta da autoridade competente federal. A **Figura 13** ilustra a etapa 5.

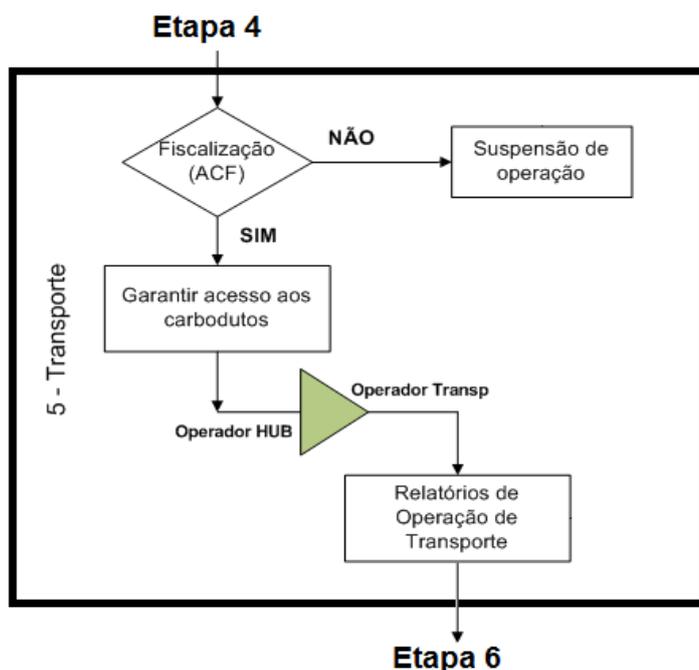


Figura 13 - Etapa 5 do Projeto de CCGS. **Fonte:** Elaboração própria.

Para realizar a transferência de responsabilidade do Operador de Transporte de CO₂ para o Operador de Injeção, deve ser emitido relatório contendo as informações técnicas do CO₂ a ser injetado e também informações do agente que irá assumir a responsabilidade. Se essas informações estiverem de acordo com o apresentado na Etapa 2, a ACF emite documento de aprovação e é realizada a transferência de responsabilidade.

Etapa 6: Injeção

Esta etapa é de responsabilidade do Operador de Injeção e deve ser fiscalizada pela ACF. Os relatórios emitidos pelo operador de Transporte, na etapa 5, são avaliados pela ACF e caso sejam aprovados é garantido o acesso aos reservatórios, ocorrendo assim a transferência de responsabilidade do operador de transporte para o operador de injeção. Caso não sejam aprovados, a operação pode ser suspensa.

A partir da transferência de responsabilidade, o agente de injeção coloca em prática o Plano de Desenvolvimento para injeção de CO₂ nos reservatórios apresentado à autoridade competente federal, na Etapa 2. O Operador de Injeção deve emitir boletins informativos de operação e prestação de contas, e esses boletins devem estar disponíveis para a consulta da ACF. Caso a ACF identifique anomalias na operação pode solicitar a sua suspensão.

No momento em que o reservatório atingir a capacidade máxima de armazenamento estimada na etapa 2, deve-se solicitar o encerramento do reservatório. Caso a capacidade máxima ainda não tenha sido atingida e o projeto em questão finalizado, o operador de injeção pode continuar a atuar em um novo projeto ou em algum projeto em paralelo. A **Figura 14** ilustra a etapa 6.

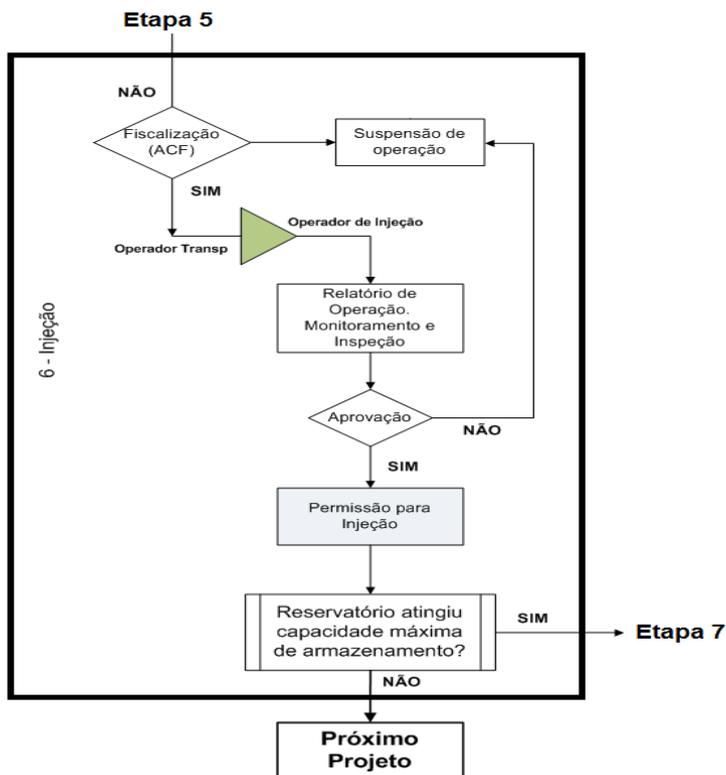


Figura 14 - Etapa 6 do Projeto de CCGS. Fonte: Elaboração própria.

Etapa 7: Encerramento

Esta etapa só ocorre quando o reservatório atingir sua capacidade máxima para armazenamento.

O monitoramento deve continuar a ser realizado por parte do operador de injeção com aval do proponente do projeto e devem ser elaborados boletins informativos de acompanhamento por parte do operador pelo período solicitado pelo órgão regulador. Uma sugestão para o período de monitoramento por parte do operador de injeção seria pelo menos dois anos a partir do momento de injeção do último volume de CO₂ do projeto. Isso porque só é possível identificar a presença do CO₂ no reservatório utilizando equipamentos e técnicas de sísmica 2 anos após sua injeção. O órgão regulador também deve fiscalizar o encerramento do reservatório. Os relatórios emitidos de encerramento são avaliados pela autoridade competente.

A análise dos documentos está sujeita à aprovação, reprovação ou solicitação de ajustes. Caso seja aprovada, é emitida a certidão de aceite do encerramento por parte da autoridade competente que autoriza o encerramento. Caso sejam solicitados ajustes, a autoridade competente deve prover informações técnicas que caracterizem sua decisão.

O Regulador deve colaborar para que o operador de injeção entre em consenso com as revisões sugeridas e analisar se as sugestões foram incorporadas ao projeto. Caso a permissão seja negada novamente, o regulador deve de novo caracterizar tecnicamente sua decisão através de documento escrito.

O regulador deve colaborar também para que o proponente do projeto em conjunto com o operador de injeção apresente metas e resultados esperados condizentes com o proposto inicialmente para realizar o encerramento do site. Além disso, deve analisar o Plano de Monitoramento e Verificação do Site para a etapa de pós-encerramento das atividades no site. Essas metas e o Plano de Monitoramento devem estar de acordo com o previsto na etapa 2, pelo Plano de Execução.

O regulador deve avaliar o Relatório de encerramento do site, verificando os resultados (quantidade de CO₂ armazenado, tempo de injeção, análise geológica da

região, comportamento da formação geológica durante o processo). Caso os resultados estejam de acordo com o proposto inicialmente pelo projeto, a permissão para encerrar as atividades é concedida.

Caso a resposta seja negativa, o regulador deve informar as razões técnicas que justifiquem a proibição do encerramento do site. A **Figura 15** ilustra a etapa 7.

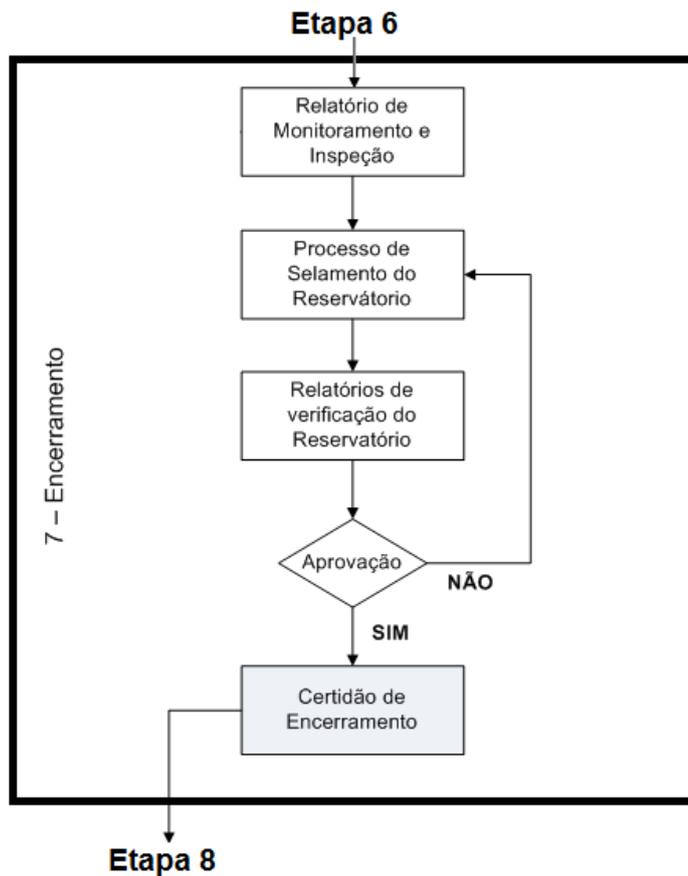


Figura 15 - Etapa 7 do Projeto de CCGS. Fonte: Elaboração própria.

Etapa 8: Pós-encerramento

Nesta etapa ocorre a transferência de responsabilidade do reservatório, do operador de injeção para o Agente Final. Uma possibilidade de Agente Final a ser considerada é a União. O regulador deve exigir relatórios parciais que contenham a evolução e comportamento dos reservatórios, seguindo o Plano de Monitoramento estabelecido anteriormente na etapa em que são estabelecidas as condições para

encerramento do site. O Agente Final passa, então a monitorar o CO₂ armazenado com o auxílio técnico do órgão regulador. Caso ocorra algum vazamento ou problemas no reservatório, o fundo criado pelo proponente do projeto deve ser utilizado para realizarem ações preventivas e/ou remediadoras. A **Figura 16** ilustra a etapa 8.

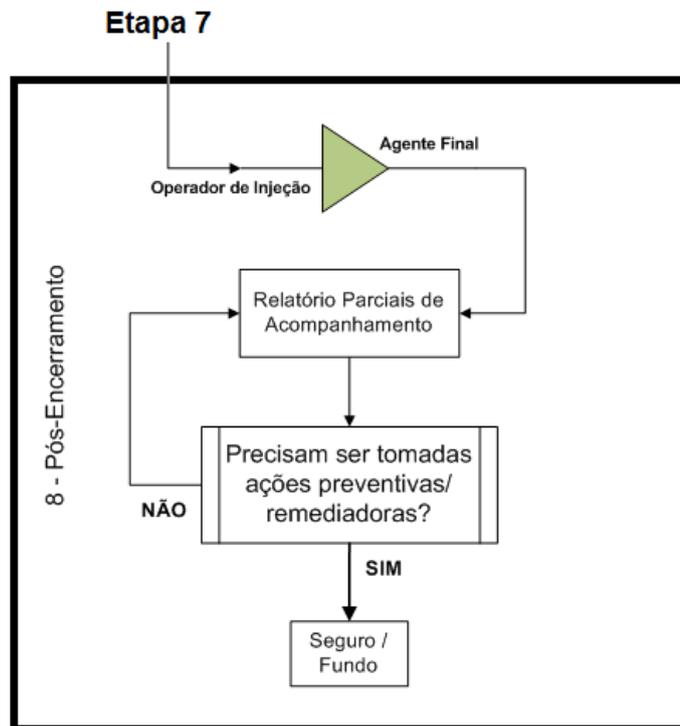


Figura 16 - Etapa 8 do Projeto de CCGS. Fonte: Elaboração própria.

É importante destacar que durante todas as etapas, o proponente do Projeto e os operadores devem estar alinhados não só com as Autoridades Competentes mas também com os Stakeholders, para que o andamento do Projeto ocorra como o previsto (DNV, 2010).

A **Figura 17** ilustra os fluxogramas agrupados em que é apresentada a visão completa de todas as etapas do processo

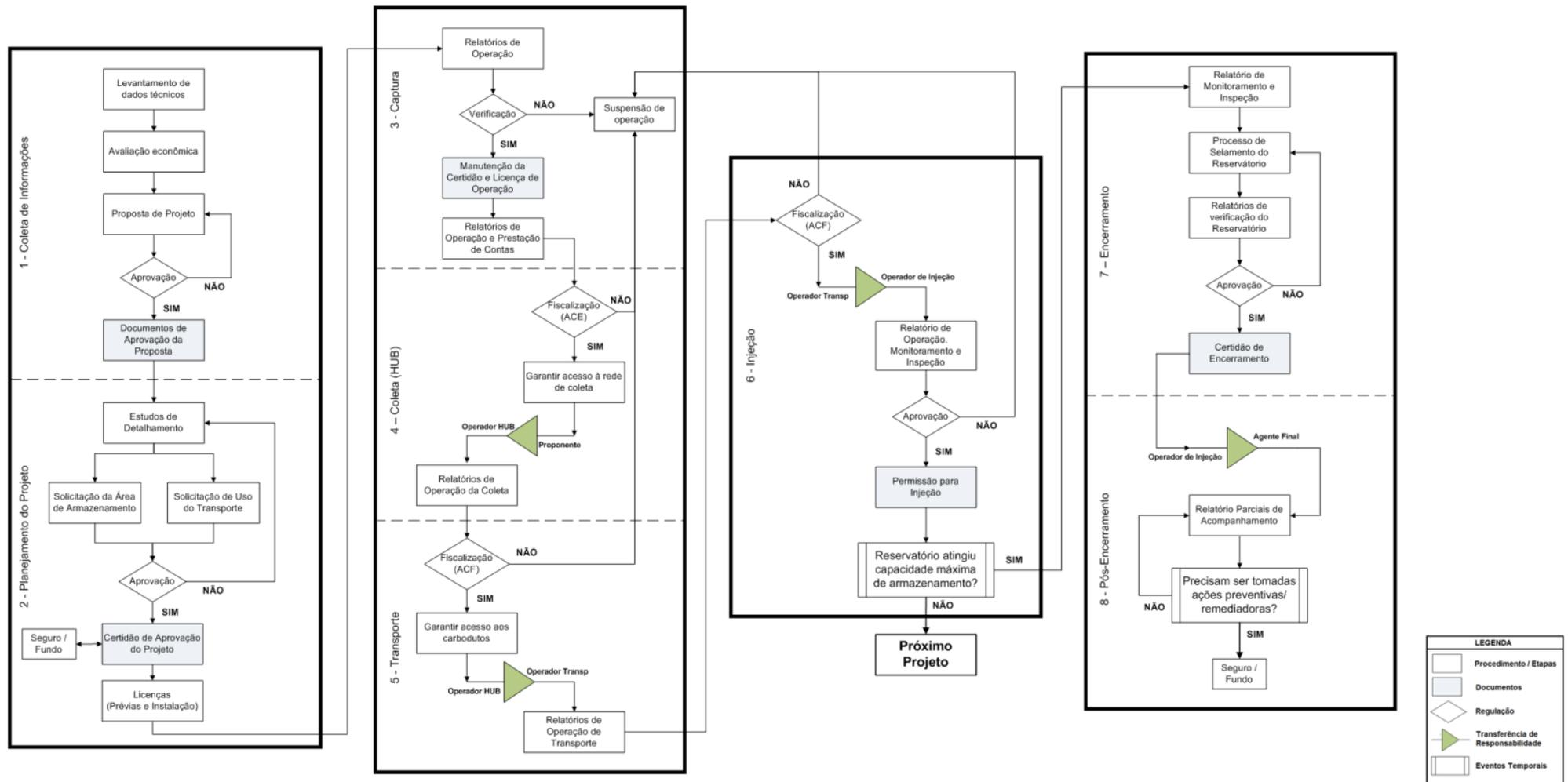


Figura 17 - Fluxograma completo de todas as Etapas da Estrutura Regulatória. Fonte: Elaboração própria.

No capítulo 5, a seguir, é apresentado um estudo de caso contendo uma aplicação da estrutura regulatória aqui proposta com ênfase no estado do Rio de Janeiro. Além disso, é apresentada uma metodologia para análise preliminar de localização de novos HUBS. Esta metodologia tem o intuito de apoiar a regulação e auxiliar o planejamento de um projeto de CCGS.

5- Estudo de caso: estado do Rio de Janeiro

Este estudo de caso tem o objetivo de testar uma possível estrutura de regulação para Captura e Armazenamento Geológico de CO₂ no Brasil. Essa aplicação da proposta de estrutura regulatória tem ênfase no estado do Rio de Janeiro.

A escolha do estado do Rio de Janeiro justifica-se principalmente devido ao Decreto 43.216, de 30 de Setembro de 2011, em que o estado regulamentou a Lei Nº 5.690, de 14 de Abril de 2010, que dispõe sobre a Política Estadual sobre Mudança Global do Clima e Desenvolvimento Sustentável. O decreto estabelece as normas para a execução da referida Lei, em especial a disciplina das adaptações necessárias aos impactos derivados das mudanças climáticas e das medidas para contribuir com a redução da concentração de GEE na atmosfera (SEA, 2011).

Neste sentido, a especificidade da economia do estado do Rio de Janeiro (RJ), per se, potencializa impactos competitivos decorrentes da implementação de mecanismos de mitigação de emissões²⁵. Mais do que isso, em um contexto onde a maioria das unidades federativas do Brasil²⁶, e relevantes parceiros do comércio exterior (por exemplo, China e Estados Unidos), não possuem metas mandatórias de mitigação, é premente a análise integrada dos compromissos assumidos por meio da referida política climática, e os respectivos impactos, desafios e oportunidades dela decorrentes para a economia fluminense (SCHAEFFER *et al.*, 2012).

A partir desse contexto em que é considerado que o estado do Rio de Janeiro pode vir a sofrer restrições quanto às emissões de gases de efeito estufa e que o Sequestro Geológico de CO₂ seja considerado como uma das opções de mitigação de emissões para os setores industrial e de energia fluminenses, é feita uma aplicação da proposta de estrutura regulatória a uma fonte emissora real localizada no mesmo estado.

25 Forte dependência da indústria na formação do PIB estadual - 30% em 2008, que em sua grande maioria é compreendida por subsetores com atividades energointensivas (extrativo mineral e petróleo e gás; siderurgia; químico; refino; cimento; cerâmica; alimentos e bebidas; e geração de eletricidade). Mais do que isso, aproximadamente 90% das exportações do Rio de Janeiro, em 2008, foram provenientes destes segmentos.

26 Exceção é o Estado de São Paulo, o qual sancionou, ao final de 2009, a Lei da Política Estadual, que estipula uma meta global de redução de 20% da emissão de gases de efeito estufa até 2020, tendo por base o ano de 2005 (SMA, 2011).

O estudo de caso, então, engloba uma análise qualitativa que percorre toda a proposta de estrutura regulatória e esta análise é apresentada a seguir.

Análise qualitativa aplicada ao estado do Rio de Janeiro

Nesta análise é testada a estrutura regulatória proposta para um caso real, por exemplo, o conjunto de fábricas de Cimento (Holcim, Lafarge e Votorantim), localizado no município de Cantagalo, RJ. De acordo com o Schaeffer et al., 2012, este pólo de cimenteiras emite anualmente cerca 2.500.000 tCO₂/ano. A parcela dessas emissões que seria capturável corresponde a cerca de 1.000.991 tCO₂/ano. As emissões capturáveis seriam provenientes da queima de combustíveis fósseis utilizados na produção do cimento (clínquer). Vale lembrar que a partir da parcela de emissões capturáveis ainda foi aplicada a taxa de captura de 90% (Hoffmann, 2013). Esses dados são apresentados na Tabela 16.

Tabela 16 - Dados do Polo de Cimento – Cantagalo

FONTES EMISSORAS	Y	X	Cenário Linha de Base de Emissões (tCO ₂ e)	Emissões capturáveis (90% de captura) (tCO ₂ e)
Cimento – Cantagalo	21,84	42,24	2.592.088,00	1.000.991,00

Fonte: Elaboração própria

Considerando que esta instalação teria a necessidade de reduzir suas emissões devido a restrições e interesse em utilizar Sequestro Geológico de CO₂ como medida de mitigação das suas emissões; e ainda considerando a existência de um mercado, o pólo Cimento - Cantagalo deveria seguir as etapas apresentadas na estrutura regulatória desta tese para realizar o Projeto de CCGS.

É importante citar que considera-se que já exista uma rede de transporte de CO₂ com HUBS e carbodutos e que esta foi previamente planejada pela Autoridade Competente de Planejamento (ACP), e neste estudo de caso é adotada a Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

Para auxiliar o órgão de planejamento (EPE) para projetar as redes de transporte de CO₂ contendo os HUBS e os carbodutos, é proposta a metodologia de análise preliminar de localização de HUBS e a aplicação desta metodologia ao estado do Rio de Janeiro.

Metodologia para análise de Localização de HUBS como forma de apoiar a regulação e o planejamento de CCS no Brasil

Ao iniciar a análise devem ser selecionadas as fontes emissoras estacionárias e os possíveis reservatórios para armazenamento a serem consideradas no projeto de CCS proposto. A partir da definição dessas fontes e suas respectivas localizações, premissas são adotadas para estimar a parcela das emissões de dióxido de carbono provenientes das fontes que é passível de ser capturada (CO₂ capturável), transportada e armazenada em reservatórios geológicos (sumidouros) disponíveis. A seguir são apresentadas as premissas adotadas:

1. Em cada fonte (indústria/empresa) deve ser considerada a parcela das emissões passível de ser capturada utilizando-se rotas tecnológicas de captura e métodos de separação de gases existentes.

2. Para esta análise deve ser estabelecido o período de tempo a ser considerado. A partir daí deve ser adotada a maior emissão anual (calculado a partir da premissa anterior) do período em questão. Isso é feito para que o dimensionamento dos Hubs e dutos esteja de acordo com vazão das emissões a serem transportadas e armazenadas. Por variarem no tempo, não é correto adotar a média anual de emissões e sim o maior valor calculado para o período todo visando não subdimensionar o sistema. Esses valores calculados nesta etapa são os dados de entrada para o Programa de Georreferenciamento (GIS) utilizado nesta análise.

3. Por fim, é utilizado um fator de captura por rota tecnológica de captura/separação de gases (CO₂) aplicável a cada fonte.

Esse levantamento de dados apresentado nas premissas adotadas no itens 1, 2 e 3 correspondem à fase 1 (levantamento de informações e planejamento) de um empreendimento de CCS apresentado no capítulo 5. Essas premissas correspondem também à fase 1 da estrutura regulatória apresentada no mesmo capítulo.

A partir dessas informações podem ser utilizados programas de georreferenciamento, como o ArcGis, por exemplo. Os programas de georreferenciamento possuem ferramentas para cálculos de densidade que utilizariam as informações coletadas como dados de entrada e os resultados dessas ferramentas seriam mapas com as possíveis localizações dos pontos de interesse.

A análise de densidade pode ser aplicada ao caso de fontes emissoras de CO₂, e a “Densidade de Kernel” que utiliza a ferramenta Kernel Density do ArcGis Desktop10, foi empregada. Densidade de Kernel (Kernel Density) é uma ferramenta de análise que distribui espacialmente a densidade por unidade de área calculada para pontos determinados (núcleos). As (Equação 4, (Equação 5 e Equação 6 que representam os cálculos realizados pela ferramenta “Kernel Density” são apresentadas a seguir.

Seja (x₁, x₂, ..., x_n) uma amostra i tirada de alguma distribuição com uma densidade f desconhecida. O interesse é estimar a forma desta função f. O estimador de densidade Kernel é:

$$\hat{f}_h(x) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n K_h(x - x_i) = \frac{1}{nh} \sum_{i=1}^n K\left(\frac{x - x_i}{h}\right),$$

(Equação 4)

Onde K (•) é o kernel - uma função simétrica, mas não necessariamente positiva que integra a uma - e h > 0 é um parâmetro de alisamento chamado de largura de banda.

Um kernel com índice h é chamado de kernel dimensionado e definido como:

$$\mathbf{K}_h(\mathbf{x}) = \mathbf{1} / \mathbf{h} \mathbf{K}(\mathbf{x} / \mathbf{h})$$

(Equação 5)

Se funções de base gaussianas são usadas para aproximar dados univariados, e a densidade a ser estimada é de base gaussiana, então a escolha ideal para h é:

$$h = \left(\frac{4\hat{\sigma}^5}{3n}\right)^{\frac{1}{5}} \approx 1.06\hat{\sigma}n^{-1/5}, \quad \text{(Equação 6)}$$

Onde $\hat{\sigma}$ é o desvio padrão das amostras. Essa aproximação é chamada de aproximação normal de distribuição ou a aproximação de Gauss.

Esta ferramenta é, então, utilizada para gerar mapas que apresentam áreas de densidade gradual no entorno de fontes emissoras de GEE, de acordo com a quantidade de CO₂ (toneladas) passível de ser capturada para armazenamento, gerando áreas mais escuras.

Neste caso de análise de fontes emissoras de CO₂ para localização de HUBS, existe uma outra ferramenta que poderia ser utilizada que é a ferramenta para análise de clusters. Essa análise tem o objetivo de agrupar as fontes emissoras baseando-se na similaridade de informações técnicas de cada fonte. Informações como distâncias das fontes aos sumidouros, utilização dos mesmo sumidouros para fontes distintas, entre outros dados. Porém, para a presente metodologia foi adotada a ferramenta de cálculo de densidade de Kernel porque só haviam dois tipos de informações disponíveis: a localização das fontes e as quantidades de emissões anuais de cada fonte. Com estas restrições, a ferramenta para análise de clusters não pode ser aplicada.

Aplicação da metodologia de Localização dos Hubs ao estado do Rio de Janeiro:

A seleção das fontes emissoras realizada para este estudo de caso baseou-se na disponibilidade de dados e informações técnicas dos setores industrial e de energia fluminenses. Esses dados em sua grande parte foram coletados durante a execução do Projeto “IMPACTOS DA ADOÇÃO DE METAS DE REDUÇÃO DE EMISSÃO DE GASES DE EFEITO ESTUFA SOBRE SETORES ENERGOINTENSIVOS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, ALTERNATIVAS E CUSTOS DE MITIGAÇÃO” feito pela equipe do PPE/COPPE para a Secretaria Estadual do Ambiente do estado do Rio de Janeiro (Schaeffer et al., 2012).

A presente análise tem portanto, o objetivo de realizar uma avaliação preliminar das possíveis localizações de HUBS para compor a rede de coleta e transporte de dióxido de carbono capturado em fontes emissoras de CO₂ (indústrias, empresas e usinas termelétricas) dos setores industrial e de energia fluminenses. O CO₂ seria capturado, transportado e armazenado em reservatórios geológicos adequados com o intuito de reduzir as emissões dos setores carbono-intensivos do Estado do Rio de Janeiro.

As fontes emissoras selecionadas para este estudo de caso, são fontes emissoras de grande porte localizadas no Rio de Janeiro que possuíam dados disponíveis para esta análise. Essas fontes são apresentadas a seguir.

REDUC

A Refinaria Duque de Caxias – REDUC está localizada no município de Duque de Caxias, foi projetada pela Foster Wheeler e construída na década de sessenta e é hoje a refinaria com maior grau de complexidade do parque de refino nacional. No período de 2000 a 2010, a REDUC representou, em média, cerca de 12% do processamento do país, igual à sua participação na capacidade nominal (ANP, 2011).

As unidades de geração de hidrogênio fornecem o hidrogênio necessário para as unidades de hidrotreatamento. Vale destacar que a produção conjunta das unidades equivale a cerca de 70.000 Nm³ por dia de H₂.

A refinaria possui ainda unidades que não integram o processo diretamente, mas que fazem parte do conjunto operacional. São estas as centrais de utilidades (eletricidade, vapor, água de caldeira) e a seção de estocagem, tanto de cargas como de produtos.

Em termos de consumo energético, deve-se destacar as unidades de *flare* e as centrais termoeletricas, que usualmente em refinarias são usinas de cogeração, produzindo eletricidade e vapor de processo. As centrais termoeletricas da REDUC são sistemas de cogeração tem potência instalada de 65MW. As informações cedidas pela Petrobrás permitiram estimar o consumo energético das unidades de cogeração, assim como o fator de emissão da energia elétrica da refinaria.

A unidade U-1320 possui 3 caldeiras de 100 t/h de vapor de alta (42 kgf/cm²g), com três turbogeradores de 7,5 MW cada. Já a unidade U-2200 possui duas caldeiras de 365 t/h de vapor de altíssima pressão (104 kgf/cm²g) com duas turbinas de 20,4 MW. No total, as unidades somam 63,3 MW e com produção de 1.030 t/h de vapor. Foi assumido que o combustível para as unidades é o gás natural. O fator de emissão calculado foi de 166 t CO₂/TJ gerado, sendo este valor uma média ponderada entre as unidades.

COMPERJ

O Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), que será construído em Itaboraí, Rio de Janeiro, será o mais complexo sistema de refino no território nacional, ocupando uma área de cerca de 45 km². O objetivo do projeto é reduzir as importações de derivados de petróleo e das exportações de petróleo pesado, ao promover a integração entre

as unidades de produção de produtos petroquímicos básicos (UPB - Unidade Petroquímica Básica) com as de segunda geração (UPA - Unidade Petroquímica Associada).

O COMPERJ foi concebido com a proposta de integrar uma refinaria que trabalhasse com o petróleo pesado nacional e a produção de petroquímicos básicos, de primeira geração, para suprir o mercado brasileiro. A ideia, até então inovadora, dependia de inovações tecnológicas, como o FCC Petroquímicos, e unidades de grande porte, como o HCC e o Steam Cracker, que garantiriam ao país uma redução da dependência de importação de óleo bruto.

Nos últimos anos, o projeto do COMPERJ tem sofrido diversas modificações, como será discutido a seguir. Contudo, a definição completa do projeto básico ainda não está concluída.

A primeira modificação que podemos listar é a mudança de capacidade de processamento do complexo. A unidade de destilação original possuía capacidade de processar 20.000 toneladas por dia de óleo pesado, cerca de 150 mil barris por dia (Petrobras, 2009 e SEA, 2012). No entanto, antes de definir a nova capacidade da refinaria, se deve ter em mente que outras questões ganharam foco, que mudaram o rumo do empreendimento. A própria natureza do projeto do COMPERJ foi questionada, isto é, sua quase que exclusiva associação com a produção de petroquímicos. Com o interesse de produzir mais destilados, o projeto começou a ser revisado.

A solução encontrada, até o momento, foi a concepção de dois trens de refino, com uma carteira de produtos diferenciada, conciliando a produção de combustíveis e petroquímicos. A nova capacidade de destilação está estimada em 330 mil barris por dia. Cada trem de destilação com capacidade de 165.000 barris por dia (Petrobras, 2011).

Baseando-se nas mais recentes informações disponíveis publicamente pela Petrobras, a Tabela 17 representa o perfil de produção do projeto considerado neste estudo para o COMPERJ. Está destacada a produção do projeto original, apenas para comparação. Também são detalhados o primeiro trem de refino, que entra em operação em 2013, e a produção conjunta com segundo trem, que entrará em operação em 2018 (Petrobras, 2011).

Tabela 17 - Perfil de produção do COMPERJ: Projeto antigo e novo

Produto	Unidade	Proj. Original	1º Trem (2013)	2º Trem (2018)
Diesel	kbarril/dia	10,8	88,0	161,3
Nafta Pesada	kbarril/dia	6,8	26,0	46,2
GLP	kbarril/dia	N/D	8,0	35,7
Coque	kt/ano	700,0	N/D	1.772,0
Querosene	kbarril/dia	N/D	34,0	36,6
Enxofre	kt/ano	45,0	N/D	108,0
Etileno	kt/ano	1.300,0	0,0	1.228,0
Propileno	kt/ano	881,0	0,0	1.006,0
Paraxileno	kt/ano	700,0	0,0	473,0
Benzeno	kt/ano	608,0	0,0	333,0
Butadieno	kt/ano	157,0	0,0	149,0

Fonte: PETROBRAS, 2009; PETROBRAS, 2010; PETROBRAS, 2011

UTE Santa Cruz

A usina de Santa Cruz, localizada no Distrito Industrial de Santa Cruz, foi construída na década de 60 e era composta, inicialmente, por duas unidades geradoras a vapor de 82 MW da Westinghouse, alimentadas por combustível líquido (FURNAS, 2011). Apenas cinco anos após sua inauguração, em 1973, a Eletrobrás Furnas aumentou a capacidade da usina com mais duas unidades a vapor de 218 MW, também da Westinghouse, totalizando 600 MW até então.

O primeiro aprimoramento tecnológico da usina ocorreu em 1987, quando as caldeiras foram convertidas para utilizar o gás natural. Em 2003 a usina iniciou seu programa de modernização e ampliação de capacidade, através do programa prioritário de termoeletricidade (PPT). Foram instaladas duas turbinas a gás da Siemens, modelo SW 501 FD, somando mais 332 MW de potência em 2010 (FURNAS, 2011).

A modernização também garantiu o fechamento do ciclo combinado, através de um recuperador de calor (HRSG, Heat Recovery Steam Generator) da Siemens, e aproveitando duas das turbinas a vapor originais da usina. A eficiência nominal estimada é de 36% em

ciclo aberto e 54% em ciclo combinado (FURNAS, 2011). Atualmente a usina tem potência instalada de 932 MW.

UTE Campos

Originalmente chamada de Usina Termoelétrica Roberto Silveira, esta usina também foi construída na década de sessenta. Está localizada no município de Campos dos Goytacazes e foi projetada pela Mitsubishi Heavy Industries, seus 30 MW utilizavam derivado de petróleo como combustível. A unidade 1 começou sua operação em Dezembro de 68, e a unidade 2 somente 15 meses depois. Em 1977 a usina foi renomeada para Usina Termelétrica de Campos, após ser transferida para Furnas (FURNAS, 2011).

Em 1998 a usina concluiu a conversão das caldeiras para utilização de gás natural, motivada pela decisão de construção de um gasoduto até a cidade de Campos pela Petrobras. Neste momento também foram modernizados instrumentos de supervisão e controle das caldeiras.

UTE Norte Fluminense

A Usina Termelétrica Norte Fluminense foi concebida em meio à crise de fornecimento de energia na década de 90 (Norte Fluminense, 2011). Está localizada no município de Macaé, RJ. O projeto, concebido originalmente pela Petrobras, procurava suprir o gargalo de abastecimento que abrangia o Rio de Janeiro e Espírito Santo no final da década de 90. Desde 2001 a empresa francesa EDF é a acionista majoritária.

Em março de 2004 a primeira turbina entrou em operação. A usina é composta por três turbinas a gás, com capacidade total em ciclo aberto de 510 MW, e uma turbina a vapor, de 270 MW, que fecha o ciclo combinado, somando 780 MW.

Química e Petroquímica (Braskem, GPC Química, Bayer, Lanxess, Panamericana S.A. Honório Gurgel)

Segundo ABIQUIM (2011), das 988 plantas de produtos químicos de uso industrial cadastradas no banco de dados da ABIQUIM, 72 estão situadas no estado do Rio de Janeiro, a maior parte delas concentradas na capital e na região industrial de Duque de Caxias, que, em conjunto,

constituem uma capacidade instalada entre 5 e 6 megatoneladas por ano em produtos químicos²⁷ (ABIQUIM 2011; ABIQUIM, 2010).

Nesse contexto, para que a análise energética e de emissões de CO₂ fosse simplificada, porém representativa e considerando a grande variedade de indústrias e processos utilizados no estado para a produção de químicos, o critério inicial considerado para a escolha das empresas a serem analisadas foi a capacidade instalada da empresa e sua representatividade no Brasil, estimados a partir dos dados disponíveis no Anuário da Indústria Química (ABIQUIM, 2009 e 2010). Assim, foi suposto que sob tal critério as empresas mais relevantes em termos de consumo energético e emissões estariam cobertas no trabalho. Foi considerada, também, a análise de outras empresas pela conclusão, através de discussões com o grupo de trabalho, de que poderiam ter relativa importância para o setor. Ao final, foram incluídas no escopo do Estudo realizado para a SEA, 6 empresas dentro desses critérios, conforme mostra a **Tabela 18**.

Tabela 18 - Empresas do Setor Químico do Estado do Rio de Janeiro consideradas na análise quantitativa

Produto	Fabricante	Município
Eteno, Propeno, Polietileno	Braskem	Duque de Caxias
Metanol, DME, Metilal, CO ₂	GPC Química	Manguinhos (Rio de Janeiro)
Anilina, nitrobenzeno, MDI, MDA, poliéteres, formulações, isocianatos modificados, vernizes de poliuretano, Desmodur, inseticidas de uso veterinário, formulação e envase de fitossanitários (inseticidas, fungicidas, herbicidas)	Bayer	Duque de Caxias
Borracha Estireno-Butadieno (SBR)	Lanxess	Duque de Caxias
Ácido clorídrico, carbonato de potássio, cloro, hidróxido de potássio, hidróxido de	Panamericana	Honório Gurgel e Santa Cruz (Rio de Janeiro)

²⁷ A ABIQUIM explicita a capacidade instalada por empresa, porém algumas empresas que produzem o mesmo produto em diferentes estados têm a sua capacidade instalada agregada, não sendo possível, portanto, saber exatamente a capacidade instalada total por estado.

sódio, hipoclorito de sódio, aluminato de sódio, cloreto de alumínio, cloridróxido de alumínio, hidroxicloreto de alumínio, policloreto de alumínio, resina de formol- aril-sulfonamida		
---	--	--

Fonte: Elaboração própria a partir de ABIQUIM (2007, 2009, 2010 e 2011), GPC QUÍMICA, 2011, BAYER, 2011, LANXESS, 2011, PANAMERICANA, 2011.

Cimento – Cantagalo

O processo de fabricação de cimento tem início com o preparo das matérias-primas (calcário, argila, sílica e outros materiais básicos), que envolve operações de britagem, moagem e mistura. A mistura crua é dirigida para fornos de calcinação horizontais rotativos num processo contínuo, onde é calcinada a cerca de 1.450 °C. O produto obtido, o clínquer, é resfriado, moído e transportado para silos, onde recebe a adição de gesso e outros materiais, resultando no chamado cimento Portland. A mistura simples de gesso (pelo menos 5%) ao clínquer resulta no chamado cimento Portland comum (CPC). Alguns aditivos que também são misturados ao cimento são: escória de alto-forno, cinzas pozolânicas (cinzas da queima de carvão ou casca de arroz, por exemplo) e filler calcário. Estes possibilitam a redução da produção de clínquer, além do que conferem propriedades específicas de interesse, como por exemplo: maior resistência mecânica, resistência a atmosferas agressivas e outras²⁸ (SEA, 2012 e SNIC, 2011)

²⁸ O cimento Portland comum (CP I-S) pode conter de 1 a 5% de aditivos. O Portland composto, principal tipo produzido no Brasil (SNIC, 2011), tem adições de escória, pozolana ou *filler* mais elevadas, gerando respectivamente o CP II-E, CP II-Z e CP II-F. Já o cimento Portland de alto-forno (CP III) e o cimento Portland pozolânico (CP IV) contam com proporções, respectivamente, entre 35 e 70% de escória e entre 15 e 50% de pozolana (ABCP, 2011). Conforme a aplicação que se deseja para o cimento, há um tipo mais adequado. Por exemplo - grandes estruturas para pontes e edificações devem empregar o CP III ou CP IV; na pavimentação o CP II-F; e no uso comum na construção civil vários tipos são possíveis. Assim sendo, a produção dos diversos tipos irá depender do mercado em que as empresas têm participação e também da oferta desses materiais e de seus custos, principalmente o de transporte (HENRIQUES JR., 2010).

Somente três unidades fabris dentre as oito instaladas no estado têm a produção de clínquer (fábricas em Cantagalo dos grupos Votorantim, Lafarge e Holcim). Essas três são localizadas na região serrana do estado do Rio de Janeiro, no município de Cantagalo. As demais somente processam misturas. Essas três fábricas foram reunidas na presente análise quantitativa por se localizarem no mesmo sítio.

Siderúrgicas: CSN e TKCSA

O setor de “Ferro-Gusa e Aço” no Estado do Rio de Janeiro está constituído por cinco usinas siderúrgicas: Cia. Siderúrgica Nacional - CSN, Siderúrgica Barra Mansa (Votorantim), Gerdau (ex-Cosigua), Siderúrgica Votorantim e ThyssenKrupp/Cia. Siderúrgica do Atlântico - TKCSA. A produção anual de aço bruto situa-se em torno de 13 milhões de toneladas, onde a CSN e TKCSA, juntas, são responsáveis por cerca de 80% do total. Sendo assim, esta análise quantitativa está focada apenas nessas duas siderúrgicas. A produção de ferro-gusa está restrita também a essas duas últimas empresas, que têm processos de redução do minério de ferro em alto-fornos com o emprego de coque mineral, que é o processo mais utilizado internacionalmente para produção em larga escala.

A CSN opera no chamado processo integrado e tem uma linha de produtos laminados planos, compreendendo chapas, folhas de flandres e outros. A TKCSA possui processo similar, mas que se encerra no lingotamento do aço e na conformação de placas de aço bruto, ou seja, não há a fase de laminação e acabamento. As demais empresas operam na rota elétrica, partindo de sucata ferrosa para a produção de laminados longos variados. A Tabela 19 apresenta as usinas siderúrgicas do estado do Rio de Janeiro.

Tabela 19: Usinas siderúrgicas no estado do Rio de Janeiro

Empresa	Localização	Produção anual ou capacidade (mil t)	Produtos
CSN	Volta Redonda	5.321 (2007)	Aços planos (placas, chapas, folhas etc)
TKCSA	Rio de Janeiro (Santa Cruz)	5.000	Placas

Fonte: elaboração a partir dos sites das empresas e dados coletados de ABM (2008).

De acordo com a metodologia, premissas foram adotadas para estimar a parcela das emissões de dióxido de carbono provenientes das fontes emissoras fluminenses que é passível de ser capturada, transportada e armazenada em reservatórios geológicos (sumidouros) disponíveis.

A seguir são apresentadas as premissas adotadas (SCHAEFFER et al., 2012):

1. Em cada fonte (indústria/empresa) foi considerada somente a parcela da emissões passível de ser capturada utilizando-se rotas tecnológicas de separação e captura existentes.

2. Para esta análise foi considerado o período de 2012 a 2030. Sendo assim, foi adotada a maior emissão anual (calculado a partir da premissa anterior) do período em questão. Isso foi feito para que o posterior dimensionamento dos Hubs e dutos esteja de acordo com vazão das emissões a serem transportadas e armazenadas. É importante lembrar que as emissões anuais variam de um ano para o outro, portanto, não seria correto adotar a média anual de emissões e sim o maior valor calculado para o período todo visando não subdimensionar o sistema. Esses valores calculados nesta etapa são os dados de entrada para a análise de Densidade de Kernel.

3. Por fim, é utilizado um fator de captura por rota tecnológica de captura/separação de gases (CO₂) aplicável a cada fonte (fator de 90%) (Hoffmann, 2013).

A partir dessas premissas foram feitas considerações para o cálculo da parcela de CO₂ capturável de cada fonte emissora selecionada e essas considerações são apresentadas a seguir.

No caso da **REDUC** foram contabilizadas as emissões capturáveis referentes aos principais fornos da Refinaria e à Unidade de Geração de Hidrogênio. E nessas fontes foram aplicadas as taxas de captura de 90%.

Em relação ao **COMPERJ** foram contabilizadas as emissões capturáveis referentes às Unidades de Geração de Hidrogênio tanto no 1º TREM quanto no 2º TREM. E foi aplicada a taxa de 90% de captura.

Vale mencionar que, no estudo realizado em conjunto com a SEA, os fornos da REDUC puderam ser dimensionados e suas emissões contabilizadas já que o detalhamento da estrutura da

REDUC estava disponível. No caso do COMPERJ isso não ocorreu fazendo com que as emissões estimadas para o COMPERJ fossem, provavelmente, subestimadas. Além disso, o COMPERJ ainda não está em atividade tornando a estimativa das emissões ainda menos precisa.

No caso das Usinas Termelétricas: **UTE Santa Cruz, UTE Campos e UTE Norte Fluminense**, as emissões consideradas foram baseadas em informações cedidas pela ELETROBRAS (ano base 2010) e foi aplicada a taxa de 90% de captura.

No setor químico e petroquímico considerado na análise, para a **Bayer, Braskem e Lanxess** foi considerado o consumo energético de gás natural para geração de calor, sendo excluído o consumo energético para transporte, geração elétrica e *feedstock*. A partir daí foi aplicada a taxa de 90% de captura.

Já para **GPC Química** para cálculo das emissões de CO₂ foi considerado o consumo de energia para a produção e foi excluído o consumo de gás natural utilizado na cogeração e *feedstock*.

No caso da **Panamericana** grande parte das emissões de CO₂ estão associadas ao consumo de gás natural para geração de energia elétrica e o restante das emissões consideradas é referente à geração de calor de processo. Foi aplicada a taxa de 90 % de captura.

Por fim, para o conjunto de fábricas de cimento no município de **Cantagalo (Holcim, Votorantim e Lafarge)** foi considerada para a contabilização das emissões, a parcela proveniente da queima de combustíveis fósseis no fornos para produção de cimento. Foi aplicada também a taxa de 90% de captura.

A Tabela 20 apresenta as fontes emissoras, suas respectivas localizações, o Cenário Linha de Base de emissões calculado (ano base 2012) e as emissões capturáveis, já aplicada a taxa de 90% de captura (HOFFMANN, 2013).

Tabela 20 - Fontes emissoras selecionadas para o Estudo de caso

FONTES EMISSORAS	y	X	Cenário Linha de Base de Emissões (tCO ₂ e)	Emissões capturáveis (90% de captura) (tCO ₂ e)	Localização (Municípios)
REDUC	-22,73	-43,26	2.920.000,00	920.155,00	Duque de Caxias
COMPERJ	-22,66	-42,85	7.413.000,00	28.854,00	Itaboraí
UTE Santa Cruz	-22,92	-43,77	212,00	190,80	Santa Cruz – Rio de Janeiro
UTE Campos	-21,72	-41,35	89,00	80,10	Campos dos Goytacazes
UTE Norte Fluminense	-22,30	-41,88	1.500.000,00	1.350.000,00	Macaé
Braskem	-22,71	-43,24	581.701,00	516.423,00	Duque de Caxias
GPC Química	-22,88	-43,24	102.221,00	43.221,00	Manguinhos
Bayer	-22,76	-43,39	53.056,00	37.920,00	Duque de Caxias
Lanxess	-22,69	-43,26	81.995,00	66.902,00	Duque de Caxias
Panamericana S.A. Honório Gurgel	-22,85	-43,36	13.870,00	3.323,00	Honório Gurgel e Santa Cruz (Rio de Janeiro)
Cimento – Cantagalo	-21,84	-42,24	2.592.088,00	1.000.991,00	Cantagalo
CSN	-22,54	-44,06	11.696.155,00	3.157.962,00	Volta Redonda
TKCSA	-22,90	-43,73	11.076.996,00	2.990.789,00	Santa Cruz

Fonte: Elaboração própria a partir de SCHAEFFER et al., 2012.

Como resultado da ferramenta foi obtido um mapa que pode ser observado na Figura 18, e que mostra grandes áreas potenciais (em azul mais escuro) para instalação dos Hubs, de forma que estes estejam próximos de áreas de maior concentração de fontes estacionárias de emissão.

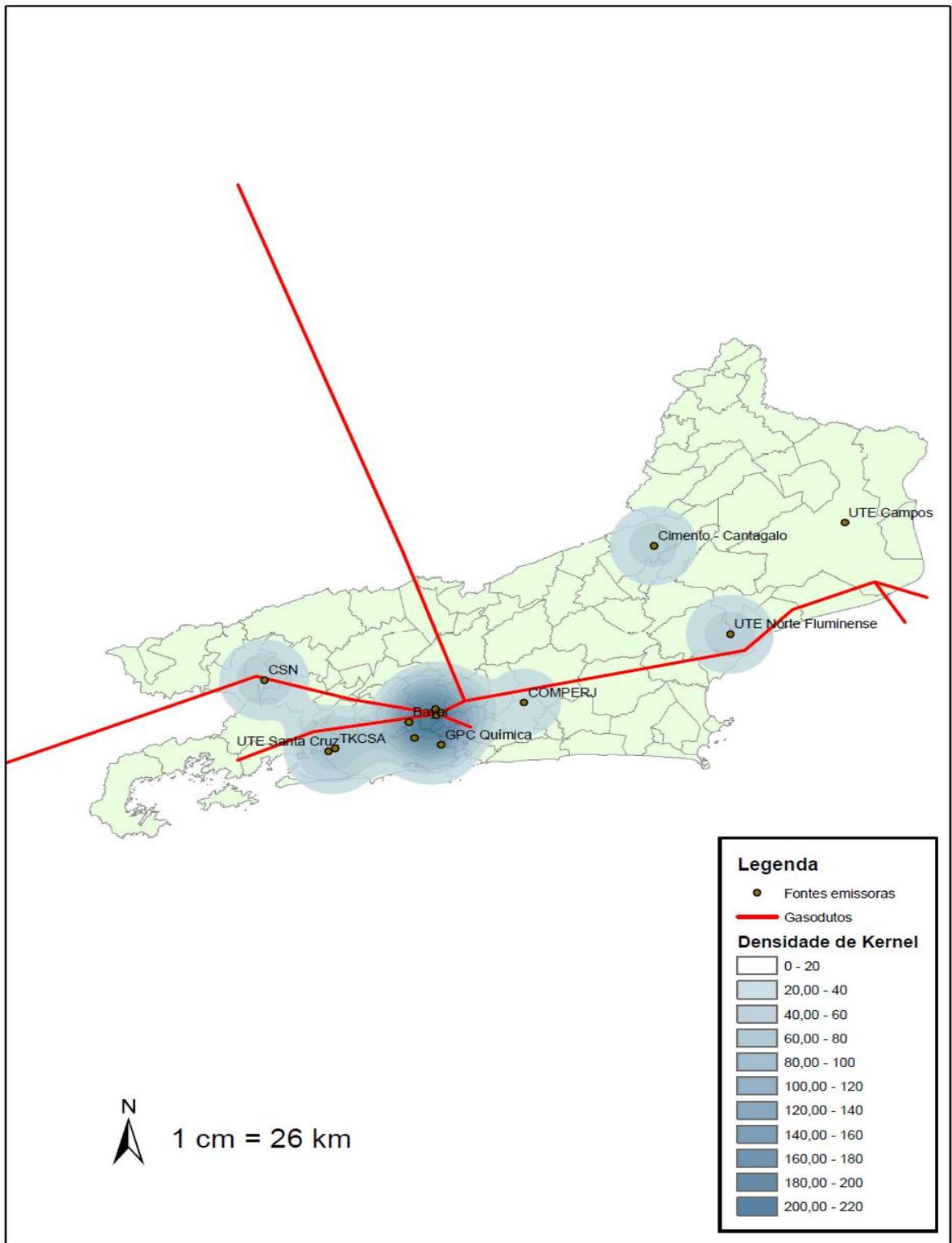


Figura 18 - Resultado da Densidade de Kernel calculada no Estudo de Caso: Rio de Janeiro. Fonte: Elaboração própria.

As áreas mais escuras, que são as interseções das áreas de abrangência das densidades de emissões de CO₂ calculadas, representam as áreas de maior densidade de emissões no território fluminense. Estas áreas representam, então, locais de maior importância para a rede de carbodutos a ser instalada. Ou seja, faz mais sentido avaliar as áreas mais próximas às fontes emissoras e com maior densidade de emissões de CO₂ para instalar os HUBS do que áreas com baixa densidade. Além disso, é interessante observar que grande parte das áreas mais escuras e de maior densidade estão localizadas próximas aos gasodutos já existentes, como pode ser visto no mapa da Figura 18.

Para complementar a análise de Kernel que apresentou as densidades de emissão das áreas e visualizar melhor a questão da proximidade dessas áreas aos gasodutos, foi feito outro mapa representado na **Figura 19**. Este segundo mapa apresenta uma análise de *buffer* por toda a extensão dos gasodutos existentes, considerando uma largura de 10km. Pode ser observado no segundo mapa que grande parte das fontes emissoras e das áreas de maior densidade também está localizada dentro dos limites do *buffer*. A **Figura 19** apresenta o mapa com ambas as análises (Kernel e *buffer*).

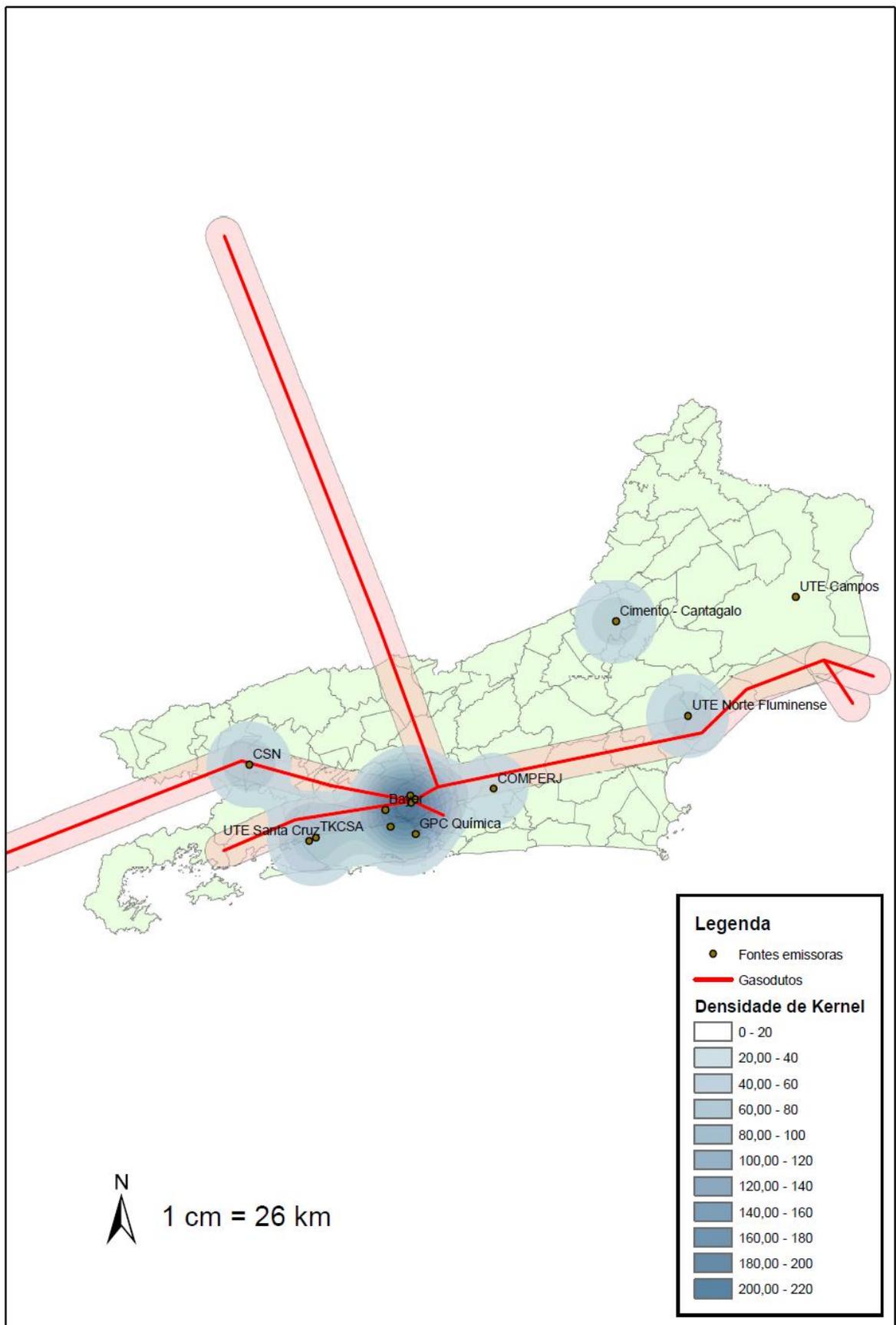


Figura 19 - Mapa com Análise de Kernel e Buffer. Fonte: Elaboração própria.

Isso ocorre, provavelmente, pois as áreas mais energo-intensivas também são as áreas com maior emissão de GEE. Além disso, um dos critérios a ser considerado em estudos futuros é a utilização de gasodutos existentes e inoperantes para convertê-los para carbodutos. Sendo assim, o resultado da Análise de Kernel também corroborou para a utilização deste critério, já que mostrou que grande parte das áreas de maior densidade de emissões está, de fato, localizada próximos aos gasodutos existentes e, se estes forem utilizados para o transporte de CO₂, provavelmente ocorreram reduções nos custos de implementação da rede de coleta e transporte de CO₂.

A ferramenta para cálculo de Densidade de Kernel foi escolhida pois esta utiliza apenas a localização das fontes emissoras e as quantidades de emissões, os únicos dados disponíveis até o momento para uma análise deste tipo. Vale destacar que não foi encontrado na literatura científica qualquer indício que demonstre que esta ferramenta já tenha sido utilizada para analisar emissões de CO₂. Isto é outro fato que corrobora para comprovar o ineditismo dessa análise.

Porém, outros critérios devem ser incorporados à análise em estudos futuros para aprimorá-la. Critérios como custos (\$/tCO₂.km), distâncias entre as fontes e os reservatórios finais, relevo (pois, para vencer relevos com alta declividade, a rede de dutos se torna mais extensa e com maior consumo de energia para compressão do CO₂), ocupação das áreas (populacional e atividade econômica), gasodutos inutilizados existentes e análise geológica dos locais.

Ao avaliar os impactos desses critérios citados para uma futura análise de localização dos HUBS e da rede de coleta e transporte de CO₂, foram identificados alguns exemplos aplicados no território fluminense.

A UTE Norte-Fluminense, por exemplo, está distante de todas as áreas de grande densidade de emissões que a partir da análise de Kernel seriam áreas a serem consideradas para a localização de HUBS, como pode ser observado na Figura 18 e na **Figura 19**. Porém, a UTE Norte- Fluminense encontra-se próximo ao gasoduto existente. Sendo assim, no caso de avaliar a melhor opção para transporte seria importante avaliar a possibilidade de utilizar a mesma rota do gasoduto existente e/ou o próprio gasoduto caso não esteja sendo operado no transporte de gás natural.

Outro exemplo interessante é a Siderúrgica TKCSA. A TKCSA está localizada próximo a áreas de grande densidade de emissões e próximo ao gasoduto existente, porém, deve ser avaliada a questão de ocupação da área. Esta é uma área com alta densidade populacional e isto pode vir a impactar a instalação de dutos para o transporte de CO₂.

Esses exemplos confirmam, portanto, a importância de incorporar outros critérios na análise e mostram também a complexidade de definir as melhores rotas para coleta e transporte de CO₂.

Além disso, é importante ressaltar que a presente análise é apenas uma análise preliminar das possíveis áreas para a localização dos HUBS e que estes resultados não são definitivos. Portanto, apesar desta ser uma análise inédita e importante, devem ser realizadas outras análises mais aprofundadas para comparar com esta análise preliminar e assim definir, de fato, a localização dos HUBS e as rotas dos carbidutos.

Vale destacar que apesar das análises de localização de HUBS e de redes de transporte de CO₂ não serem os focos principais desta Tese, foi identificada no desenvolvimento da Proposta de Estrutura Regulatória, a grande importância da etapa de transporte para todo o processo. Sendo assim, surgiu a necessidade de ir um pouco além do objetivo principal da tese e propor esta metodologia. Esta metodologia não só auxilia a Autoridade Competente de Planejamento, a EPE, nesse caso, a planejar a rede de transporte de CO₂ inicial, como também a expansão dessa rede.

FASE 1: Planejamento do Projeto

Etapa 1:

A partir da estimativa quantitativa das emissões capturáveis, o Proponente do Projeto deve elaborar uma proposta de projeto para submeter a ACF para aprovação, iniciando assim a FASE 1 do projeto. Neste caso, o proponente do Projeto poderia ser o próprio Pólo Cimento - Cantagalo ou uma empresa interessada em ser contratada pela fonte emissora para realizar o projeto. Para este exemplo foi adotado que o Pólo Cimento - Cantagalo seria o proponente do Projeto. E que a ACF seria a ANP, pois esta é responsável pela regulação das atividades do setor petróleo no Brasil como explicitado anteriormente. Então, já que o setor

de petróleo e gás natural possui domínio sobre as técnicas de captura, transporte e injeção de gás em reservatórios geológicos, faria sentido adotar o mesmo órgão regulador para a fiscalização dos projetos CCGS no Brasil. Isso inclusive é o modelo adotado pela Austrália em sua regulação para CCS (GOVERNO CENTRAL AUSTRALIANO, 2011).

No caso da adoção de um braço da ANP como órgão regulador para as atividades de CCS no Brasil, a Autoridade Competente Federal estaria vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

A proposta de projeto elaborada pelo Pólo Cimento - Cantagalo deve conter informações técnicas como

- 1- Mapeamento Geológico e Estudos geológicos dos possíveis sumidouros;
- 2- Mapeamento de rotas de transporte de CO₂ existentes, gasodutos existentes, HUBS existentes;
- 3- Vazões de CO₂

Nesta etapa 1, cabe ao Polo – Cimento Cantagalo fazer o mapeamento geológico da área, mapeamento dos HUBS e carbodutos existentes. Caso seja identificada a necessidade de expansão das rotas de carbodutos, isso deve ser solicitado pela ANP à autoridade competente de planejamento (ACP), na etapa 2 do projeto, antes de ocorrer a chamada pública para definição dos agentes operadores. Uma sugestão para essa autoridade seria a Empresa de Pesquisa Energética, como citado no capítulo 5. A EPE deve planejar a expansão dos dutos.

Etapa 2:

Após ter submetido a Proposta de Projeto, esta ter sido aprovada e com o documento de aprovação da proposta em mãos, o Pólo Cimento - Cantagalo deve elaborar estudos mais detalhados de viabilidade técnica e econômica, iniciando assim a etapa 2 do projeto. Esses detalhamentos técnicos e econômicos do Projeto devem ser enviados à ANP.

Caso estes relatórios sejam aprovados, é emitido documento contendo a aprovação por parte da ANP.

A partir da aprovação dos estudos detalhados de viabilidade técnica e econômica, é solicitada a elaboração de um Plano de Execução de Projeto. Este plano deve ser elaborado pelo Polo Cimento - Cantagalo, submetido à ANP para aprovação e deve conter detalhamento dos projetos das instalações e equipamentos, seus custos, cronograma das atividades, Plano de Monitoramento e o Plano de Remediação. Neste Plano de Execução deve ser definida, de fato, a rota de transporte a ser utilizada. Isso deve ocorrer antes da chamada pública para definição dos agentes. Então, caso seja necessário solicitar a expansão da rede de dutos, isso ocorre nesta etapa.

Vale destacar que ao definir a rota de transporte de CO₂ a ser utilizada, o Pólo Cimento - Cantagalo teria algumas questões a serem resolvidas. Devido a sua localização, por estar distante e isolada de qualquer área de alta densidade de emissões, como foi observado na análise quantitativa, esta possivelmente teria dificuldade em se conectar à rede principal de carbodutos e a algum HUB presente no estado do Rio de Janeiro. A partir daí, alternativas deveriam ser avaliadas, como talvez se conectar a um possível HUB em algum estado vizinho utilizando dutos, ou ainda utilizar caminhões para a coleta de CO₂ (dutos virtuais) ao invés de dutos. Nesse caso, a escolha da melhor alternativa cabe ao Pólo Cimento - Cantagalo e fica evidente que a análise de localização de HUBS impactaria a fonte emissora no desenvolvimento de um projeto de CCS, de forma direta. Ademais, existe a questão de o Pólo Cimento - Cantagalo estar localizado na área serrana do estado do Rio de Janeiro. Isto pode dificultar ainda mais a instalação de redes de coleta e transporte de CO₂ nesta área. Essa questão confirma a necessidade de incorporar outros critérios na análise como a questão do relevo, por exemplo.

Com a aprovação do Plano de Execução é emitido documento com esta aprovação. Então, é solicitado o uso da área escolhida para armazenamento e uso da rede de coleta e transporte de CO₂ definidos no Plano de Execução. Para solicitar ambos os usos devem ser submetidos à ANP, Planos de Avaliação contendo todo o estudo detalhado das áreas escolhidas e da rota/rede de dutos escolhida. Com a aprovação desses Planos são emitidos documentos pela ANP indicando essas aprovações.

Neste momento também deve ser realizada a chamada pública para definir os agentes operadores do projeto. Na chamada pública, são selecionados os agentes operadores que atendam aos requisitos técnicos e que apresentem as menores tarifas. Vale destacar que ao definir o operador de injeção, por exemplo, este poderá ser uma empresa de Petróleo interessada em realizar a recuperação avançada de petróleo. Nesse caso, ao produzir óleo e

gás extras, a empresa de petróleo como operador de injeção pode cobrar uma tarifa menor do que outros concorrentes ou até mesmo ter a intenção de comprar o CO₂ (dependendo de sua necessidade de obter CO₂), já que terá uma nova receita a partir do óleo e gás extras produzidos. Assim, surgem questões peculiares no mercado que só poderão ser avaliadas no momento da realização de um projeto real, quando são identificados todos os operadores interessados.

Todos os documentos de aprovação são listados a seguir:

- 1- Aprovação da Proposta de Projeto
- 2- Aprovação do Relatório com estudos de viabilidade técnica e econômica
- 3- Aprovação do Plano de Execução do projeto
- 4- Aprovação do Plano de avaliação de uso do reservatório escolhido
- 5- Aprovação do Plano de avaliação de uso da rede de coleta e transporte de CO₂
- 6- Licenças prévia, de instalação e de operação das instalações

De posse de todos esses documentos e depois da realização da chamada pública para definição dos operadores, Polo Cimento - Cantagalo deve fazer um depósito de seguro/caução em um Fundo para compensação de possíveis danos causados durante todo o projeto. O valor do depósito é definido pela ANP.

FASE 2 (Etapas 3, 4, 5, 6,7 e 8): Execução do Projeto

A partir daí iniciam-se as atividades do projeto seguindo as etapas de execução (FASE 2). Na etapa de captura o responsável é o proponente do Projeto/carregador de CO₂, que nesse caso foi definido como Polo Cimento - Cantagalo. Este deve emitir boletins informativos periódicos sobre suas operações e colocá-los a disposição da ANP, a qual tem a responsabilidade de fiscalizar as operações. Polo Cimento - Cantagalo deve pedir a aprovação da ANP na transferência de responsabilidade quando solicitar o acesso a rede de coleta de CO₂. A ANP emite documento contendo a aprovação dessa transferência do Polo Cimento- Cantagalo para o operador de Coleta de CO₂/HUBS definido previamente.

O mesmo procedimento ocorrerá a cada transferência de responsabilidade entre os agentes operadores até a transferência ao agente final que neste caso foi adotado que seria a

União. Portanto, devem ser emitidas pela ACF quatro certidões de transferênça de responsabilidade em todo o projeto.

Outra questão importante é o monitoramento constante que deve ocorrer durante todas as etapas de execução e a emissão de boletins informativos das operações, o que inerente às atividades dos operadores.

É importante destacar que como nesse caso a União foi adotada como agente final, o monitoramento dos reservatórios passa a ser de sua responsabilidade com o auxílio do órgão regulador.

A partir dessa aplicação a um caso real da estrutura regulatória proposta pode-se concluir que todo o processo de um Projeto de CCGS é complexo e envolve muitas etapas e agentes. E por ser complexo necessita de normas e procedimentos bem definidos para garantir sua eficácia. Além disso, pode –se concluir que a metodologia proposta para análise preliminar de localização de HUBS pode ser útil não só para o Proponente do Projeto mas também para a Autoridade Competente de Planejamento auxiliando ambos os agentes no planejamento da implementação de técnicas de CCGS no Brasil.

A seguir, no capítulo 6, são apresentadas as considerações finais da tese e propostas para estudos futuros.

6- Considerações Finais e Propostas para Estudos Futuros

Nesta tese foi proposta uma estrutura regulatória inédita para Captura e Armazenamento Geológico de CO₂ no Brasil. Essa estrutura inclui a identificação das informações técnicas necessárias, identificação dos pontos críticos de um projeto de sequestro geológico de CO₂, as respectivas etapas, além da identificação dos agentes que atuariam no processo e suas respectivas responsabilidades.

O presente estudo também propôs uma metodologia inédita para análise preliminar de localização de reservatórios intermediários (HUBS) para compor uma rede de transporte de CO₂ no Brasil.

No capítulo 1 foi feita uma introdução do tema e no capítulo 2 uma revisão bibliográfica das tecnologias de captura, transporte e armazenamento geológico de CO₂. A partir dos dois primeiros capítulos concluiu-se que CCGS é uma medida de mitigação promissora para as reduzir as emissões de CO₂ dos setores energo-intensivos brasileiros, considerando a escala dessas emissões.

No capítulo 3, foi realizada uma revisão dos fundamentos de regulação e experiências da aplicação desses fundamentos para CCGS no mundo. A partir das informações apresentadas no capítulo 3 foi possível concluir que a implementação das tecnologias de CCGS no Brasil, com o intuito de corrigir as externalidades negativas (emissões de CO₂) geradas nos setores energo-intensivos brasileiros seria motivada pela existência de uma Política pública para reduzir essas emissões. Com a implementação dessas tecnologias surgiria um mercado com diversos novos agentes e estruturas que necessitariam de uma regulação específica. O Órgão Regulador teria inicialmente o dever de apoiar a política pública.

A necessidade de regulação se justifica, principalmente, pela presença de segmentos na cadeia de um projeto de CCGS, que seriam monopólios naturais. Por exemplo, as etapas de coleta e transporte de CO₂ que se caracterizam por uma estrutura em rede (carbodutos). Uma estrutura em rede gera economias de escopo, de escala e de coordenação, subaditividade de custos, e requer a operação centralizada dos serviços; fatores que reforçam a presença de apenas uma empresa abastecendo o mercado (GORINI, 2004). Sendo monopólios naturais, a

intervenção do Estado é necessária para, por exemplo, minimizar os efeitos da assimetria de informações e também para controlar a questão das tarifas nesses segmentos da cadeia.

No capítulo 4 foi proposta uma estrutura regulatória inédita para CCGS no Brasil. Nesta proposta estão incluídas as etapas de um projeto de CCGS completo, os agentes atuantes em todo o processo e suas respectivas responsabilidades. Para cada etapa foram sugeridos procedimentos e foi definido o papel do Órgão Regulador e dos operadores. Por ser uma proposta de estrutura regulatória e não uma Regulação em si, limitações como estabelecimento de normas, definições de períodos de projeto (concessão) e valores a serem depositados nos fundos/seguro foram identificadas. Portanto, é importante destacar que a estrutura aqui presente deve servir como base teórica e ponto de partida para a elaboração de uma Regulação específica para CCGS. Este estudo apesar de inédito, não é definitivo. Outra conclusão interessante, é que devido à grande experiência do setor de petróleo e gás natural nas atividades de toda cadeia de um Projeto de CCGS, faria sentido que o Órgão Regulador responsável por CCGS no Brasil, tivesse experiência em regular o Setor de Petróleo e Gás Natural. Inclusive este é um modelo adotado pela Austrália.

No capítulo 5, foi apresentado um estudo de caso, no qual a proposta de estrutura regulatória é testada em uma fonte emissora de CO₂ real localizada no estado do Rio de Janeiro. No estudo de caso, foi apresentada uma metodologia inédita para análise de localização de reservatórios intermediários de CO₂ (HUBS) para compor uma rede de transporte de CO₂. Utilizando a análise de Densidade de Kernel, foi possível distribuir espacialmente as densidades de emissões de cada fonte emissora selecionada. As áreas que apresentassem maior densidade, deveriam ser consideradas para a instalação de um HUB. Esta metodologia tem o objetivo de auxiliar o órgão de planejamento a desenvolver os projetos da rede de dutos que será utilizada para o transporte de CO₂ nos projetos de CCGS. Além disso, concluiu-se a partir da aplicação desta metodologia que a mesma poderia ser aplicada em todo o território nacional, bastando ter acesso às localizações das fontes emissoras de interesse e suas respectivas quantidades de emissão anual. As análises qualitativas realizadas a partir dos cálculos e dos mapas, demonstraram a complexidade de implementar projetos desse tipo e que um planejamento acurado é necessário.

A partir das contribuições desta tese podem ser desenvolvidos outros estudos relevantes. Além de uma regulação completa para CCGS no Brasil que pode surgir a partir desta tese, outros estudos como o aprofundamento da análise de localização de HUBS e

localização de rotas de transporte de CO₂ podem ser desenvolvidos. Vale ressaltar que com a metodologia apresentada não foi possível definir o local exato para os HUBS. Por isso a necessidade de incorporar outras variáveis como a proximidade de redes de gasodutos já existentes, relevo, custos e ocupação das áreas, distâncias a serem percorridas até o reservatório final e a localização do reservatório final para que se tenha precisão na localização da rede de dutos.

Uma sugestão para uma análise mais aprofundada dos HUBS seria a análise de clusters. Essa análise utiliza diversos dados técnicos de cada fonte emissora e agrupa essas fontes de acordo com as similaridades apresentadas por elas.

A análise de clusters já é utilizada por países europeus para definir a localização dos HUBS (RODDY, 2012). Essa análise utiliza critérios para agrupar as fontes emissoras de forma a localizar os HUBS numa área interessante para as fontes emissoras pertencentes ao mesmo grupo. Em Portugal, por exemplo, 27 fontes emissoras mapeadas foram agrupadas em três clusters diferentes para a partir daí definir as rotas de transporte de CO₂ (RODDY, 2012 e CARNEIRO *et al.*, 2011). Estudos similares em outros países como Escócia, Itália e Noruega, também utilizaram essa análise para definir as rotas a serem utilizadas pelas redes de transporte de CO₂ (RODDY, 2012 e MIDDLETON *et al.*, 2009).

A partir dos resultados obtidos nessas análises mais aprofundadas poderiam surgir outros estudos como, por exemplo, o zoneamento das áreas propícias a instalação de novas fontes emissoras de GEE no Brasil, considerando que já existiria uma rede de transporte de CO₂. Este estudo auxiliaria, então, órgãos de planejamento num cenário de economia de baixo carbono.

Dado o que foi exposto, ficou evidente a relevância do tema abordado nesta tese já que a partir das informações e análises apresentadas, pode-se concluir que o Sequestro Geológico de CO₂ é uma opção promissora para mitigar emissões de GEE. Essa tecnologia pode vir a ser implementada no Brasil no futuro, já que há a iminência de restringir os limites de emissões de GEE nos setores energético e industrial. Portanto, para implementar essas técnicas em território nacional é necessário que exista uma regulação específica a fim de controlar o novo mercado que pode surgir, além de estabelecer procedimentos e normas para a execução de projetos desse tipo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP, 2013. Regulação Setor Petróleo e Gás Natural. Disponível em <http://www.anp.gov.br/?id=548> acessado em Julho/2013.

ALLINSON, W.G, NGUYEN, D.N., BRADSHAW, J., 2003. “The economics of geological storage of CO₂ in Australia”, *APPEA Journal*, 623.

ARMSTRONG, M., COWAN, S. e VICKERS, J. ,1994. *Regulatory reform: Economic analysis and British experience*. Cambridge: MIT Press.

ARTANTO, Y; JANSEN, J; PEARSON, P; PUXTY, G; COTTRELL, A; MEULEMAN, E, FERON, P, 2014. “Pilot-scale evaluation of AMP/PZ to capture CO₂ from flue gas of an Australian brown coal-fired power station”. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Volume 20, Pag 189-195.

APEC, 2005. “Building Capacity for CO₂ Capture and Storage in the APEC Region - A Training Manual for Policy Makers and Practitioners”. APEC Energy Working Group Project EWG 03/2004T. Prepared by Delphi Group and Alberta Research Council, March 2005.

ASGHARI, K; DONG, M; SHIRE, J; COLERIDGE, T; NAGRAMPA, J; GRASSICK, J. 2007. “Development of a Correlation Between Performance of CO₂ Flooding and the Past Performance of Waterflooding in Weyburn Oil Field. SPE Production & Operations. May”, 2007. Volume 22, N 2. pp. 260-264

ASTARITA, G., SAVAGE, D. E BISIO, A. *Gas Treating with Chemical Solvents*. John Wiley and Sons, New York, 1983.

BACHU, S., 2000. “Sequestration of CO₂ in geological media: Criteria and approach for site selection in response to climate change”. *Energy Conversion Management*, vol 41: pg 953–70.

BACHU, S., 2001. "Geological Sequestration of Anthropogenic Carbon Dioxide: Applicability and Current Issues". *Geological Perspectives of Global Climate Change*, p 285-303.

BACHU, S., 2003. "Sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change: capacity of saline aquifers to sequester CO₂ in solution", *Energy Conversion and Management*, vol 44, pg. 3151-3175

BACHU, S., BONOJOLY, D., BRADSHAW, J., BURUSS, R., HOLLOWAY, S. CHRITENSEN, N. e MATHIASSEN, O., 2007. "CO₂ Storage capacity estimation: Methodology and gaps", *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Vol. 1, pp. 430-443.

BAKER, R. E LOKHANDWALA, K., 2008. "Natural Gas Processing with Membranes: An Overview". *Industrial Engineering Chemistry*. Vol. 47, p. 2109-2121

BAUMOL, W., PANZAR, J. e WILLIG, R. D. ,1982. *Contestable markets and the theory of industry structure*. New York: Harcourt Brace Jovanvith.

BARRIO, M., ASPELUND, A., WEYDAHL, T., MØLNVIK, M., KROGSTAD, H., SANDVIK, T.E., WONGRAVEN, L.R., HENNINGSEN, R, E EIDE, S.I., 2004. "Ship-based transport of CO₂". 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies.

BENSON, S.M.2005. "Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geological Formations" Capítulo 19 – CO₂ Monitoring . Berkeley, EUA. Editora Elsevier.

BOCK, B., 2003., *Economic Evaluation of CO₂ Storage and Sink Enhancement Options* . TVA Public Power Institute: Muscle Shoals, AL.

BOCK, B., RHUDY, R.; HERZOG, H.; KLETT, M.; DAVINSON, J.; UGARTE, D. De la Torre; e SIMBECK, D. 2003. "Economic Evaluation of CO₂ Storage and Sink Options". DOE Research Report DE-FC26-00NT40937.

BRADSHAW, B E, BRADSHAW, J, SIMON, G e MACKIE, V, 2001. GEODISC research: "Carbon dioxide sequestration potential of Australia's coal basins". *Proceedings of the 18th*

International Pittsburgh Coal Conference. Research Centre for Greenhouse Gas Technology, Canberra, Australia. CO₂CRC Report No. RPT08-1001. 8-17pp.

BRADSHAW, J., C. BOREHAM, F. LA PEDALINA 2005. “Storage retention time of CO₂ in sedimentary basins: Examples from petroleum systems”. *Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*, Setembro, 2004, Vancouver, Canada.

BONDOR, P.L., 1992. “Applications of carbon dioxide in enhanced oil recovery”. *Energy Conversion and Management*, vol 33, 579–586.

CAMARA, B., 2009. “Aspectos importantes do Armazenamento Geológico de CO₂ e uma proposta para seu modelo regulatório no Brasil”. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal da Bahia, Salvador.

CAMARA, G.; ANDRADE, J.; FERREIRA, L.;ROCHA, P., 2011. “Regulatory framework for geological storage of CO₂ in Brazil- Analyses and Proposal”, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, p. 966-974.

CFR, 2010. Electronic code of federal regulations (e-CFR), transportation, title 49, part 195. CFR. Disponível em <http://ecfr.gpoaccess.gov/cgi/t/text/text-idx?c=ecfr&tpl=%2Findex.tpl> acessado em julho 2013.

CO₂CRC (Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technology), 2008. *Storage Capacity Estimation, Site Selection and Characterization for CO₂ Storage Projects*. Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technology, Canberra, Australia. CO₂CRC Report No. RPT08-1001. p 8-17.

CONINCK, H. (2008).”Trojan horse or horn of plenty? Reflections on allowing CCS in the CDM”, *Energy Policy*, vol.36, pp 929-936.

COPPE, 2009. “Análise de Conjuntura N° 6: Estado da Arte da Captura e Armazenamento Geológico de CO₂ no Mundo e a Situação no Brasil”. Abril, 2009.

COOPERATIVE RESEARCH CENTRE FOR GREENHOUSE GAS TECHNOLOGY CO2CRC, 2008. Storage Capacity Estimation, Site Selection and Characterization for CO₂ Storage Projects. Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technology, Canberra, Australia. CO2CRC Report No. RPT08-1001. 8-17pp.

COOK, P J, RIGG, A J, BRADSHAW, J, 2000. “Putting it back from where it came from: is geological disposal of carbon dioxide an option for Australia?”. *The APPEA Journal*, vol. 40 (1), pp. 654-666

CSLF - CARBON SEQUESTRATION LEADERSHIP FORUM , 2007. Estimation of CO₂ Storage Capacity in Geological Media. Phase II. Prepared by the Task Force on CO₂ Storage Capacity Estimation for the Technical Group (TG) of the Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF).

CURBELO, S. 2006. *Recuperação avançada de petróleo utilizando tensoativos*. Tese de Doutorado. UFRN. Rio Grande do Norte. Março de 2006.

DNV, 2010. “CO₂ QUALSTORE – Guidance for users of the guideline – Det Norske Veritas”.

EIA, 2006. “Energy Information Administration – International Energy Annual” . Disponível em <http://www.eia.doe.gov/environment.html> acessado em janeiro/2012.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2007. “Energy and Environmental Profile of the U.S. Petroleum Refining Industry”, U.S. Department of Energy Industrial Technologies Program, November 2007. Prepared by energetics incorporated Columbia, Maryland prepared for U.S. Department of Energy office of industrial technologies.

ENGELIEN, H., 2004. “Process Integrated Membrane Separation - with Application to the Removal of CO₂ from Natural Gas “. Apresentação feita no Departamento de Engenharia Química , NTNU.

EPA – Environmental Protection Agency,2008. “Geologic CO₂ Sequestration Technology and Cost Analysis” Technical Support Document. Disponível em <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2014-01-03/pdf/2013-31246.pdf> acessado em janeiro/2014.

EPA, 2014. “Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage (Environment) Regulations 2014. Statutory Rules 1999 No. 228 as amended made under the Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2006”. Disponível em <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2014-01-03/pdf/2013-31246.pdf> acessado em janeiro/2014.

EUROPEAN COMISSION, 2007. “Project Synopses: CO₂ Capture and Storage Projects”. Impresso na Belgica.

FERGUNSON, C.E., 1989, *Microeconomia*. 12º ed., Rio de Janeiro, Forense Universitária.

FORMIGLI, J, 2008. “O pólo Pré-sal da Bacia de Santos – Desafios Tecnológicos para a área de Engenharia”. Apresentado no Rio Oil and Gas , novembro/2008.

FREEMAN, B., 2007. “Assessment of Post-Combustion Carbon Capture Technology Developments”. Technical Update, EPRI Project Manager.

GALE, J., 2004. “Geological Storage of CO₂: What do we know, where are the gaps and what more needs to be done?”, *Energy*, vol.29, pg. 1329 – 1338.

GALE, J. E FREUND, P.,2005. ”Coal-Bed Methane Enhancement with CO₂ Sequestration Worldwide Potential” Disponível em http://sequestrodecarbono.cenpes.petrobras.com.br/docs/{94B32D55-8F8C-4DD4-89C2-4DC8C4FCA157}_gale_freud_environ_geosc2001.pdf acessado em fevereiro/2010.

GCCSI, 2010. Submission energy strategy approach paper, Appendix B. Global Carbon Capture and Storage Institute. Disponível em <http://www.globalccsinstitute.com/downloads/general/2010/Global-CCS-Institute-response-to-WBG-Energy-Strategy-Approach-Paper.pdf> acessado em novembro/2013.

GOLDEMBERG, J; VILLANUEVA, L, 2003. Energia Meio Ambiente e Desenvolvimento. 2a. edição. São Paulo: Edusp - Editora da Universidade de São Paulo.

GOMES, V. e YEE, K. (2002). “Pressure swing adsorption for carbon dioxide sequestration from exhaust gases”, vol. 28, pp. 161– 171.

GOVERNO AUSTRÁLIA, 2013. “CCS regulation : Oil and Gas Sector”. Disponível em <http://www.globalccsinstitute.com/networks/cclp/legal-resources/onshore-co2-storage/australian-onshore-regulation> acessado em janeiro/ 2013.

GUNTER, W D, BACHU, S e BENSON, S., 2004. “The role of hydrogeological and geochemical trapping in sedimentary basins for secure geological storage for carbon dioxide. The Geological Society of London, London, p. 129-145.

GUPTA, N.; Sass, B.; Chattopadhyay, S.; Sminchak, J.; Wang, P.; Espie, T., 2004. “Geologic storage of CO₂ from refining and chemical facilities in the Midwestern US”, *Energy*, vol 29, pp. 1599-1609.

HARRIS, L., GRIGG, R., 2010. “Validation and Comparison of Carbon Sequestration Project Cost Estimation Models with Project Cost Data Obtained from the SWP”. Ninth Annual Conference on Carbon Capture and Sequestration, May 10 - 13, 2010.

HETLAND, J., ZHENG, L., SHISEN, X., 2009. ”How polygeneration schemes may develop under an advanced clean fossil fuel strategy under a joint sino-European initiative”. *Energy*, vol. 86, pp. 219-229.

HERRERA, A., 1998. “Reforma del sector de telecomunicaciones en Brasil: asimetría regulatoria, competencia y universalización de los servicios”. Inap/UB/IE-UFRJ, dezembro.

HO W., CHO, K., 2010. “CO₂ emission and avoidance in mobile applications”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 14, p. 814-820.

HOLT, T., JENSEN, J. L. LINDEBERG, E., 1995. “Underground storage of CO₂ in aquifers and oil reservoirs”. *Energy Conversion and Management*, 36(6–9), 535–538.

HOFFMANN, S. 2010. “O Ciclo combinado com gaseificação integrada e a captura de CO₂: uma solução para mitigar as emissões de CO₂ em Termelétricas a carvão em larga escala no curto prazo?” Dissertação de Mestrado. PPE/COPPE/ UFRJ.

HOFFMANN, B. 2013. “*O Potencial termelétrico a carvão no rio grande do sul diante restrições de disponibilidade de água e objetivos de Redução de emissões de CO₂, aplicando a queima em leito Fluidizado*”. Tese de Doutorado. PPE/COPPE/UFRJ.

HENDRIK, C., GRAUS, W. e BERGEN, F. van ,2002. “Global carbon dioxide storage potential and costs”. Report Ecofys & The Netherland Institute of Applied Geoscience TNO, Ecofys Report EEP02002.

HEEMANN, R. KETZER, J. M. M.; SILVA, Z. C. C. *et al*,2009. “Produção de gás Associado ao Armazenamento Geológico de CO₂ (CCGS) em Bacias Carboníferas Brasileiras”. Disponível em: www.ecoclima.org.br. Acesso em: Julho, 2010.

HEZORG H., GOLOMB D., 2004. “Carbon Capture and Storage from Fossil Fuel Use’. Encyclopedia of Energy, Cambridge, MA: Massachusetts Institute of Technology.

HOLLOWAY, S e VAN DER STRAATEN, R, (1995). The Joule II Project: the underground disposal of carbon dioxide. *Energy Conversion and Management*, vol. 36 (6-9), pp. 519-522.

HOPPE, L.; ALVIM, A. M.; KETZER, J. M. M.; SOUZA O. T.,2009. “Novas Tecnologias para o Desenvolvimento Sustentável: o armazenamento geológico de CO₂ em Jazidas de Carvão como Alternativa para a Geração de Energia Limpa”. XIV Encontro Nacional de Economia Política. São Paulo.

IEA-GHG,1998. “Enhanced Coal Bed Methane Recovery with CO₂ Sequestration”, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Report No. PH3/3, August, 139 pp.

IEA, 2001. International Energy Agency. Disponível em <http://www.co2crc.com.au> acessado em janeiro/2013.

IEA, 2005. “Building the cost curves for CO₂ storage: European Sector.” IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Relatório nº 2005/2. 2005

IEA, 2008. CO₂ Capture and Storage – A Key Carbon Abatement Option, International Energy Agency.

IEA, 2009. disponível em

http://www.co2captureandstorage.info/project_specific.php?project_id=143 acessado em 13/01/2009.

IEA GHG, 2004. “Ship transport of CO₂”. Report Ph4/30, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Cheltenham, UK.

IEA GHG, 2007. CO₂ capture ready plants, technical study 2007/4. International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme. English version available at:

http://www.iea.org/papers/2007/CO2_capture_ready_plants.pdf; May, 2007.

IGLESIAS R.; BRESSAN, L.; KETZER J.; 2009. “Armazenamento Geológico de Carbono em Aquíferos Salinos e Campos de Petróleo: Geoquímica do Sistema Água-Rocha através de experimentos e Modelagem Numérica”. Livro :Mudanças Climáticas, Seqüestro e Mercado de Carbono.

IPCC, 2005. “Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage”. Cambridge University Press, Cambridge, UK.

IPCC, 2007 . Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Cambridge: Cambridge University Press, Cambridge, 2005. Preparado pelo Grupo de Trabalho III do IPCC.

IPCC, 2011. Carbon Capture and Storage. Disponível em <http://www.ipcc-wg3.de/> acessado em 16/02/2014.

JACOBS, B., 2010 – “Projects on CCGS” Disponível em <http://www.jacobs.com/projects.aspx?txID=394> acessado em setembro/ 2010.

JOSKOW, P. e SCHMALENSSEE, R., 1986. “Incentive regulation for electric utilities”. *Yale Journal on Regulation*, v. 4, p. 1-49.

KARL, M.; WRIGHT, R.; BERGLEN, T., DENBY, B., 2014. “Worst case scenario study to assess the environmental impact of amine emissions from a CO₂ capture plant”. *International Journal of*

KLINS, M.A, 2007. *Carbon Dioxide Flooding: Basic Mechanisms and Project Design*. Boston, M.A. – USA, International Human Resources Development Corporation, 1984, 267p.

KURAMOCHI, T., RAMIREZ, A., TUKENBURG, W., FAAJI, A., 2012. “Comparative assessment of CO₂ capture technologies for carbon-intensive industrial processes”. *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 38, p. 87-112.

LAPPONI, J. C, 1996. *Avaliação de projetos de investimento: modelos em excel*. São Paulo: Editora LTDA, 1996.

LAFFONT, J. e TIROLE, J., 1993. *A theory of incentives in procurement and regulation*. Cambridge: MIT Press.

LEAL DACOSTA, L.,2009.“Análise do Potencial Técnico do Seqüestro Geológico de CO₂ no Setor Petróleo no Brasil”. Dissertação de Mestrado. PPE / COPPE / UFRJ.

LLOYD, P., 2004. “Carbon Capture and Storage in South Africa: Development and Climate Change.” Technical input. Cape Town: Energy Research Centre, University of Cape Town.

LI J., LIANGB X., COCKERILL T., 2011 “Getting ready for carbon capture and storage through a ‘CCS (Carbon Capture and Storage) Ready Hub’: A case study of Shenzhen city in Guangdong province, China”. *Energy* vol, 36, p. 5916 e 5924

LITTLECHILD, S. , 1983. *Regulation of British telecommunications profitability*. Elsevier, 123 pp.

LI, Z., DONG, M., LI, S. e HUANG, S. ,2006. “CO₂ sequestration in depleted oil and gas reservoirs — caprock characterization and storage capacity”. *Energy Conversion and Management*, VOL 47, p,1372–1382.

LINDEBERG E, BERGAMO P, MOEN A. ,2003. “Geological Storage of CO₂: What do we know, where are the gaps and what more needs to be done?”, *Energy*, vol.29, p. 1329 - 1338.

MACHADO C. X., KETZER J.M.M., MARASCHIN A.J., ROCKETT G. C., SBRISSA G. F., CAPORALE G., ROCHA L. H. S., MACALOS C. L., CENTENO C., CRUZ A. O., 2009. “Construção de um SIG para associação de fontes estacionárias e reservatórios geológicos de CO₂ no Brasil”. Disponível em:<<http://www.ecoclima.org.br/>>. Acesso em: mar. 2010.

MAGOON, L.B. and W.G. DOW, 1994. “The petroleum system. American Association of Petroleum Geologists”, *Memoir* 60, 3–24.

MARQUES, V.S., 1993. “O efeito estufa e o aquecimento global”. Anuário IGEO 1993 - UFRJ/Departamento de Meteorologia. Rio de Janeiro, p. 93-106.

MARTIN, F.D.; TABER, J. J., 1992. “Carbon dioxide flooding”. *Journal of Petroleum Technology*, VOL 44, p. 396–400.

MARSTON, P., MOORE, P., 2008. “From EOR to CCS: The evolving Legal and Regulatory Framework for CCS”. *Energy Law Journal*, vol. 29, p. 421-490.

MELZER C., HATTENBACH, B., 2010. Disponível em (<http://www.globalccsinstitute.com/publications/global-status-ccs-2012/online/48641>) acessado em 23/02/2014.

MCCOLLUM L., OGDEN J., 2006. “Techno-economic models for carbon dioxide compression, transport, and storage”. *Institute of Transportation Studies*, University of California, Davis.

MCCOY, S. E RUBIN, E., 2008 “An engineering-economic model of pipeline transport of CO₂ with application to carbon capture and storage”, *Journal Of Greenhouse gas control*, 219.

MIT, 2009. “Carbon Capture and Sequestration Technologies Program MIT”. (Carbon Capture and Sequestration Technologies.

MOHITPOUR M., GOLSHAN H, MURRAY A., 2003. “Pipeline design & construction, a practical approach”. New York: ASME.

MORITIS, G., 2003. “CO₂ sequestration adds new dimension to oil, gas production”. *Oil and Gas Journal*, VOL 101, p. 71–83.

MORO, D.B. ,2004. “Captura e Armazenamento de CO₂”. Trabalho de Conclusão de Graduação em Engenharia Química. Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

MUSTAFA,G.S., 2009. “Avaliação Econômica de Projetos Industriais”. *Apostila do Curso de Engenharia Química*, 1 ed, Aula/UNIFACS.

MUSTAFA, G.; SOUZA, A.B.; ROCHA, P.S., 2003. “Utilização de emissões industriais gasosas para rejuvenescimento de campos maduros de petróleo”. *Engenharia Sanitária e Ambiental*, v. 8, n. 4, p. 209-212, out./dez. 2003.

NEVES, S. B.; MEDEIROS, A. C. G.; MUSTAFÁ, G. S., 2007. “Captura de CO₂ - Tecnologias para a Separação de CO₂ de Correntes Industriais Gasosas”. Seminário Brasileiro sobre Seqüestro de Carbono e Mudanças Climáticas. Natal/RN.

NETL- DOE, 2007. “Carbon Capture and Geological Storage” Disponível em <http://www.netl.doe.gov/research/coal/carbon-capture> acessado em janeiro/2012.

NEWBERY, D.M., GREEN, R., 1994, “Regulation, Public Ownership and Privatisation of the English Electricity Industry; International Comparisons of Electricity Regulation”, Toulouse, May 14-15/1993.

NILSSON, B., 2010. “CO₂ Shipping – Do the Numbers Add Up?”. *Carbon Capture Journal*.p, 715-732.

NOGUEIRA, L., LUCENA, A., RATHMANN, R., ROCHEDO, P., SZKLO, A., SCHAEFFER, R., 2014. ”Will thermal power plants with CCS play a role in Brazil's future electric power generation?” *International Journal of Greenhouse Gas Control*. Vol. 24, pp. 115 – 123.

OLAJIRE, A., 2010. “CO₂ capture and separation technologies for end-of-pipe applications – A review”. *Energy*, vol. 35, p. 2610 – 2628.

OZCAN, DURSUN CAN; AHN, HYUNGWOONG E BRANDANI, STEFANO, 2013. “Process integration of a Ca-looping carbon capture process in a cement plant”. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Volume 19, Pages 530–540.

OZAKI, M., DAVISON, J., MINAMIURA, J., 2004. ” Marine Transportation of CO₂”. 7th Int. Conference on Greenhouse Gas Control Technology.

PARKER, N. (2004). “Using Natural Gas Transmission Pipeline Costs to Estimate Hydrogen Pipeline Costs”. Davis, California, USA.

PEETERS, A, FAAIJ A., TURKENBURG, W., 2007. “Techno-economic analysis of natural gas combined cycles with post-combustion CO₂ absorption, including a detailed evaluation of the development potential. *International Journal of greenhouse gas control* 1, p. 396 – 417

PETROBRAS, 2010. Disponível em: http://www2.petrobras.com.br/Petrobras/portugues/plataforma/pla_bacia_campos.htm. Acesso em março, 2010

PIRES, J. C. L. (1999). A reestruturação do setor de telecomunicação no Brasil. *Revista do BNDES*, n. 11. Rio de Janeiro, junho.

PIRES, J. e PICCININI, M., 1997). *Aspectos tecnológicos dos serviços de telecomunicações*. Ensaio BNDES, n. 5, Rio de Janeiro: BNDES, dezembro.

POSSAS, M., PONDÉ, J. e FAGUNDES, J.,1997. *Regulação da concorrência nos setores de infra-estrutura no Brasil: elementos para um quadro conceitual*. In: *Infra-estrutura: perspectivas de reorganização*. Rio de Janeiro: Ipea.

RAO, A.B., RUBIN, E.S., BERKENPAS, M.B., 2004. *An Integrated Modeling Framework For Carbon Management Technologies*. Volume 1 – Technical Documentation: Amine-Based CO₂ Capture and Storage Systems for Fossil Fuel Power Plant.

RAVAGNANI, A., 2008. *Avaliação Econômica de Projetos de E&P*. UNISIM Online. Ano 3, Volume 2, 23ª Edição, Janeiro de 2008. Disponível em: <<http://www.unisim.cepetro.unicamp.br/online/UNISIM-ON-LINE-N23.PDF>>. Acesso em maio de 2013.

RESENDE, M., 1997 . *Regimes regulatórios: possibilidades e limites*. Pesquisa e Planejamento Econômico, v. 27, n. 3, p. 641-64, dezembro.

ROCHA, P.S.; CORREIA, J.S.; RIBEIRO, A.L.; MENEZES, P.R., 2005. “Determinação da Pressão Mínima de Miscibilidade do CO₂ em óleos através do *Rising Bubble Aparatus*”. 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. Copyright 2004, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP. Salvador, Outubro de 2005.

ROCHA, P.; SOUZA, A.; CÂMARA, R., 2002. “O futuro da Bacia do Recôncavo, a mais antiga província petrolífera brasileira”. *Bahia Análise & Dados*. Vol 11, Nº4.

ROCKETT, G.; MACHADO, C.; KETZER, J.; CENTENO, C., 2011. “The CARBMAP Project: Matching CO₂ Sources and Geological Sinks in Brazil using Geographic Information System”. *GHGT-10 Conference. Energy Procedia*, v.4, p. 2764-2771.

ROSA, A.; CARVALHO, R.; XAVIER, J., 2006. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro, Interciência, Petrobras, 2006. p. 677-700.

RWE, 2010 – Disponível em <http://www.rwe.com/web/cms/en/307562/rwe-rheinland-westfalen-netz/gas-storage/storage-services/storage-access-nievenheim-Ing-plant/> acessado em julho/ 2010.

RUBEL, A., LIU, K., NEATHERY J., TAULBEE, D., 2009. “Oxygen carriers for chemical looping combustion of solid fuels”, *Fuel*, vol. 88, pp. 876 – 884.

RUBIN, E., YEH, S., ANTES, M., BERKENPAS, M. E DAVISON, J. 2007. ”Use of experience curves to estimate the future cost of power plants with CO₂ capture”. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 1, p. 188 – 197.

RUBIN, E.S., BERKENPAS, M. B., MCCOY, S., 2008. “Development and application of optimal design capability for coal gasification systems” Relatório Técnico. Análise Econômica de Transporte de CO₂ via carodutos e armazenamento em aquíferos salinos e Reservatórios de Petróleo e Gás.

REEVES, S., DAVIS, D. e OUDINOT, A.,2004. “A Technical and Economic Sensitivity Study of Enhanced Coalbed Methane Recovery and Carbon Sequestration in Coal”. DOE Topical Report.

ROSA, A, Carvalho, R., Xavier, J.,2006. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Editora Interciência. 808 p.

RIahi, K, RUBIN, E., SCHRATTENHOLZER, L., 2004. “Prospects for carbon capture and sequestration technologies assuming their technological learning”. *Energy* 29, 1309–1318.

ROCHEDO, P, SZKLO, A, 2013. “Designing learning curves for carbon capture based onn chemical absorption according to the minimum work of separation”. *Applied Energy*, vol 108 Pag. 383 – 391.

RODDY, D., 2011. “Development of a CO₂ network for industrial emissions”, *Applied Energy*, p.459-465.

SANTOS, O.; SILVA, P.; MARQUES, J., 2006. *O Custo de Abandono nas Empresas Petrolíferas*. USP, São Paulo, n. 41, p. 56 – 71, Maio/Ago. 2006

SCHAEFFER, R., 2012. “Energy sector vulnerability to climate change: A review”. *Energy*, vol. 38, pg. 1-12.

SCHWARTZ, M., 1997. “Telecommunications reform in the United States: promises and Pitfalls”. Telecommunications and energy in systemic transformation: international dynamics, deregulation and adjustment in network industries. Heidelberg and New York ed.

SEA, 2011. “Impactos da adoção de metas de redução de emissão de gases de efeito estufa sobre setores energointensivos do estado do rio de janeiro, alternativas e custos de mitigação”

Disponível em <http://www.rj.gov.br/web/sea/exibeconteudo?article-id=1867698> acessado em 02/2014.

SÖDERBERGH, B.; ROBELIUS, F.; ALEKLETT, K., 2007. “A crash programme scenario for the Canadian oil sands industry”. *Energy Policy* n. 35, p. 1931-1947.

SPATH, P.L., MANN, M.K., 2004. „Biomass Power and Conventional Fossil Systems with and without CO₂ Sequestration - Comparing the Energy Balance, Greenhouse Gas Emissions and Economics”. NREL/TP-510-32575, Colorado, USA.

SVENSSON R, ODENBERGER M, JOHNSON F, STROMBERG L., 2004. ”Transportation systems for CO₂- Application to carbon capture and storage”. *Energy Conversion and Management*, 45. p. 2343–2353.

TABER, J.J., MARTIN, F.D.; SERIGHT, R.S., 1997a. “EOR Screening Criteria Revisited – Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects”. *SPE Reservoir Engineering*, Págs. 189 – 198.

TABER, J.J., MARTIN, F.D.; SERIGHT, R.S., 1997b. “EOR Screening Criteria Revisited – Part 2: Applications and Impact of Oil Prices”. *SPE Reservoir Engineering*,. Págs. 199 – 205.

VOORMEIJ D., SIMANDL G., 2004. “Geological, ocean and mineral CO₂ sequestration options: A technical review”. *Geosci Can*; vol 31: pg 11–22.

YANG, H., Xu, Z., Fan, M., 2008. “Progress in carbon dioxide separation and capture: A review”, *Journal of Environmental Sciences* , v. 20, pp. 14-27.

WILDBOLZ, C., 2007. “Life cycle assessment of selected technologies for CO₂ transport and sequestration”. Tese de Doutorado, MS05, ETH, Zurich, Suíça.

APÊNDICE A -EXEMPLO DE APLICAÇÃO DE REGULAÇÃO NO BRASIL: SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

O Brasil adotou as agências independentes como objetos de Regulação para alguns setores de infra-estrutura, dentre eles está o setor de Petróleo e Gás Natural.

No caso específico do Setor de Petróleo e Gás Natural, destaca-se a evolução dos instrumentos de regulação do setor ao longo do tempo. Segundo o Artigo 177 da Constituição Federal até 1995, o Setor de Petróleo e Gás Natural constituíam um monopólio.

CONSTITUIÇÃO FEDERAL DE 1988:

Art. 177. Constituem monopólio da União:

I - pesquisa e lavra de jazidas(...);

II - refinação do petróleo nacional ou importado;

III - importação e exportação;

IV - transporte de petróleo, derivados e gás natural.

Em 1995, com a Emenda Constitucional N° 09/95 ocorreu a flexibilização do monopólio, permitindo que empresas privadas pudessem participar desses mercados. Portanto, em seguida é apresentada a nova redação do Artigo 177.

NOVA REDAÇÃO AO ART. 177 DA CF/88:

Art. 177. A União poderá contratar junto a empresas estatais e privadas as seguintes atividades da indústria do petróleo:

I - pesquisa e lavra de jazidas(...);

II - refinação do petróleo nacional ou importado;

III - importação e exportação de petróleo, derivados e gás natural;

IV - transporte de petróleo, derivados e gás natural.

Em 1997, foi implementada a Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997: Lei do Petróleo. Esta dispõe sobre a política energética nacional; sobre as atividades relativas ao monopólio do petróleo; instituiu o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e a Agência Nacional do Petróleo – ANP. Ou seja, a lei que regulamentou o fim do monopólio da Petrobrás e disciplinou a entrada da iniciativa privada, também criou o CNPE e a ANP.

O Conselho Nacional de Política Energética tem como atribuições e responsabilidades estabelecer diretrizes para assegurar o cumprimento dos objetivos da Política Energética Nacional; Promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos; Assegurar o suprimento às áreas mais remotas; Diretrizes para: uso do gás, carvão, biocombustíveis, energia solar, eólica, termonuclear e outras fontes alternativas; Diretrizes para importação e exportação; Diretrizes para o uso do GN como matéria-prima; Definir os blocos a serem objeto de concessão ou partilha e definir estratégia e políticas de desenvolvimento econômico e tecnológico da indústria em questão.

A ANP tem como atribuições, implementar a Política Energética Nacional; Promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis; além de assumir atribuições relacionadas à distribuição e revenda de derivados de petróleo e álcool.

As atribuições da ANP podem ser divididas ao longo da cadeia do Petróleo e da cadeia do Gás Natural.

No UPSTREAM, a ANP deve promover estudos visando a delimitação de blocos para efeito de concessão das atividades de E&P; Regular a execução dos serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera; Elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de E&P, celebrando os contratos e fiscalizando sua execução.

No MIDSTREAM, as atribuições da ANP abrangem autorizar a prática das atividades de refinação, processamento, transporte, importação e exportação; Estabelecer critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário e arbitrar seus valores e instruir processo com vistas à declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa para a instalação de estruturas permanentes para serem utilizadas para o manejo de petróleo e gás natural.

No DOWNSTREAM, as atribuições abrangem regular, autorizar e fiscalizar as atividades de abastecimento nacional de combustíveis; Regular, autorizar e fiscalizar a produção, importação, exportação, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda e comercialização de biocombustíveis e; especificar a qualidade dos derivados de petróleo, gás natural e biocombustíveis.

No caso da ANP, vale destacar que, o sucesso da missão regulatória, está diretamente relacionado à independência da agência, tanto em relação ao governo quanto no que diz respeito aos demais agentes da indústria. Essa independência é caracterizada por diferentes aspectos, como mostra a Tabela 21.

Tabela 21 - Caracterização da independência da ANP

Itens	ANP
Autonomia decisória e Financeira	Autarquia especial; orçamento próprio
Estabilidade	Mandato fixo; critérios de exoneração de diretores inexistentes
Transparência	Mandato não-coincidente; audiências públicas; gravação eletrônica e divulgação de sessões deliberativas
Especialização	Quadro técnico especializado
Cooperação institucional para defesa da concorrência e dos consumidores	Cade

Fonte: BNDES, 2010

As atividades de E&P de petróleo e gás são exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, ou sob regime de partilha nas áreas do pré-sal e estratégicas (Art. 23). Os contratos de concessão deverão prever a fase de exploração e a de produção (Art. 24). A concessão implica, para o concessionário, na obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos e participações legais (Art. 26). Quando os campos se estenderem por blocos vizinhos, onde atuam concessionários distintos, deverá ser celebrado acordo para a individualização da produção (ANP, 2012).

As licitações devem seguir um procedimento em que num primeiro momento são realizados estudos das áreas e blocos de exploração (upstream) comandados pela ANP. Ocorre, então, a aprovação das áreas e o anúncio da Rodada. É publicado o pré-edital e minuta do Contrato de Concessão com a consequente realização da Audiência Pública. Após o recolhimento das taxas de participação e das garantias de oferta, são realizados seminários técnico-ambiental e fiscal-jurídico para então publicar o edital final e os Contratos de Concessão. É aberto o prazo para habilitação das empresas concorrentes e realizado o Leilão para apresentação das ofertas. Então, é realizado o julgamento, a homologação do julgamento e, finalmente, a assinatura dos Contratos de Concessão.

Em relação ao MIDSTREAM, a ANP também atua de forma direta. No caso de Refino de Petróleo e Processamento de Gás, os agentes econômicos para construir, ampliar ou operar uma Refinaria e/ou UPGN, devem requerer autorização da ANP (Camargo, 2012). A partir de Normas Técnicas, Portarias e Resoluções elaboradas pela ANP, os documentos submetidos são analisados e são realizadas vistorias e fiscalização para, então, serem autorizadas as modificações/ações requeridas pelos agentes econômicos. A **Figura 20** ilustra a atuação da ANP no MIDSTREAM.

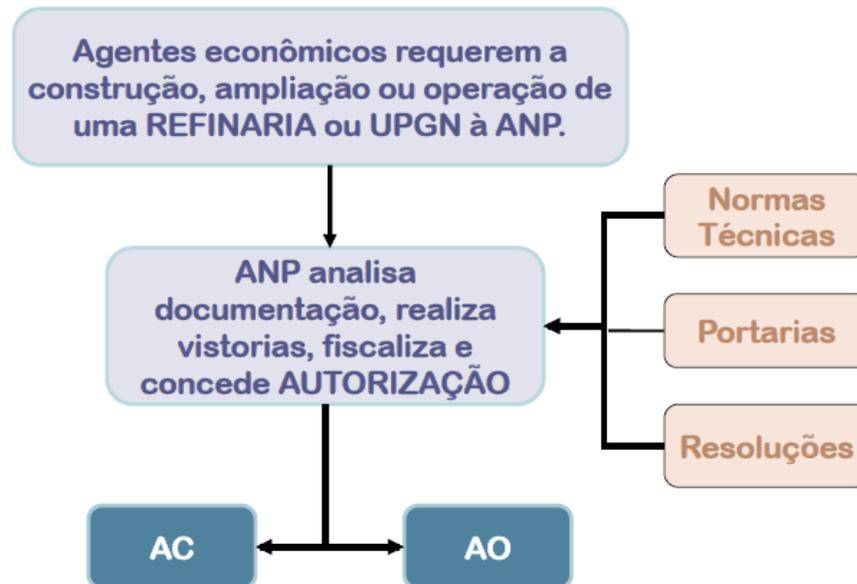


Figura 20: Atuação da ANP no Midstream. Fonte: Baseado em CAMARGO, 2012 e ANP, 2013.

Ainda no MIDSTREAM, no que se refere ao transporte e armazenamento de Petróleo e seus derivados e gás natural, a ANP também atua na autorização de ações requeridas por parte dos agentes econômicos. Estes devem requerer a construção, ampliação e/ou operação de dutos e/ou terminais através de documentação que será analisada pela ANP. Baseando-se em Normas Técnicas, Portarias e Resoluções, a ANP analisa os documentos e realiza vistorias e fiscalização. Após todo esse procedimento, então, concede autorização seja de construção ou de operação (ANP, 2013). Vale lembrar que é permitida a transferência de titularidade da autorização, porém mediante aprovação da ANP. A Figura 21 ilustra esse procedimento descrito.

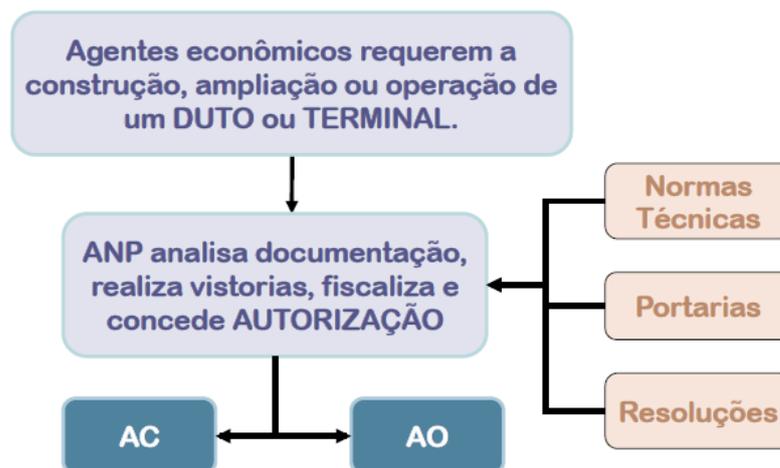


Figura 21: Processo de fiscalização da ANP. Fonte: Elaborado baseado em CAMARGO, 2012 e ANP, 2013.

No caso do DOWNSTREAM, a ANP tem as funções de regular, autorizar e controlar a distribuição e o comércio de petróleo e seus derivados. Também deve fiscalizar os produtos quanto à questão de abastecimento e qualidade. Na fiscalização realizada pela ANP, podem ser feitas inspeções técnicas e/ou econômicas. Na inspeção técnica, a ANP avalia qualidade dos produtos e segurança e adequação das instalações ao projeto autorizado. Já a inspeção econômica avalia os contratos de transporte, investimentos, tarifas de transporte, livre acesso a dutos e terminais, entre outras questões. As inspeções podem ser solicitadas pelos agentes ou pela própria ANP, sendo programadas ou não. A Figura 22 ilustra o processo de fiscalização realizado pela ANP no downstream.

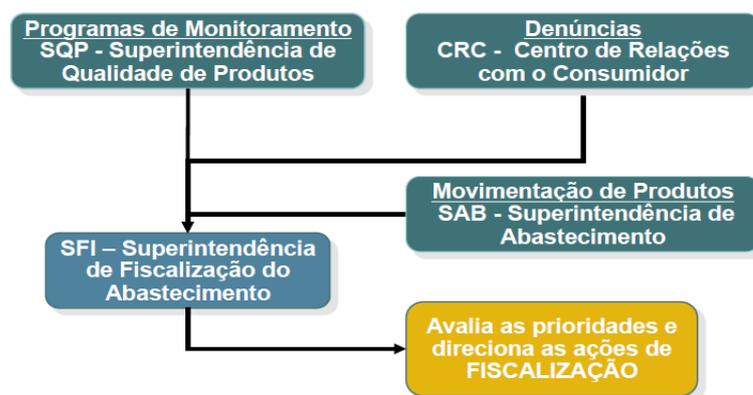


Figura 22: Processo de fiscalização da ANP. Fonte: Elaborado baseando-se em ANP, 2013.

No caso da exploração de Gás Natural, a regulação possui a estrutura apresentada na Figura 23.

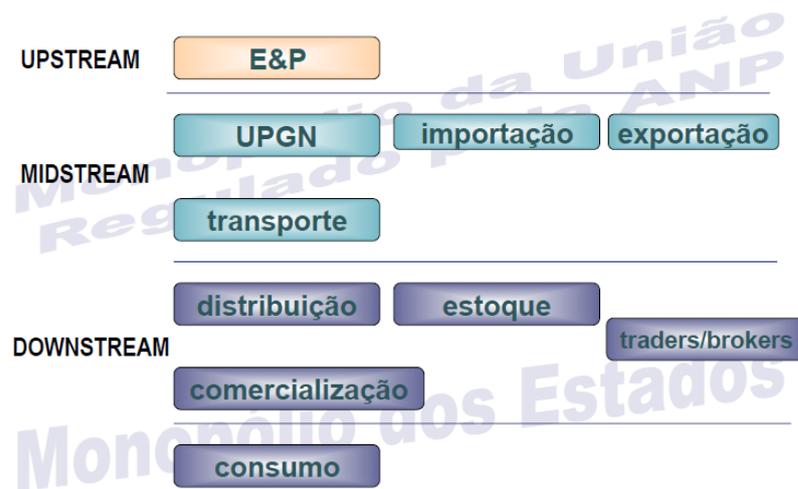


Figura 23: Estrutura da regulação para Exploração de Gás natural. Fonte: ANP, 2013.

Em 2009, surgiu a Lei 11.909/09, conhecida como a “Lei do Gás”. A Lei do Gás promoveu algumas alterações na Lei 9.478/97 em relação ao manejo e transporte de gás natural no Brasil.

A Lei do Gás dispõe sobre a regulação de comercialização e armazenamento de gás natural e algumas alterações na regulação do transporte de gás. Porém, não dispõe sobre a produção e exploração, o que permanece sob a Lei do Petróleo – Lei 9.478/97. Além disso, em relação ao livre acesso, este permanece porém com uma ressalva no que concerne as instalações de GNL. Segundo a transcrição do Artigo 58 da Lei do Gás apresentada a seguir.

Artigo 58. “Será facultado a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, com exceção dos terminais de Gás Natural Liquefeito - GNL, mediante remuneração adequada ao titular das instalações ou da capacidade de movimentação de gás natural, (...)”

Além disso segundo o Artigo 45, a atividade de transporte passou a ser em regime de concessão. O Artigo 45 está transcrito a seguir.

Artigo 45. “Os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de liquefação e regaseificação, não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros.”

A Figura 24 ilustra a responsabilidade de fiscalização de cada parte da cadeia do Gás Natural sendo a ANP predominante. É importante ressaltar a divisão da parte de transporte

que ao alcançar o City Gate, a responsabilidade de fiscalização passa a ser Estadual. Porém, a ANP tem a responsabilidade de fiscalizar a qualidade dos combustíveis distribuídos.

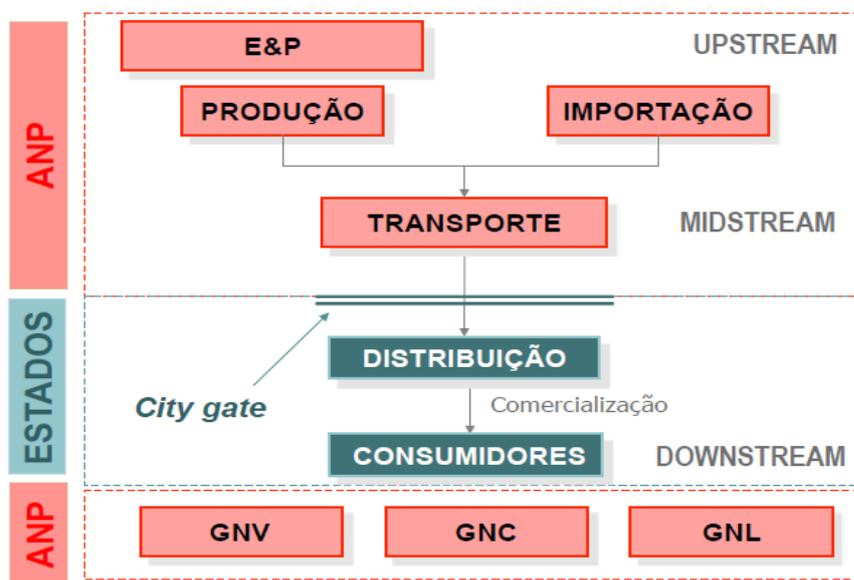


Figura 24: Reguladores da Cadeia do Gás Natural. Fonte: CAMARGO, 2012.

A atividade de transporte de gás natural é realizada utilizando dutos ou navios no caso do GNL. A Figura 25 apresenta a malha de dutos existentes e em construção no Brasil.

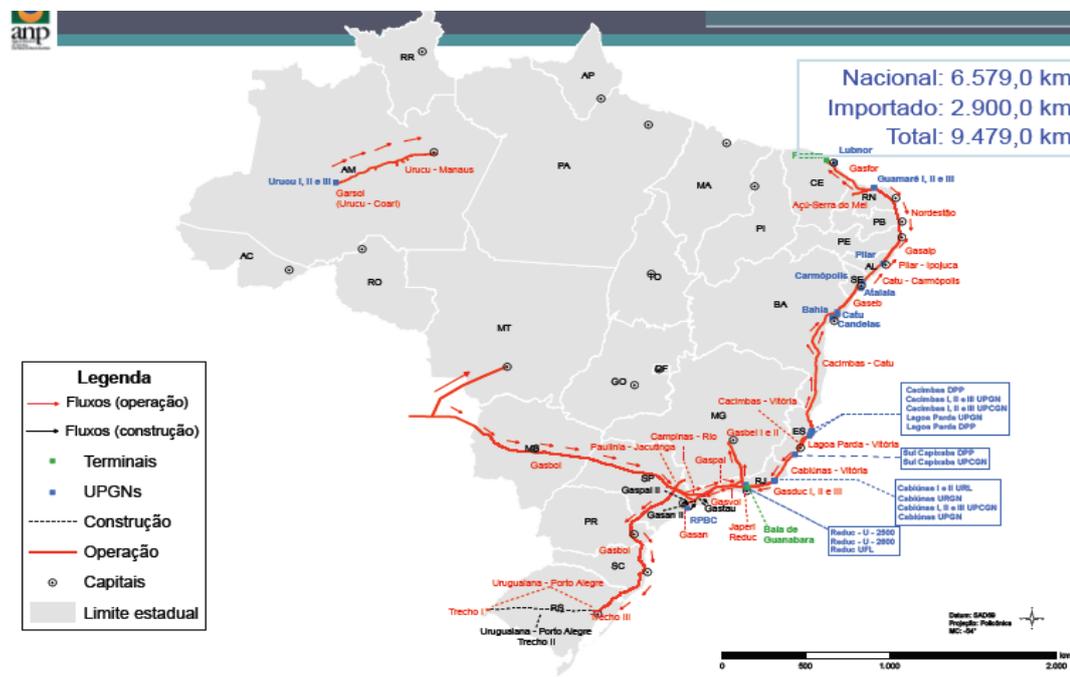


Figura 25: Malha de dutos de gás natural no Brasil. Fonte: ANP, 2012.

A atividade de transporte de gás natural é exercida por sociedade ou consórcio, cuja constituição seja regida pelas leis brasileiras, com sede e administração no País, por conta e risco do empreendedor. Para exercê-la obedece-se o Regime de outorga. De acordo com este Regime a concessão precedida de licitação para todos os gasodutos de transporte considerados de interesse geral. É concedida uma autorização para os dutos que envolvam acordos internacionais e interesse específico de um único usuário final. As concessões têm prazos de 30 anos, prorrogáveis uma vez por no máximo mais 30 anos. O mesmo ocorre no caso das autorizações. Ao término da concessão e autorização, os bens serão revertidos para a União.

Com relação ao livre acesso aos dutos, este é facultado a qualquer interessado na utilização dos dutos de transporte existentes ou a serem construídos. Porém, com exceção dos gasodutos de escoamento, instalações de tratamento e/ou processamento de gás natural e terminais de liquefação e regaseificação.

Existe um período máximo de exclusividade máxima que pode ser concedido. Este período é de 10 anos para os gasodutos existentes ou em licenciamento ambiental. Ademais, o período de exclusividade para novos gasodutos é fixado pelo MME após consulta à ANP.

Para exercer a atividade de transporte de gás natural, o transportador poderá explorar somente as atividades de transporte de petróleo, seus derivados e biocombustíveis, estocagem e construção e operação de terminais. E caso o mesmo agente realize as atividades de transporte e estocagem, existe a obrigação de separação contábil entre as atividades.

Ademais, a concessão é realizada através de chamada pública que é um procedimento, com garantia de acesso a todos os interessados, para contratação de capacidade de transporte em dutos existentes, a serem construídos ou ampliados. Ou seja, a outorga de autorização ou licitação para a concessão da atividade de transporte que contemple a construção ou a ampliação de gasodutos será precedida de chamada pública. A ANP, conforme diretrizes do MME, promoverá, direta ou indiretamente, o processo de chamada pública.

A Chamada Pública tem por objetivo identificar os potenciais carregadores e dimensionar a demanda efetiva. Esta será realizado para as seguintes situações:

- Acesso ao serviço de transporte firme, em capacidade disponível;

- Construção de novo gasoduto;
- Construção de duto que tenha iniciado processo de licenciamento ambiental, mas não tenha sido autorizado pela ANP até 05/03/09;
- Ampliação de gasoduto, autorizado ou concedido.

Vale ressaltar que para gasodutos propostos (construção e/ou ampliação do dutos) a EPE realizará os estudos e emitirá relatório sobre o requerimento feito ao MME.

No relatório da EPE deve-se considerar:

- A fundamentação dos estudos apresentados;
- A viabilidade técnica e econômica do empreendimento;
- A caracterização e análise socioambiental;
- O impacto do gasoduto na malha de transporte dutoviário;
- A conveniência da construção ou ampliação proposta.

A Figura 26 ilustra as etapas da Chamada Pública no caso de transporte de gás natural.

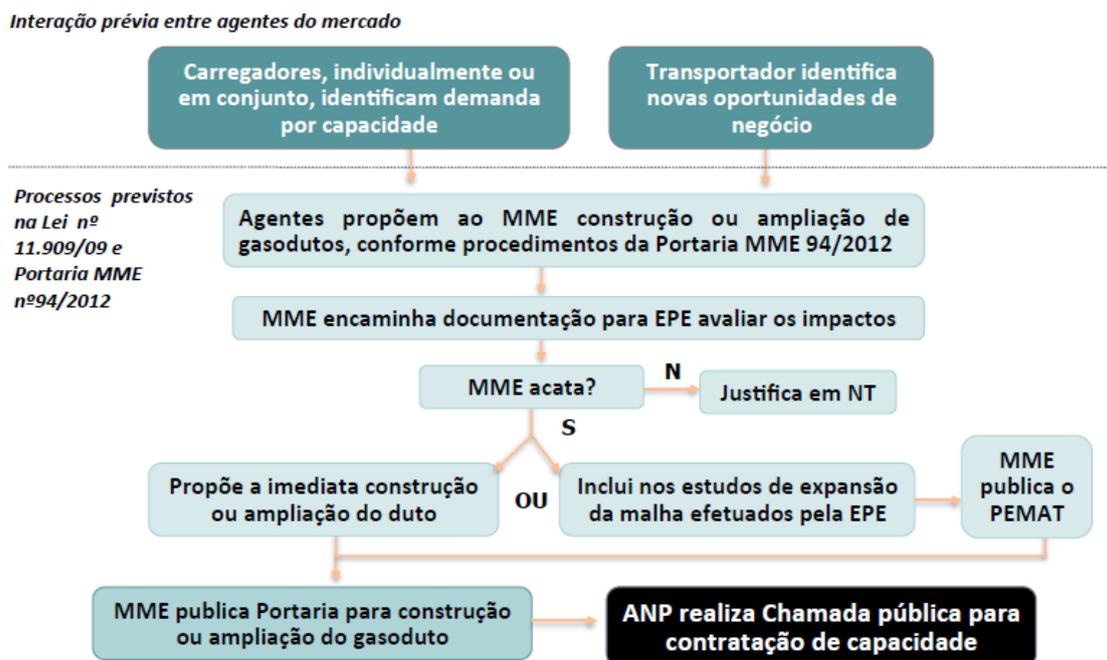


Figura 26: Etapas do processo de Chamada Pública. Fonte: CAMARGO, 2012.

Em relação à movimentação de gás natural, a ANP deverá monitorar as entradas e saídas de gás das redes de transporte, confrontando os volumes com os contratos vigentes; Manter informações de movimentação atualizadas para subsidiar o MME sobre necessidades de reforço ao sistema. A ANP deverá supervisionar a movimentação de gás natural e coordená-la em situações caracterizadas como de contingência. Em situações de contingência: Fornecimento de gás e serviço de transporte poderão ser suspensos (Art. 50). O Comitê de Contingenciamento definirá diretrizes para a coordenação da movimentação de gás e elaborará Plano de Contingência.

Além disso, caberá à ANP:

- Supervisionar os dados e informações dos centros de controle dos gasodutos de transporte;
- Monitorar as entradas e saídas de gás natural da malha, confrontando os volumes movimentados com os contratos de transporte vigentes;
- Dar publicidade às capacidades de movimentação existentes que não estejam sendo utilizadas e às modalidades possíveis para sua contratação;
- Estabelecer padrões para a Operação e Manutenção eficientes do sistema de transporte e estocagem de gás natural.

No que diz respeito à comercialização de gás natural, a ANP autorizará a comercialização de gás natural, dentro da esfera de competência da União, registrando os respectivos contratos.

Já em relação à importação e exportação, a atribuição de autorizar a importação de gás natural foi transferida para o MME. Segundo o artigo 36 da Lei Nº 11.909/09, a Lei do Gás, transcrito a seguir.

Artigo 36. “Qualquer empresa ou consórcio de empresas, desde que constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, poderão receber autorização do Ministério de Minas e Energia para exercer as atividades de importação e exportação de gás natural”.

Porém, é de responsabilidade da ANP a instrução do processo e análise do requerimento, por isso deve ser apresentado à ANP um relatório detalhado sobre as importações e exportações realizadas.

Na questão da estocagem de gás natural a ANP deve regular e fiscalizar a atividade, inclusive o acesso às instalações. Esta atividade ocorre em regime de concessão, precedida de licitação, na modalidade de concorrência. Tipos de reservatórios que podem ser utilizados para estocagem são, principalmente, reservatórios de hidrocarbonetos devolvidos à União e em formações geológicas não produtoras de hidrocarbonetos. No caso de instalações diferentes das previstas, a atividade ocorre em regime de autorização, outorgada pela ANP. A ANP promoverá a licitação para concessão da atividade, elaborando o edital e o contrato de concessão. O MME, fixará o período de exclusividade depois do parecer da ANP.

Além disso, em relação à estocagem de gás natural caberá à ANP:

- Gerir os contratos de concessão, celebrados pela própria ANP mediante delegação do MME,
- Avaliar o potencial para estocagem e definir, mediante delegação do MME, as formações geológicas para licitação
- Gerir o acervo de dados técnicos e de informações existentes sobre as bacias sedimentares brasileiras relativas à estocagem de gás natural
- Disponibilizar aos interessados, de forma onerosa, os dados geológicos relativos às áreas com potencial para estocagem de gás natural.

Algumas das novas atribuições da ANP incluem os itens a seguir.

- Fixar as tarifas de transporte para os gasodutos concedidos e aprovar as tarifas propostas pelo transportador para novos dutos autorizados
- Promover a licitação para a construção ou ampliação e operação dos dutos de transporte, elaborando o edital e o contrato de concessão
- Autorizar a atividade de transporte de gás natural, nos casos em que não se aplica o regime de concessão
- Declarar, mediante delegação do MME, a utilidade pública para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa

- Autorizar as atividades de refinação, liquefação, regaseificação, carregamento, processamento, tratamento, transporte, estocagem e acondicionamento de gás natural;
- Autorizar a comercialização do gás natural, dentro da esfera de competência da União, registrando os respectivos contratos;
- Homologar os contratos de transporte celebrados entre concessionários ou autorizados e carregadores;
- Promover a licitação para a concessão da construção ou ampliação e operação dos gasodutos de transporte, elaborando o edital e o contrato de concessão;
- Regular e fiscalizar o acesso à capacidade dos gasodutos;
- Estabelecer critérios para a aferição da capacidade dos gasodutos de transporte e de transferência;

Em março de 2009, o Congresso Federal aprovou a Lei 11.909 que tem o seu foco voltado para regular o transporte de gás natural. Esta Lei também apresenta as normas para as atividades relacionadas ao processamento de gás natural como tratamento, armazenamento, liquefação, reliquefação e comercialização (CÂMARA *et al.*, 2012).

Durante aproximadamente quarenta anos, as atividades do petróleo e do gás natural no País estiveram submetidas a um regime de monopólio, constitucionalmente assegurado, centrado nas mãos da União e exercido, com exclusividade, pela Petrobrás. A União, detentora do monopólio de tais atividades, o exercia de forma exclusiva através dos trabalhos desenvolvidos por essa empresa. Todavia, na década de noventa, mais precisamente em 1995, em face das exigências do mercado internacional e ao movimento das privatizações e desestatizações¹, tal realidade sofre alterações, pelo que foi admitida, com a Emenda Constitucional n.º. 09, a entrada de novos agentes no setor petrolífero brasileiro. A Petrobrás, desse modo, diante da chamada abertura de mercado, não mais atuaria com exclusividade. Dois anos após a inserção da Emenda Constitucional n.º 09/95 no ordenamento jurídico nacional, exatamente em 6 de agosto de 1997, foi publicada a Lei 9.478, mais conhecida como “Lei do Petróleo”. A “Lei do Petróleo” adveio para disciplinar a nova conjuntura da Política Energética Nacional, sendo responsável, ainda, pela instituição da ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – como ente regulador e fiscalizador das atividades do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis no País.

A Tabela 22 apresenta um resumo das principais diferenças entre a “Lei do Petróleo” de 1997 e a “Lei do Gás” de 2009.

Tabela 22: Diferenças entre a Lei do Petróleo e a Lei do Gás.

	Lei 9.478/97 ("Lei do Petróleo")	Lei 11.909/09 ("Lei do Gás")
Acesso	Negociado entre as partes	Regulado (definido na licitação)
Tarifas de Transporte	Negociada entre as partes	Estabelecida pela ANP
Estocagem	-	Concedida pela ANP
Importação	Autorizada pela ANP	Autorizada pelo MME
Comercialização	Livre	Autorizada pela ANP
Contingência	-	- ANP realizará a supervisão da movimentação de gás natural nas redes de transporte; - Comitê de Contingência coordenado pelo MME
Transporte de gás natural	Autorizado pela ANP - não haviam contratos firmados com o poder público, nem data de expiração da autorização	Concedido pela ANP - contratos de concessão de 30 anos firmados com a ANP
Qualidade do gás	Estabelecida pela ANP	Estabelecida pela ANP
Contratos de transporte entre transportadores e carregadores	ANP recebia os contratos depois de firmados	ANP aprovará os contratos previamente
Novos gasodutos	Propostos pelo agentes de mercado	Propostos pelo MME

Fonte: ANP, 2012.