



Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul

FACULDADE DE ENGENHARIA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS

**POTENCIAL BRASILEIRO PARA IMPLEMENTAÇÃO DE PROJETOS
DE ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CARBONO DA BIOMASSA
A PARTIR DE USINAS DE ALCOOL**

CLAUDIA XAVIER MACHADO
BACHAREL EM GEOGRAFIA
MESTRE EM GEOGRAFIA

**TESE PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE DOUTOR EM ENGENHARIA E
TECNOLOGIA DE MATERIAIS**

**Porto Alegre
Novembro, 2015**



Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul

FACULDADE DE ENGENHARIA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS

**POTENCIAL BRASILEIRO PARA IMPLEMENTAÇÃO DE PROJETOS
DE ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CARBONO DA BIOMASSA
A PARTIR DE USINAS DE ALCOL**

CLAUDIA XAVIER MACHADO

BACHAREL EM GEOGRAFIA

MESTRE EM GEOGRAFIA

ORIENTADOR: PROF. DR. JOÃO MARCELO MEDINA KETZER

Tese realizada no Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais (PGETEMA) da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia e Tecnologia de Materiais.

**Porto Alegre
Novembro, 2015**

AGRADECIMENTOS

Ao professor João Marcelo Ketzer, por ter me colocado em contato com o tema da minha pesquisa, me orientado, incentivado e, principalmente, por ter me “puxado de volta” nas vezes em que pensei em desistir.

À Hewlett-Packard Brasil, à CAPES e à comissão de bolsas CAPES no PGETEMA, pela concessão de bolsas de doutorado.

Aos membros da banca, professores Luiz Fernando Scheibe, Augusto Mussi Alvim e Rodrigo Sebastian Iglesias, por terem aceitado ler e contribuir com o meu trabalho.

À Claudia e à Viviane, da secretaria do Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, pela prestatividade e simpatia, sempre.

Ao Paulo Sérgio Rocha por ter se disponibilizado e fornecido informações a respeito de projetos da Petrobras e carodutos.

Ao amigo e ex-colega do CEPAC Anderson José Maraschin, pela ajuda na identificação de formações geológicas com potencial para reservatório, pelos artigos relacionados e pelo fornecimento frequente de tirinhas do Níquel Náusea.

Aos queridos – em ordem alfabética – Clarissa, Flávio, Gabi, Gesi, Maria, Mariana, Thaís e Vane pela torcida incansável e por me proporcionarem momentos inesquecíveis de descontração. Em especial à Lia, minha “uáife” e, praticamente, co-orientadora.

À minha família pelo apoio e incentivo e, principalmente minha mãe Rita e minha irmã Marcela, pelas leituras e contribuições à redação.

Ao meu melhor amigo e companheiro de vida, Pedro, pela longa e paciente espera e pela parceria. E ao Ian, meu filho, por existir.

O presente resultado foi alcançado em cooperação com a Hewlett-Packard Brasil Ltda. e com recursos provenientes da Lei de Informática (Lei nº 8.248, de 1991).



POTENCIAL BRASILEIRO PARA IMPLEMENTAÇÃO DE PROJETOS DE ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CARBONO DA BIOMASSA A PARTIR DE USINAS DE ÁLCOOL

CANDIDATA: CLAUDIA XAVIER MACHADO

Esta Tese de Doutorado foi julgada para obtenção do título de DOUTOR EM ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.



DR. JOÃO MARCELO DE MEDINA KETZER - ORIENTADOR

BANCA EXAMINADORA



DR. LUIZ FERNANDO SCHEIBE - DO PPGE - UFSC



DR. AUGUSTO MUSSI ALVIM - DO PPGE - PUCRS



DR. RODRIGO SEBASTIÁN IGLESIAS - DO PGETEMA/FENG - PUCRS

PUCRS

Campus Central
Av. Ipiranga, 6681 - Prédio 30 - Sala 103 - CEP: 90619-900
Telefone: (51) 3353.4059 - Fax: (51) 3320.3625
E-mail: engenharia.pg.materiais@puers.br
www.puers.br/feng

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	3
SUMÁRIO	6
LISTA DE FIGURAS	8
LISTA DE TABELAS	10
LISTA DE QUADROS	11
ABSTRACT	13
1. INTRODUÇÃO	14
2. OBJETIVO GERAL	17
2.1. Objetivos Específicos	17
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
3.1. Mudanças climáticas	18
3.2. Captura e armazenamento geológico de carbono (CCS)	23
3.2.1. Captura de CO₂	23
3.2.2. Transporte de CO₂	25
3.2.3. Armazenamento geológico de CO₂	27
3.2.3.1. Campos de Petróleo	29
3.2.3.2. Aquíferos salinos	31
3.2.3.3. Camadas de carvão	31
3.2.4. Capacidade de armazenamento	32
3.2.5. Custos do CCS	34
3.3. Armazenamento de carbono de biomassa	37
3.3.1. Biomassa e bioenergia	37
3.3.2. Balanço de carbono e emissão negativa	42
3.3.3. Projetos de BECCS	44
3.4. Sistema de informações geográficas (SIG) aplicado ao CCS	46

3.4.1. Metodologia de associação entre fontes e reservatórios geológicos	47
3.4.2. <i>Clustering</i>	48
3.5. CCS no Brasil	51
3.5.1. Associação fonte-reservatório	51
3.5.2. Emissões de CO ₂	52
3.5.3. Infraestrutura para transporte de CO ₂	54
3.5.4. Bacias sedimentares	56
3.5.5. Inventário de poços de petróleo existentes no Brasil.....	58
3.5.1. Marco regulatório	59
4. MATERIAIS E MÉTODOS	61
4.1. Revisão da literatura	61
4.2. Seleção de dados	62
4.3. Definição dos <i>clusters</i>	66
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES	70
5.1. Fontes emissoras de CO ₂ selecionadas.....	70
5.2. Poços selecionados	72
5.3. <i>Clusters</i>	73
5.3.1. <i>Cluster</i> Alagoas.....	74
5.3.2. <i>Cluster</i> Goiás	78
5.3.3. <i>Cluster</i> Paraná	79
6. CONCLUSÕES	82
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	84

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 3.1. REGISTROS DAS CONCENTRAÇÕES DOS PRINCIPAIS GASES DE EFEITO ESTUFA NO PERÍODO DE 1975 A 2015. FONTE: NOAA, 2014.....	18
FIGURA 3.3. ETAPAS DE UM PROJETO DE CCS. FONTE: BELLONA, 2008.....	22
FIGURA 3.4. SISTEMAS DE CAPTURA DE CO ₂ . FONTE: IPCC, 2005.....	23
FIGURA 3.5. DUTOS PARA TRANSPORTE DE CO ₂ NOS ESTADOS UNIDOS. FONTE: PARFOMAK & FOLGER, 2008.	27
FIGURA 3.6. PERFIL ESQUEMÁTICO DE UM POÇO DE INJEÇÃO DE CO ₂ MOSTRANDO A ROCHA-SELO SOBRE A ROCHA RESERVATÓRIO. FONTE: CLUBCO ₂ , 2011.	28
FIGURA 3.7. RESERVATÓRIOS GEOLÓGICOS PARA ARMAZENAMENTO DE CO ₂ . FONTE: KETZER, <i>ET AL.</i> , 2015.	29
FIGURA 3.8. PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DO MÉTODO MISCÍVEL NA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE ÓLEO COM INJEÇÃO DE CO ₂ . FONTE: GCCSI, 2014A.	30
FIGURA 3.9. CAPACIDADE PRÁTICA DE ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO POR REGIÃO E POR TIPO DE RESERVATÓRIO. FONTE: DOOLEY, 2013.....	34
FIGURA 3.10. PRODUÇÃO GLOBAL DE ETANOL POR PAÍS/REGIÃO E ANO. FONTE: LICHT, 2014.	39
FIGURA 3.12. BALANÇO DE CARBONO A PARTIR DE DIFERENTES FONTES DE ENERGIA. FONTE: GCCSI, 2010.	43
FIGURA 3.13. ESTÁGIOS DE DESENVOLVIMENTO DOS PROJETOS DE BECCS. FONTE: GCCSI, 2010.	44
FIGURA 3.14. EXEMPLO DE METODOLOGIA DE AGRUPAMENTO DE FONTES DE CO ₂ E RESERVATÓRIOS. FONTE: ROCKETT, 2010 <i>APUD</i> BREDERODE, 2008.....	48
FIGURA 3.15. <i>CLUSTERS</i> DE RESERVATÓRIOS E FONTES DE CO ₂ CONECTADOS A DUTOS NA EUROPA. FONTE: WILDENBORG <i>ET AL.</i> , 2009.....	49
FIGURA 3.16. <i>CLUSTERS</i> PROPOSTOS POR ROCKETT <i>ET AL.</i> , 2012. FONTE: ROCKETT <i>ET AL.</i> , 2012.	50

FIGURA 3.17. EMISSÕES DE CO ₂ POR SETOR DA INDÚSTRIA. FONTE: KETZER <i>ET AL.</i> , 2015).	53
.....	
FIGURA 3.18. CONCENTRAÇÃO DE FONTES EMISSORAS DE CO ₂ , CLASSIFICADAS POR SETOR DA INDÚSTRIA, NA REGIÃO SUDESTE. FONTE: KETZER <i>ET AL.</i> , 2015.	54
FIGURA 3.19. MATRIZ DO TRANSPORTE DE CARGAS BRASILEIRO. FONTE: KETZER <i>ET AL.</i> , 2015.	55
FIGURA 3.20. MALHA DUTOVIÁRIA BRASILEIRA E DETALHE DE DUTOS PARA TRANSPORTE DE CO ₂ NO BRASIL.	56
FIGURA 3.21. LOCALIZAÇÃO DAS BACIAS SEDIMENTARES BRASILEIRAS. FONTE: MILANI <i>ET AL.</i> , 2007.	57
FIGURA 3.22. DISTRIBUIÇÃO DOS POÇOS DE DESENVOLVIMENTO E DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO.	59
FIGURA 4.1. EXEMPLO DE VISUALIZAÇÃO DE UMA PARTE DO BANCO DE DADOS DE FONTES EMISSORAS DE CO ₂ DO PROJETO CARBMAP.	63
FIGURA 4.2. LOCALIZAÇÃO DAS BACIAS SEDIMENTARES <i>ONSHORE</i> E <i>OFFSHORE</i>	64
FIGURA 4.3. EXEMPLO DE VISUALIZAÇÃO DA TABELA DE ATRIBUTOS DA BASE DE DADOS DE POÇOS DA ANP.	65
FIGURA 4.4. ESQUEMA EXPLICATIVO DO MÉTODO DE CONSTRUÇÃO DO <i>CLUSTER</i>	68
FIGURA 5.1. VOLUME DE CO ₂ EMITIDO POR PLANTAS INDUSTRIAIS PRODUTORAS DE ETANOL.	71
.....	
FIGURA 5.2. LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS SELECIONADOS.	73
FIGURA 5.3. LOCALIZAÇÃO DOS <i>CLUSTERS</i> DE FONTES EMISSORAS E POÇOS PARA INJEÇÃO DE CO ₂	74
FIGURA 5.4. LOCALIZAÇÃO DO <i>CLUSTER</i> ALAGOAS.	75
FIGURA 5.5. LOCALIZAÇÃO DO CAMPO DE PILAR.	77
FIGURA 5.6. LOCALIZAÇÃO DO <i>CLUSTER</i> GOIÁS.	79
FIGURA 5.7. LOCALIZAÇÃO DO <i>CLUSTER</i> PARANÁ.	81

LISTA DE TABELAS

TABELA 3.1. CONCENTRAÇÃO DE CO ₂ NO GÁS DE EXAUSTÃO, POR TIPO DE INDÚSTRIA. FONTE: HOPPE, 2012.	25
TABELA 3.2. CUSTO TOTAL DE CAPTURA POR TONELADA DE CO ₂ , POR TIPO DE INDÚSTRIA. FONTE: HOPPE, 2012.	36
TABELA 5.1. UNIDADES PRODUTORAS DE ETANOL POR ESTADO E VOLUME DE EMISSÕES POR UNIDADE POR ANO.....	70
TABELA 5.2. POÇOS SELECIONADOS A PARTIR DA BASE DE DADOS DA ANP.	72

LISTA DE QUADROS

QUADRO 3.1. ESTIMATIVAS DE CAPACIDADE E POSSÍVEIS VANTAGENS E DESVANTAGENS DOS TIPOS DE RESERVATÓRIOS. FONTE: IPCC, 2005; HEYBERGER <i>ET AL.</i> , 2005.....	33
QUADRO 3.2. PANORAMA DE CUSTOS E DIRECIONADORES DE CUSTOS PARA CAPTURA, TRANSPORTE E ARMAZENAMENTO DE CO ₂ . FONTE: SENIOR <i>ET AL.</i> , 2005.....	35
QUADRO 3.3. CUSTO DE TRANSPORTE POR DUTO CONFORME A DISTÂNCIA. FONTE: KOORNNEEF <i>ET AL.</i> , 2011.	36
QUADRO 5.1. COMPARATIVO DE EMISSÕES DE CO ₂ DERIVADA DE COMBUSTÍVEL FÓSSIL E DE BIOMASSA ENTRE OS CLUSTERS E OS ESTADOS COM POLÍTICAS PARA REDUÇÃO DE GEES.	ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.

RESUMO

MACHADO, Claudia Xavier. **Potencial Brasileiro para Implementação de Projetos de Armazenamento Geológico de Carbono Renovável a Partir de Usinas de Etanol**. Porto Alegre. 2015. Tese. Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL.

A contribuição das emissões antropogênicas na intensificação do efeito estufa e consequentes alterações ambientais evidencia, mais uma vez, a necessidade de se encontrar medidas de mitigação para o problema. Neste contexto, as tecnologias de captura e armazenamento de carbono com bioenergia (BECCS, do inglês *Bioenergy with Carbon Capture and Geological Storage*) surgem como uma alternativa promissora para a redução das emissões. Projetos de BECCS se baseiam no conceito de gerar emissões negativas por meio da captura do CO₂ proveniente da queima ou processamento de biomassa, por exemplo, para produção de biocombustível, e posterior armazenamento em reservatório geológico. A aplicação de projetos deste tipo no Brasil é interessante devido a dois fatores: a) a significativa produção de etanol no país a partir de biomassa e b) a extensa ocorrência de bacias sedimentares com reservatórios potenciais para armazenamento. O presente estudo se propõe a determinar o potencial de redução das emissões brasileiras através do armazenamento geológico de dióxido de carbono resultante da produção de etanol. Para isso, foi aplicada a metodologia de associação fonte-reservatório (*source-sink matching*) utilizando um Sistema de Informações Geográficas (SIG) com dados georreferenciados de fontes emissoras estacionárias (plantas de etanol), redes/sistemas de transporte (dutos) e locais de armazenamento (poços e bacias sedimentares). Desta forma foi possível determinar áreas com potencial para implantação de projetos de BECCS e avaliá-las quanto ao potencial de emissões evitadas.

Palavras-Chaves: BECCS, armazenamento geológico, associação fontes-reservatórios, SIG.

ABSTRACT

MACHADO, Claudia Xavier. **Brazilian Potential for Renewable Carbon Geological Storage Projects from Ethanol Plants**. Porto Alegre. 2015. PhD Thesis. Graduation Program in Materials Engineering and Technology, PONTIFICAL CATHOLIC UNIVERSITY OF RIO GRANDE DO SUL.

The contribution of anthropogenic emissions to the intensification of the greenhouse effect and consequent environmental change shows, once again, the need to find mitigation measures to the problem. In this context, the technology of Bioenergy with Carbon Capture and Geological Storage (BECCS) has emerged as a promising alternative for reducing emissions. BECCS projects are based on the concept of generating negative emissions by capturing CO₂ from the biomass burning or processing, for example, for biofuel production, and storage in geological reservoirs. The implementation of such projects in Brazil is interesting due to two factors: a) the significant production of ethanol from biomass and b) the occurrence of extensive sedimentary basins with potential reservoirs for storage. This study aims to determine the potential to reduce Brazilian emissions through geological storage of carbon dioxide resulting from ethanol production. Thus, the source-sink matching methodology was applied using a Geographic Information System (GIS) with georeferenced data from stationary emission sources (ethanol plants), transport networks (pipelines) and storage sites (wells and sedimentary basins). In this way, it was possible to determine areas (clusters) with potential for deployment of BECCS projects, evaluating them in terms of volume of CO₂ emissions (CO₂ avoided potential).

Key words: BECCS, geological storage, source-sink matching, GIS.

1. INTRODUÇÃO

A recente divulgação por parte do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) da incontestável contribuição das emissões antropogênicas na intensificação do efeito estufa e alterações ambientais evidencia, mais uma vez, a necessidade de se encontrar medidas de mitigação para o problema (IPCC, 2013). A modalidade de armazenamento geológico de carbono renovável surge como uma alternativa promissora para estas medidas (IEA, 2011).

Estudos prévios mostraram o grande potencial de CCS no Brasil em relação à capacidade de armazenamento (aproximadamente 2000 Gt de CO₂) e disponibilidade de CO₂ de fontes estacionárias (Beck *et al.*, 2011; Iglesias *et al.*, 2014; Ketzer *et al.*, 2007; Machado *et al.*, 2009; Machado *et al.*, 2010; Machado *et al.*, 2013; Rockett *et al.* 2010a; Rockett *et al.* 2010b; Rockett *et al.* 2011a; Rockett *et al.* 2011b; Rockett *et al.* 2012; Ketzer *et al.*, 2015). Em sua pesquisa, Vaz (2009) realizou uma análise do potencial técnico do sequestro geológico de CO₂ no setor de petróleo, abrangendo refinarias e campos de exploração de petróleo e gás. Com foco na Bacia de Campos, Rockett (2010) elaborou uma análise econômica por meio da associação entre fontes emissoras de CO₂ e reservatórios potenciais para armazenamento geológico. Em Hoppe (2012) encontra-se uma modelagem técnica e econômica que abarca os três tipos de reservatórios geológicos considerados adequados para armazenamento – campos de petróleo, camadas de carvão e aquíferos salinos –, e associa-os a distintas fontes estacionárias emissoras de CO₂.

No Brasil, estudos da geoquímica do CO₂ e sua interação com as rochas reservatório e o selo respectivo (Bressan, 2009; Ketzer *et al.*, 2009; Lima, 2010; Schutz, 2010; Bressan, 2014) e do potencial de produção de gás natural a partir do

armazenamento do dióxido de carbono (Santarosa, 2012) contribuíram para a compreensão do comportamento do CO₂ injetado em reservatórios geológicos.

Com base nos trabalhos citados percebe-se que o potencial de associação fonte-reservatório no Brasil é um incentivo para pesquisas que possam, futuramente, subsidiar o planejamento e implementação desta tecnologia.

A tecnologia de captura e armazenamento de carbono com bioenergia – BECCS do inglês *Bioenergy with Carbon Capture and Geological Storage* – se baseia no conceito de gerar emissões negativas por meio da captura do CO₂ proveniente da queima ou processamento de biomassa, por exemplo, para produção de biocombustível, e posterior armazenamento em reservatório geológico.

A vantagem desta tecnologia em relação a projetos convencionais de captura e armazenamento de carbono (CCS) – nos quais o CO₂ capturado é resultado, por exemplo, da queima de combustível fóssil – está no fato de que, ao invés de uma neutralização de emissões, pode ocorrer um processo que resulta em emissões negativas. Isto se dá porque durante seu crescimento e desenvolvimento, a planta absorve carbono da atmosfera. Quando é queimado, o combustível derivado da biomassa devolve o carbono para a atmosfera resultando em uma emissão neutra de dióxido de carbono. Assim sendo, ao armazenar em meio geológico o CO₂ proveniente da biomassa, ou carbono renovável, obtém-se a emissão negativa (GCCSI, 2010; Gough & Upham, 2010).

A possível aplicação de projetos de BECCS no Brasil pode representar uma perspectiva viável, devido a dois fatores: a) a significativa produção de etanol a partir de biomassa, a segunda maior do mundo, superada apenas pela dos Estados Unidos (Licht, 2014); e b) a extensa ocorrência de bacias sedimentares com reservatórios potenciais para armazenamento. Embora a escassez de dados atualizados de emissões represente um obstáculo na realização de estudos que retratem com fidelidade o cenário atual, as informações disponíveis permitem realizar diagnósticos em escala de bacia indicando áreas potenciais para a atividade.

Bradshaw & Dance (2005) sugerem que o acesso a informações que apontem quais desafios potenciais podem se apresentar na associação fonte-reservatório de uma região pode representar um componente crucial para a adoção da tecnologia de CCS em larga escala.

O presente estudo se propõe a avaliar o potencial de redução das emissões brasileiras através da tecnologia de armazenamento geológico de dióxido de carbono resultante da produção de etanol. Para tanto, dados georreferenciados relativos às etapas da cadeia do CCS – fontes emissoras estacionárias, transporte e armazenamento – foram reunidos e avaliados quanto à sua correlação espacial – metodologia de *source-sink matching*¹, em português, associação fonte-reservatório –, utilizando um Sistema de Informações Geográficas (SIG). Desta forma, foi possível, desta forma, individualizar áreas com maior potencial para implantação de projetos de BECCS (*clusters* de injeção), avaliando-as quanto ao volume de emissão de CO₂, distância entre fonte e poço, potencial de prospectividade da bacia sedimentar, possibilidade de recuperação avançada, etc.

Este estudo pretende contribuir com a pesquisa e planejamento de projetos de CCS com bioenergia no Brasil, destacando seu potencial para efetiva redução de emissões de gases de efeito estufa em comparação ao CCS sem bioenergia.

¹ Metodologia baseada na relação entre fontes emissoras e sumidouros de CO₂ (no caso, reservatórios geológicos) conforme seu grau de relacionamento geográfico, técnico e econômico (Bradshaw & Dance, 2005).

2. OBJETIVO GERAL

Avaliar o potencial brasileiro de redução de emissões de CO₂ derivadas de usinas de produção de etanol por meio da captura e armazenamento de carbono com bioenergia (BECCS) a partir de cenários (*clusters*) de associação entre fontes emissoras e reservatórios geológicos.

2.1. Objetivos Específicos

- i. Construir um sistema de informações geográficas com base em dados disponíveis de poços perfurados, dutos, fontes emissoras de CO₂ do setor de produção de etanol e bacias sedimentares existentes no território brasileiro;
- ii. Identificar e delimitar áreas com potencial para projetos de armazenamento geológico de carbono de biomassa (*clusters*);
- iii. Estimar o potencial de cada *cluster* para redução das emissões de dióxido de carbono derivadas da produção de etanol;
- iv. Elaborar um comparativo entre os *clusters* propostos.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1. Mudanças climáticas

A concentração de CO₂ na atmosfera tem oscilado, nos últimos 800 mil anos, entre 180 ppm, em períodos glaciais, e 280 ppm, em períodos interglaciais. A intensificação das emissões de gases de efeito estufa (GEEs)¹ desde a Revolução Industrial (i.e. a partir do século XVIII) pelo uso intensivo de combustíveis fósseis, e especialmente nas últimas décadas, vem sendo associada a perturbações observadas no clima do planeta (Figura 3.1) (Watson *et al.*, 2005).

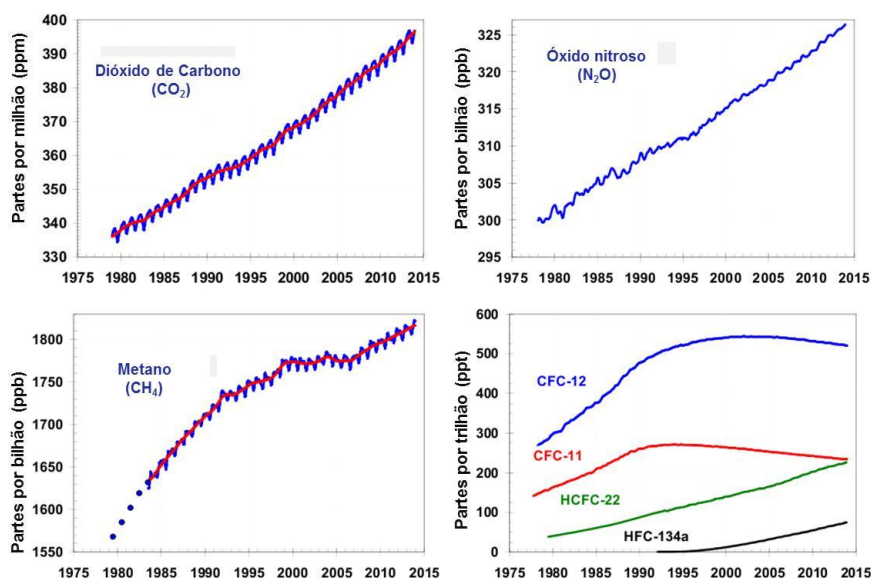


Figura 3.1. Registros das concentrações dos principais gases de efeito estufa no período de 1975 a 2015. Fonte: NOAA, 2014.

¹ Os principais gases de efeito estufa com contribuição significativa ao clima da Terra são: vapor d'água (H₂O), dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O) e clorofluorcarbonetos (CFCs).

O aumento da temperatura média global, a redução da massa de gelo e a consequente elevação do nível do mar, e alterações no regime de chuvas são algumas das diversas evidências já observadas e relacionadas ao aumento da concentração dos GEEs na atmosfera, em especial, do dióxido de carbono (Baumert *et al.*, 2005; IPCC, 2014; NOAA; 2014).

Em 1976 a Organização Meteorológica Mundial (WMO, do inglês *World Meteorology Organization*) emitiu o primeiro comunicado oficial sobre “acumulação de dióxido de carbono na atmosfera e potenciais impactos no clima” (WMO, 2008). Em 1988, a WMO e o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) criaram o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC, do inglês *Intergovernmental Panel on Climate Change*). A organização, hoje formada por cientistas de 195 países, nasceu com a responsabilidade de avaliar dados científicos relacionados aos vários componentes envolvidos nas mudanças climáticas, estimar as consequências destas para a economia e o meio ambiente e formular estratégias realistas para gerenciar a questão. As avaliações dos pesquisadores do resultaram em uma série de relatórios publicados em 1990, 1995, 2001, 2007 e 2014.

No 5º relatório de avaliação do IPCC, publicado em 2014, o grupo de trabalho descreveu como “inequívoca” a contribuição antropogênica para intensificação do efeito estufa (IPCC, 2013) e destacou, mais uma vez, a importância de se adotar medidas de mitigação e adaptação em concordância com o objetivo traçado em 1992 pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (UNFCCC, do inglês *United Nations Framework Convention on Climate Change*) que previa a

“estabilização das concentrações de gases de efeito estufa na atmosfera a um nível que evite uma interferência antropogênica perigosa com o sistema climático. Dentro de um prazo suficiente que permita aos ecossistemas se adaptarem, para garantir que a produção de alimentos não seja ameaçada e que permita ao desenvolvimento econômico prosseguir de forma sustentável (UNFCCC, 1992; p. 9)”

Após o acordo aprovado em 1992, outras edições da Conferência das Partes (COP) ocorreram resultando em marcos importantes em termos de redução de emissões, como o Protocolo de Quioto e o Acordo de Cancun. O Protocolo de Quioto foi assinado em 1997 por representantes de países incluídos no Anexo I¹ que, juntos, respondiam por 55% das emissões globais de 1990. O tratado previa a redução de aproximadamente 5% das emissões no período de 2008-2012. No Acordo de Cancun, firmado em 2010, as Partes se comprometeram a reduzir emissões de gases de efeito estufa a fim de limitar o aumento da temperatura média global em 2 °C acima dos níveis pré-industriais (~1800) e reconheceram a necessidade de considerar um fortalecimento desta meta, limitando as emissões de modo que o aumento da temperatura não ultrapasse 1,5 °C (UNFCCC, 1997; UNFCCC, 2011; UNFCCC, 2015).

Para atingir a meta dos 2 °C previstos no Acordo de Cancun, segundo Baumert *et al.* (2005), as emissões teriam que alcançar seu pico em 2015 e, subsequentemente, baixar 40 a 45% até 2050 (comparado com os níveis de 1990), o que representaria um grande desafio, segundo os autores, considerando as projeções para dois importantes condicionantes das emissões: o crescimento populacional e o econômico. Em 2015, o Departamento das Nações Unidas para Assuntos Econômicos e Sociais emitiu um relatório no qual projeta, para 2100 um aumento da população mundial em torno de 50% (UN-DESA, 2015). Leimbach *et al.* (2015) estimaram um crescimento anual do Produto Interno Bruto mundial variando entre 1 e 2.8% entre 2010 e 2100. Compensar esse crescimento exigiria uma redução drástica nas emissões, requerendo mudanças substanciais no uso de energia, inovações tecnológicas, avanços em eficiência, conservação e fontes de energia alternativa.

¹ Países que assumiram compromissos de reduzir emissões de GEEs. Os países “*não-Anexo I*” (países em desenvolvimento) são aqueles que não tinham compromisso de assumir metas obrigatórias de redução de emissão, apesar de alguns adotarem ações voluntárias nesse sentido (UNFCCC, 2015).

Dentre as centenas de cenários de mitigação de emissões, o IPCC (2014) concluiu com alta confiança¹ que aqueles cujas concentrações de CO₂e² na atmosfera variam entre 430 até 480 ppm até 2100, e são associados a picos de concentração abaixo de 530 ppm, representam uma chance provável³ de manter a temperatura média global abaixo de 2 °C. Permanecer neste patamar só seria possível caso fossem adotadas medidas alternativas que reduzissem as emissões globais.

Entre as alternativas que poderiam cumprir este papel, encontram-se a substituição de combustível fóssil por fontes energia de baixo carbono – energia eólica, solar e hidroelétrica, biomassa, entre outras –; redução no uso de veículos e aumento da eficiência dos mesmos; adoção de padrão de consumo sustentável; redução nos desmatamentos; restauração de matas nativas; promoção de agricultura sustentável; e armazenamento geológico de carbono derivado de combustível fóssil e de biomassa (Cook, 2005; Gouvello, 2010; IEA, 2011; Pacala & Socolow, 2004; United Nations Affairs, 2007).

Embora a canalização de recursos para projetos de captura e armazenamento possa implicar em redução de incentivo à adoção de energias renováveis, incluir o CCS no portfólio de medidas de mitigação dos gases de efeito estufa seria uma estratégia chave, considerando a abundância e fácil acesso a combustíveis fósseis e o fato de que a adoção desta tecnologia possibilitaria uma profunda redução (80% ou mais) dos seus efeitos na atmosfera (Cook, 2005; Gough & Upham 2010; IPCC, 2005; Romeiro-Conturbia , 2014; Sims, 2004).

¹ “Alta confiança” (*high confidence*) equivale a uma chance de 8 em 10 de estar correta (IPCC, 2014).

² CO₂e, ou dióxido de carbono equivalente: unidade métrica que converte o potencial de aquecimento global de GEEs. A tonelada de emissões de CO₂ é multiplicada pelo potencial de aquecimento de outros gases. O potencial de aquecimento do óxido nítrico é 310 vezes maior que a do CO₂, portanto o CO₂ equivalente do metano é igual a 310 (MMA, 2015)

³ Conforme a terminologia do IPCC um resultado classificado como “provável” (*likely*) tem uma probabilidade superior a 66% de ocorrer.

O armazenamento geológico de carbono envolve uma combinação de tecnologias, também chamada de “cadeia do CCS” (Jakobsen *et al.*, 2008; Neele *et al.*, 2009), cujo objetivo é evitar a emissão de GEEs para a atmosfera (Figura 3.3).

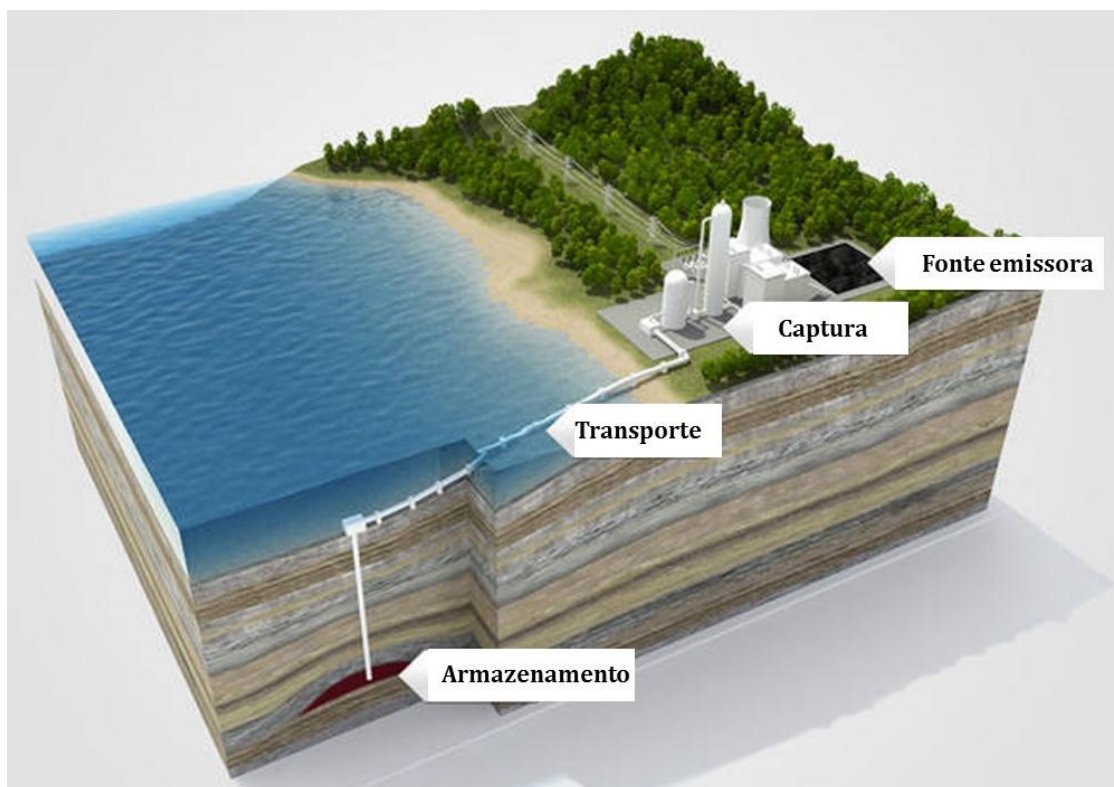


Figura 3.2. Etapas de um projeto de CCS. Fonte: Bellona, 2008.

A cadeia do CCS consiste em três processos principais:

- Captura e separação do CO₂ presente nas correntes gasosas de fontes emissoras estacionárias.
- Transporte do CO₂ até o local de armazenamento, quando necessário;
- Injeção no reservatório geológico previamente selecionado para armazenamento (Benson & Berkeley, 2005).

3.2. Captura e armazenamento geológico de carbono (CCS)

3.2.1. Captura de CO₂

Esta etapa consiste em capturar e separar o dióxido de carbono de outros componentes presentes nas correntes de gás geradas em fontes emissoras estacionárias – plantas de energia movidas a carvão, óleo, gás natural, biocombustíveis e biomassa, siderúrgicas, cimenteiras, plantas de amônia, etc. — de forma que atinja uma concentração superior a 90%, pré-requisito para o armazenamento geológico. São diversas tecnologias disponíveis e a escolha da mais adequada depende das características da fonte emissora e da viabilidade econômica (ver custos no item 3.2.4) (Bressan, 2014; Figueroa *et al.*, 2008; Licks, 2008; Ketzer *et al.*, 2012; Möllersten, *et al.*, 2003; Yang *et al.*, 2008).

Existem três processos básicos para a captura do CO₂: pós-combustão, pré-combustão e oxicomustão (Figura 3.3).

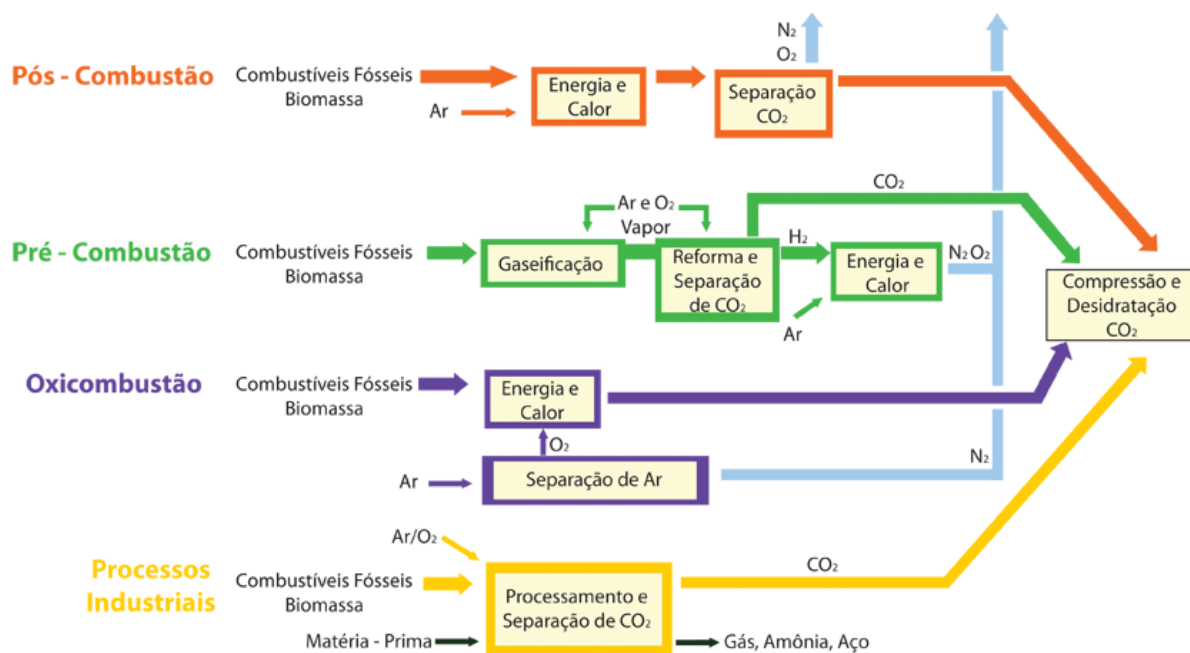


Figura 3.3. Sistemas de captura de CO₂. Fonte: IPCC, 2005.

Na pós-combustão, o CO₂ é separado da mistura de gases (N₂, O₂, H₂O, NO_x e SO_x) gerada pela queima de combustível fóssil ou biomassa com o ar. As técnicas de separação existentes são absorção por sorvente químico, separação por

membranas, adsorção em sólidos e separação criogênica, sendo a primeira a mais largamente utilizada (IEA, 2008; Figueroa *et al.*, 2008; Yang *et al.*, 2008).

Na pré-combustão, o combustível fóssil é convertido em uma mistura de CO e H₂ (gás de síntese), que é então utilizado para geração de energia. O CO é convertido em CO₂ e separado utilizando uma técnica similar à da pós-combustão e o H₂ (e algum CO) é utilizado como combustível livre de carbono (IEA, 2008; Figueroa *et al.*, 2008; Yang *et al.*, 2008; Ketzer *et al.*, 2012).

Na oxicomcombustão, a queima é feita com oxigênio puro ao invés de ar, o que resulta em um gás de combustão composto essencialmente de CO₂ e vapor d'água, que são, posteriormente, separados (CCP, 2014, Figueroa *et al.*, 2008; Yang *et al.*, 2008).

Alguns processos industriais, como produção de amônia, fabricação de cimento, síntese de etanol, produção de hidrogênio, produção de ferro e aço, e plantas de processamento de gás natural, geram um efluente gasoso com alta concentração de CO₂ (atingindo até 100% de pureza), o que possibilita a captura e separação direta, a um custo inferior (IEA, 2008; IEAGHG, 2011).

Os sistemas de captura por pós-combustão e pré-combustão, aplicam-se, por exemplo, a plantas de geração de energia. A Tabela 3.1 apresenta concentrações de CO₂ típicas de fontes estacionárias de grande porte.

Tabela 3.1. Concentração de CO₂ no gás de exaustão, por tipo de indústria. Fonte: Hoppe, 2012.

Setor	Concentração de CO₂ (% vol.)
Amônia	100
Cimenteira	20
Etanol	100
Etileno	12
Óxido de Etileno	100
Refinaria	3-13
Siderurgia	15
Termelétrica a Carvão	12 - 15
Termelétrica a Gás Natural	3 - 8
Termelétrica a Óleo	3 - 8

3.2.2. Transporte de CO₂

Uma vez capturado e separado, o dióxido de carbono é comprimido e transportado até seu local de injeção. Os meios de transporte possíveis são dutos, navios, caminhões-tanque ou trens (IPCC, 2005).

Por ser uma tecnologia considerada “madura” – dutos para transporte de CO₂ são muito similares aos empregados no transporte de gás natural (IEA, 2008) – o duto é o meio mais utilizado, principalmente por permitir o transporte de grandes volumes de fluidos por longas distâncias, e poder ser instalado em, praticamente, qualquer tipo de ambiente (Holloway, 2001).

Os custos envolvidos na instalação de um duto são influenciados por fatores como o local de instalação (*onshore/offshore*), o material utilizado, a topografia do terreno, a densidade populacional da área, o tamanho do duto, a quantidade de estações de recompressão, o volume de gás transportado, licenças ambientais, etc. (Zhang, *et al.*, 2008). Conforme IPCC (2005) e Bonijoly *et al.* (2009), os valores

típicos considerados para transportar uma tonelada CO₂ a uma distância 250 km podem variar de 1 e 8 US\$.

Duas alternativas que podem reduzir drasticamente o custo e o tempo de instalação e fazer a diferença entre o sucesso e o fracasso de um projeto CCS, são: a conversão de dutos (na maior parte dos casos a conversão para CO₂ envolve apenas uma inversão de fluxo); e utilização de corredores de dutos existentes, de modo a tirar proveito dos direitos de passagem estabelecidos (Ecofys, 2010; Element Energy, 2010; Noothout *et al.*, 2014; Parfomak & Folger, 2008).

Um exemplo de conversão de duto ocorreu no campo de Tinsley, localizado no Estado do Mississippi, e operado pela *Denbury Resources* (empresa canadense do ramo de óleo e gás). Conforme consta no relatório anual de 2007 da empresa, um duto que, naquele ano, operou transportando gás natural foi convertido para transportar CO₂ (*Denbury Resources*, 2007).

Levantamentos sobre o potencial de projetos de CCS consideraram distâncias entre 250 a 300 km como referência do limite máximo de viabilidade econômica para o transporte do CO₂, embora existam dutos transportando dióxido de carbono por distâncias mais longas¹ (ACCSDC, 2009; Bradshaw *et al.*, 2011; Machado *et al.*, 2009; Machado *et al.*, 2010; Rockett *et al.*, 2010a, Rockett *et al.*, 2010b).

Conforme Parfomak & Folger (2008), o primeiro duto de dióxido de carbono começou a operar nos Estados Unidos, em 1972, no campo Kelly-Snyder (projeto SACROC), no Texas, EUA. Atualmente, a extensão total de dutos para transporte de dióxido de carbono naquele país é de aproximadamente 5.800 km (Sweatman *et al.*, 2009) (Figura 3.4).

¹ O relatório da ACCSDC menciona um duto de 800 km que transporta CO₂ entre os estados do Colorado e Texas, desde a década de 1980, para uso em recuperação terciária de petróleo.

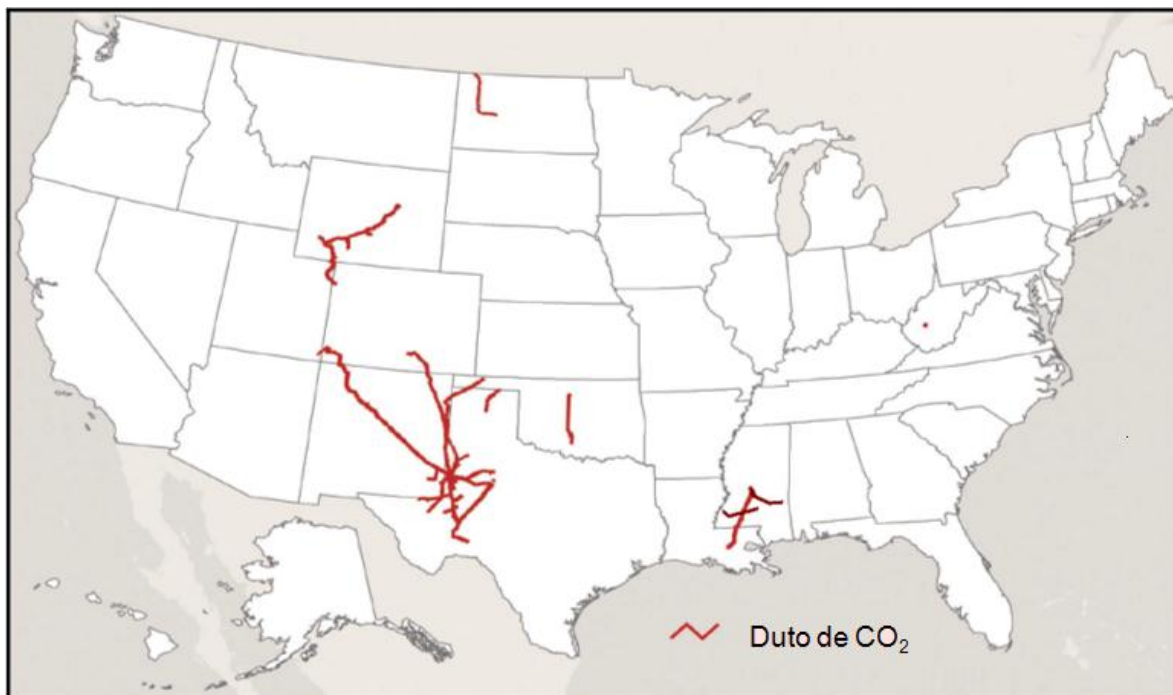


Figura 3.4. Dutos para transporte de CO₂ nos Estados Unidos. Fonte: Parfomak & Folger, 2008.

No norte do país existe o duto do Projeto Weyburn-Midale que opera desde 2000, transportando CO₂ por 329 km, da Dakota do Norte, EUA, até os campos de petróleo de Weyburn, na província de Saskatchewan, no Canadá (Perry & Eliason, 2004). Noothout *et al.*, 2014 registram a existência de mais de 80 carbodutos no mundo, sendo a maior parte nos Estados Unidos e Europa.

3.2.3. Armazenamento geológico de CO₂

Após as etapas de captura e transporte, o dióxido de carbono deve ser injetado em um reservatório geológico. Para isso, deverão ser considerados fatores como: a porosidade e permeabilidade da rocha – características normalmente encontradas nas rochas sedimentares que, normalmente, já são reservatórios naturais de fluidos, como óleo, gás, água, CO₂ ou H₂S (Bachu & Adams, 2003; Holloway, 2001; Ketzer *et al.*, 2012; Thomas, 2001; Van der Meer, 2005). A fim de evitar a migração ou retorno do CO₂ para a superfície é necessária também a

presença de uma rocha impermeável (rocha-selo) sobrepondo-se à rocha-reservatório (Figura 3.5).

A rocha-reservatório deve estar preferencialmente a uma profundidade superior a 800 m, pois é a partir desta profundidade que ocorrem as condições de temperatura e pressão para que o dióxido de carbono atinja o estado supercrítico, tornando-se mais denso e, conseqüentemente, ocupando menor volume. Em condições de superfície, uma tonelada de CO₂ ocupa 509 m³. A mil metros de profundidade a mesma quantidade do gás ocupa apenas 1,39 m³. A partir de 1500 m a densidade e o volume se tornam praticamente constantes (Bonijoly *et al.*, 2009; Cook, 2012; Heyberger *et al.*, 2005; IEA, 2008; IPCC, 2005; Steeneveldt *et al.*, 2003).

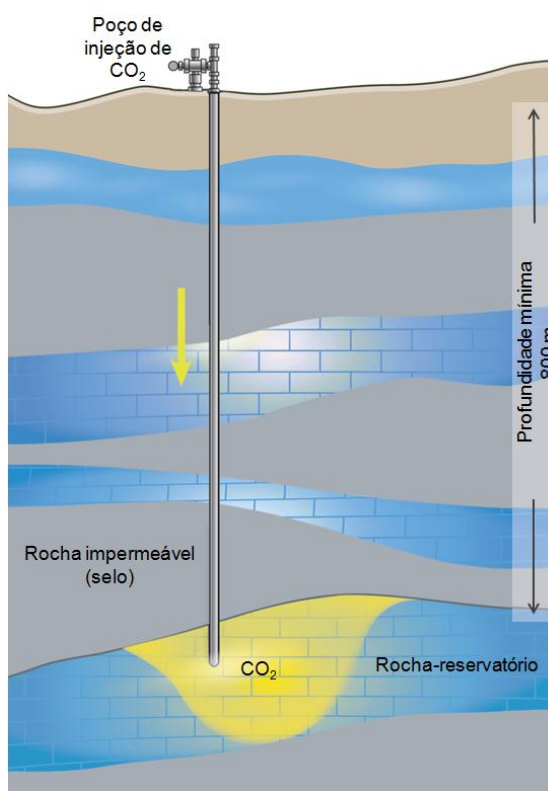


Figura 3.5. Perfil esquemático de um poço de injeção de CO₂ mostrando a rocha-selo sobre a rocha reservatório. Fonte: ClubCO₂, 2011.

Os alvos geológicos considerados mais adequados para armazenamento de carbono são: campos de óleo e gás, aquíferos salinos e camadas de carvão não-

mineráveis (Benson & Berkeley, 2005; Bradshaw & Dance, 2005; Cook, 2012; Ketzer *et al.*, 2012) (Figura 3.6).

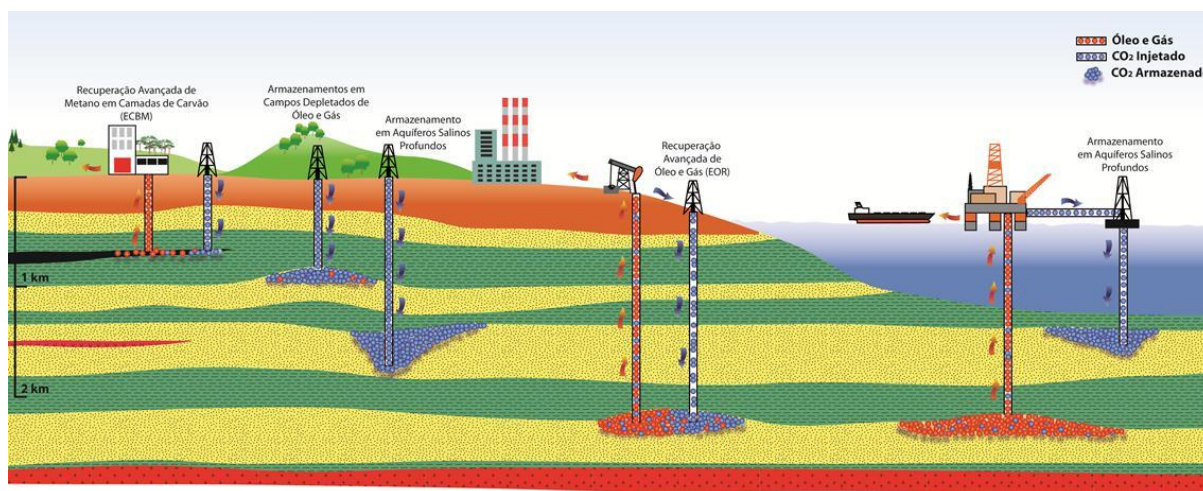


Figura 3.6. Reservatórios geológicos para armazenamento de CO₂. Fonte: Ketzer, *et al.*, 2015.

3.2.3.1. Campos de Petróleo

Os campos de petróleo são mais comumente utilizados para armazenamento de CO₂, por sua comprovada eficiência na retenção de fluidos, tendo armazenado hidrocarbonetos por milhões de anos, por serem amplamente conhecidos pela indústria do petróleo, pela existência de infraestrutura, como poços, dutos, e pela maior aceitação pública (IEA, 2008).

Além disso, a injeção de CO₂ em campos de petróleo é realizada desde a década de 1970, como uma forma de recuperar o óleo residual – recuperação avançada ou terciária de petróleo (EOR, do inglês *enhanced oil recovery*) – que fica retido no reservatório após a etapa de produção convencional ou recuperação secundária (comumente 40% do volume original do reservatório) (Cook, 2012; Gozalpour *et al.*, 2005; Ketzer *et al.*, 2012; Thomas, 2001).

Dependendo da temperatura e pressão de injeção e da composição do óleo, o CO₂, ao ser injetado, pode se misturar ao óleo retido, reduzindo sua viscosidade e facilitando a recuperação (método miscível – Figura 3.7) ou, pode apenas favorecer

o deslocamento físico do óleo, sem mistura entre os fluidos (método imiscível) (Schutz, 2010; Solomon *et al.*, 2008).



Figura 3.7. Princípio de funcionamento do método miscível na recuperação avançada de óleo com injeção de CO₂. Fonte: GCCSI, 2014a.

Conforme o banco de dados do *Global CCS Institute* (GCCSI), existem 59 projetos de EOR catalogados no mundo, sendo apenas 9 em operação. Destes, sete estão instalados nos Estados Unidos, um no Canadá, e um no Brasil, no campo de Lula, em operação desde 2013 (GCCSI, 2014b). Ainda no Brasil, é importante mencionar os projetos da PETROBRAS de Miranga, Buracica e Rio Pojuca para injeção de CO₂ e recuperação avançada de óleo na Bacia do Recôncavo, na Bahia. (Beck *et al.*, 2011; Hatimondi *et al.*, 2011). Conforme a Gerência Executiva de Comunicação Institucional da PETROBRAS, os projetos dos campos de Miranga, Buracica estão, atualmente, suspensos aguardando condições técnico-econômicas mais favoráveis. Já o projeto de Rio Pojuca, tratou-se de um projeto piloto que não apresentou viabilidade para extensão a todo o campo sendo, portanto, encerrado (Ouvidora-Geral da Petrobras, 2015).

3.2.3.2. *Aquíferos salinos*

Aquíferos salinos, assim como os campos de óleo e gás, ocorrem em bacias sedimentares, e são capazes de conter fluidos, neste caso, água salina, conseqüentemente, imprópria para consumo humano (Cool & Benson, 2005). Ketzer *et al.* (2012) sugerem que os aquíferos com potencial para armazenamento de CO₂ devem ter salinidade mínima superior a 35.000 mg/L, embora a Agência de Proteção Ambiental (EPA, do inglês *Environmental Protection Agency*) do Estados Unidos considere suficiente a salinidade superior a 10.000 mg/L (Smit *et al.*, 2014; NETL, 2012).

Formações salinas são consideradas reservatórios com grande potencial por não apresentarem limitações quanto à sua finitude e inviabilidade de instalação de infraestrutura em campos muito distantes, ao contrário de projetos de EOR (IEA (2008). Entretanto, não propicia retorno econômico, como ocorre com os demais tipos de reservatórios – exceto nos casos em que a emissão do dióxido de carbono é taxada, como na Noruega.

Em 1991 o governo norueguês instituiu uma taxa de US\$ 50 (corrigida para US\$ 70 em 2013) por tonelada de dióxido de carbono emitido, que incidiria no setor de produção de petróleo *offshore*. Em 1996, a empresa Statoil (companhia norueguesa de petróleo) iniciou o projeto Sleipner, com o objetivo de evitar esta taxação injetando aprox. 1 Mt de CO₂/ano na formação Utsira (aquífero salino) a 1000 metros de profundidade (Bentham & Kirby, 2005; Steeneveldt, 2006; Torp & Gale, 2004; van Alphen *et al.*, 2009).

3.2.3.3. *Camadas de carvão*

Camadas de carvão não-mineráveis são aquelas cuja grande profundidade e/ou baixa espessura inviabilizam a exploração comercial convencional. O armazenamento em camadas de carvão pode ocorrer através da adsorção (ligação à superfície de um sólido por forças intermoleculares) do CO₂ que, quando injetado,

adere à superfície da matriz do carvão. Assim como nos campos de petróleo, o armazenamento neste tipo de reservatório pode resultar na recuperação avançada de hidrocarbonetos (neste caso, metano) (ECBM, do inglês *Enhanced Coalbed Methane*). O metano ligado ao carvão é deslocado dando lugar ao CO₂, com o qual o carvão tem maior afinidade (Bickle, 2009; Bradshaw & Dance, 2005; Cook & Benson, 2005; Heyberger *et al.*, 2005; IEA, 2008).

A primeira experiência de ECBM no Brasil se deu com o projeto-piloto CARBOMETANO, implementado por uma parceria entre a PETROBRAS, o Centro de Excelência em Pesquisa e Inovação em Petróleo, Recursos Minerais e Armazenamento de Carbono e a COPELMI Companhia de Mineração. Com o objetivo de avaliar o potencial de recuperação de metano da Jazida de Charqueadas, no município de Porto Batista/RS, o projeto realizou a perfuração de dois poços para amostragem de gás e caracterização das rochas reservatório e selo (Beck *et al.*, 2011; Hatimondi *et al.*, 2011; Iglesias *et al.*, 2014; Ketzer *et al.*, 2012).

3.2.4. Capacidade de armazenamento

As estimativas de capacidade de armazenamento são outro importante fator que justificam o interesse por este tipo de reservatório. Segundo dados publicados em IPCC (2005) e Heyberger *et al.* (2005), as formações salinas possuem capacidade máxima global de armazenamento de até 10.000 Gt CO₂, dez vezes superior à capacidade calculada para campos de óleo e gás (Quadro 3.1).

Quadro 3.1. Estimativas de capacidade e possíveis vantagens e desvantagens dos tipos de reservatórios. Fonte: IPCC, 2005; Heyberger *et al.*, 2005.

Tipo de reservatório	Capacidade mínima estimada (Gt CO ₂)	Capacidade máxima estimada (Gt CO ₂)	Vantagens	Desvantagens
Campos de óleo/gás depletados	450	930	Estrutura de armazenamento bem conhecida.	Geralmente distante das fontes emissoras.
			Viável economicamente através da técnica de recuperação avançada.	Capacidade de armazenamento limitada.
Camadas de carvão	3	200	Proximidade das fontes emissoras.	Problemas de injeção devido a pouca permeabilidade do carvão.
			Viável através da técnica de recuperação avançada de metano.	Capacidade de armazenamento limitada.
Aquíferos Salinos	400	10,000	Ampla distribuição geográfica.	Poucos dados conhecidos.
			Grande potencial de armazenamento.	
			Água imprópria para o consumo humano, industrial e agrícola.	

Fontes: Benson & Berkeley, 2005; Gale, 2004; Heyberger *et al.*, 2005; IPCC, 2005

A discrepância observada nos cálculos de capacidade, principalmente, nos valores referentes aos aquíferos salinos, é resultado da escassez de dados existentes sobre estas formações, dificuldade já relatada por alguns autores Dooley, (2013) e Rockett *et al.* (2013). Em sua compilação de estimativas de capacidade “prática” por tipo de reservatório e por região, Dooley (2013) também chama a atenção grande disparidade dos valores. Entretanto, cabe ressaltar que esta variação está, possivelmente, condicionada à disponibilidade de estudos (Figura 3.8).

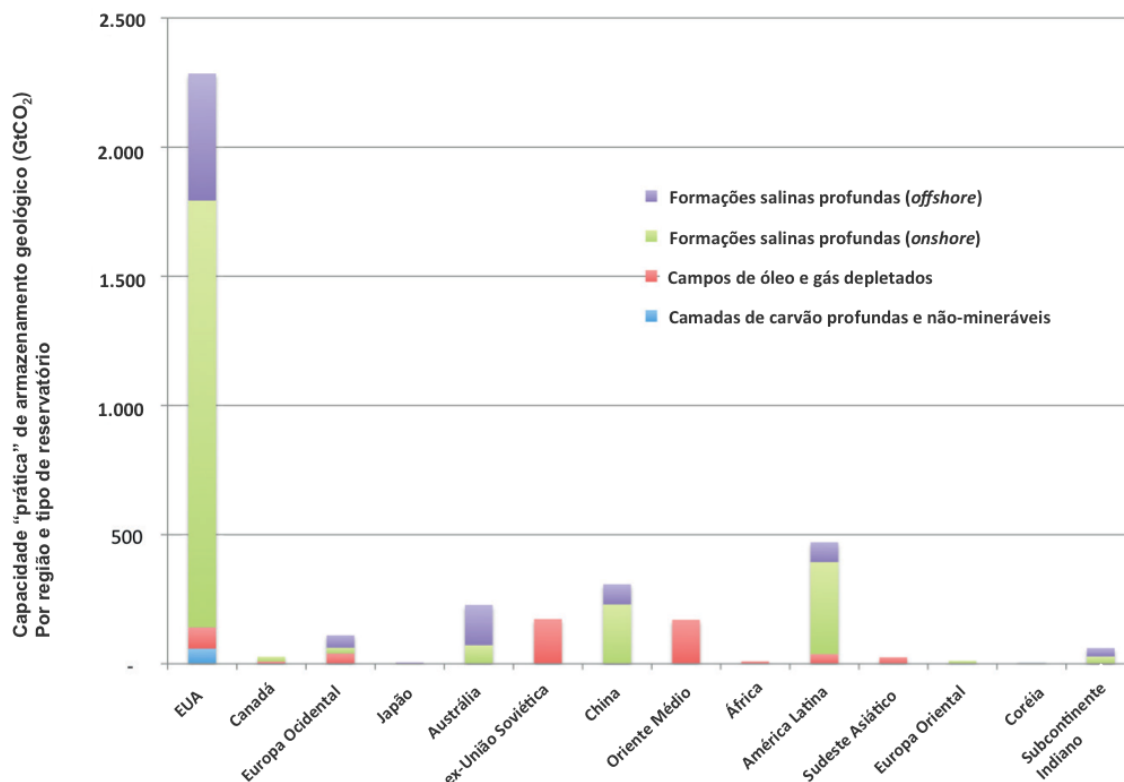


Figura 3.8. Capacidade prática de armazenamento geológico por região e por tipo de reservatório.

Fonte: Dooley, 2013.

3.2.5. Custos do CCS

O custo total de implantação e operação de um projeto de CCS depende das opções tecnológicas selecionadas, bem como o local e tipo de fonte emissora de CO₂, o tipo de captura, o meio de transporte e o local de armazenamento. O Quadro 3.2 apresenta estimativas gerais para custo mínimo e máximo em cada um dos três segmentos de um projeto de CCS – captura, transporte e armazenamento –, no qual é possível ser observar que a captura pode representar o maior custo em projetos desta natureza (Senior *et al.*, 2005).

Quadro 3.2. Panorama de custos e direcionadores de custos para captura, transporte e armazenamento de CO₂. Fonte: Senior *et al.*, 2005.

	tCO ₂ (US\$)	Direcionadores do custo comuns	Direcionadores do custo específicos
Captura	5 - 90	Volume de CO ₂ Localização Onshore/Offshore	Tipo de fonte
			Planta convertida ou nova
Transporte	0 - 20		Distância do reservatório
			Infraestrutura existente
			Navio versus duto
Armazenamento	2 - 12		Infraestrutura existente
			Capacidade do reservatório
			Requisitos de monitoramento

Steenefeldt *et al.* (2003) comparam os custos de captura elaborada com base nos valores apresentados por 12 diferentes autores. O custo estimado para captura de armazenamento de CO₂ (por tonelada) varia, utilizando o sistema de pós-combustão, de US\$ 29 a US\$ 74, de oxicomustão, de US\$ 27 a US\$ 47, e de pré-combustão US\$ 14,5 a US\$ 76.

Em sua análise do potencial brasileiro para projetos de CCS, Hoppe (2012) considera três cenários distintos: injeção de CO₂ proveniente de cimenteira e siderúrgica em campo de petróleo (para EOR); injeção de CO₂ proveniente de petroquímica em camada de carvão (para ECBM); e injeção de CO₂ proveniente de planta de etanol em aquífero salino. O objetivo foi estimar o investimento necessário para implantação e operação em curto prazo (dois anos). Com base em seu diagnóstico, Hoppe (2012) concluiu que a etapa de captura representaria 76% do custo total do projeto no cenário com EOR. No cenário de injeção com ECBM, 91% dos investimentos seriam para captura e, no caso do aquífero, apenas 32%; no caso da captura em planta de etanol, “devido à pureza do CO₂ capturado na etapa da

fermentação, os custos de captura ficaram US\$10 e US\$12, aproximadamente (Hoppe, 2012) (Tabela 3.2).

Tabela 3.2. Custo total de captura por tonelada de CO₂, por tipo de indústria. Fonte: Hoppe, 2012.

Setor	Custo total de tCO ₂ capturado (US\$)*	
	(implantação + operação + eletricidade)	
	curto prazo	longo prazo
Cimento	284,26	136,89
Ferro e aço	193,43	101,75
Petroquímica	290,53	104,37
Etanol	11,44	10,16

* Valores referentes à cotação do dia 23/03/2015.

No que tange ao transporte, conforme visto anteriormente no Quadro 3.2, os custos são condicionados à distância, infraestrutura existente e o meio (navio ou duto). Em relação ao transporte por duto, as condições do terreno também são fatores que influenciam no custo final. Segundo o IPCC (2005), este valor pode subir de 50 a 100% nos casos em que a rota do duto coincide com áreas densamente povoadas e urbanizadas, em áreas montanhosas, reservas naturais, etc., devido à dificuldades de acesso para a construção e custos adicionais em medidas de segurança.

Em seu estudo sobre o potencial de projetos de BECCS, Koornneef *et al.* (2011) apresentam uma estimativa global de custo de transporte conforme a distância entre fonte e reservatório (Quadro 3.3).

Quadro 3.3. Custo de transporte por duto conforme a distância. Fonte: Koornneef *et al.*, 2011.

Distância entre fonte e reservatório	Distância média (km)	Custo médio (US\$/t)
Curto	< 50	1,07
Médio	50-200	3,20
Longo	200-500	5,30
Muito longo	500-2000	10,70
Extremamente longo	> 2000	32,20

Os custos de armazenamento geológico estão associados à perfuração de poços e procedimentos operacionais, como compressão e monitoramento durante e após as injeções. O valor médio estimado varia de US\$ 1,0 a 13,9 por tonelada, sendo condicionado à profundidade e características específicas de cada reservatório¹ (Koorneef *et al.*, 2011).

3.3. Armazenamento de carbono de biomassa

O armazenamento de carbono de biomassa consiste na utilização de carbono proveniente da biomassa em projetos de armazenamento geológico, também chamados de BECCS (do inglês *biomass energy with carbon capture and storage*) (Gough & Upham, 2010).

3.3.1. Biomassa e bioenergia

Por biomassa entende-se “todo recurso renovável que provêm de matéria orgânica tendo por objetivo principal a produção de energia” (MMA, 2014). A cana-de-açúcar, a beterraba, o amido (milho, trigo, raízes e de tubérculos) e plantas oleosas (colza, girassol, soja, mamona e palmeira-de-dendê), são alguns exemplos de matéria orgânica que podem ser utilizados para o aquecimento através da combustão direta, para gerar eletricidade, ou convertidos em combustível – etanol,

¹ A referência não menciona se custos de monitoramento estão incluídos no cálculo.

biodiesel e biogás (Goldemberg, 2009; Gough & Upham, 2010; Kohlhepp, 2010; Santos *et al.*, 2012; Silva, 2010; Yuan *et al.*, 2008).

O etanol pode ser produzido de duas formas: a partir da fermentação do açúcar extraído, principalmente, da cana-de-açúcar, do milho, da beterraba (etanol de 1ª geração); ou a partir da hidrólise de biomassa lignocelulósica (madeiras macias e duras, resíduos agrícolas, etc.), que gera a glicose e, posteriormente, quando fermentada, produz o etanol (etanol de 2ª geração) (Ogeda & Petri, 2010; Silva, 2010; Yuan *et al.*, 2008).

O documento Fundamentos da tecnologia sobre a produção de biocombustíveis, publicado pela Agência Internacional de Energia em 2007, apresenta as taxas de redução de emissões de CO₂ das principais matérias-primas utilizadas na produção de etanol. Mesmo admitindo que a variedade de espécies e os processos envolvidos possam tornar complicada esta comparação, segundo o documento, a utilização da cana-de-açúcar reduziria as emissões de CO₂ em até 90%, em relação à gasolina, ao milho, 15-25%, e à biomassa lignocelulósica, até 70% (IEA, 2007).

Embora os números acima indiquem um maior benefício na utilização da cana-de-açúcar – que demanda menos energia no processamento em relação às outras duas matérias-primas – o documento da IEA chama a atenção para a possibilidade de utilização de sistemas de cogeração, com os quais pode-se atingir valores próximos a 100% de redução das emissões de CO₂ a partir da produção de etanol de biomassa lignocelulósica (IEA, 2007).

Sistemas de cogeração consistem, por exemplo, na utilização do bagaço de cana-de-açúcar como combustível nas caldeiras, onde o vapor é produzido para o uso em processos industriais e empregado para geração de eletricidade (Innocente, 2011; Vasconcelos & Silveira, 2007).

Os biocombustíveis são vistos como uma tecnologia promissora para reduzir as emissões de GEEs associadas ao setor de transportes, principalmente para

veículos pesados – navios e aviões –, para os quais a utilização de energia elétrica não é viável. Porém, apesar de representarem uma alternativa conveniente e tecnicamente conhecida, dependendo do país/região, sua adoção ainda pode sofrer barreiras, tais como: disponibilidade de terra para plantio, competição com alimentos (que pode impactar nos preços de ambos), o transporte da biomassa, etc. (IEA, 2007; Yuan *et al.*, 2008).

No período de 2000-2008 a produção mundial de biocombustíveis, aumentou 415%, ou de 20 bilhões de litros para 83 bilhões de litros, dos quais quase 80% correspondem à produção de etanol (Eisentraut, 2010). Em 2013, os Estados Unidos e o Brasil eram os dois maiores produtores do mundo, contribuindo, respectivamente, com 56,77 % e 26,75% da produção que, naquele ano, atingiu 88 bilhões de litros (Figura 3.9) (Licht, 2014).

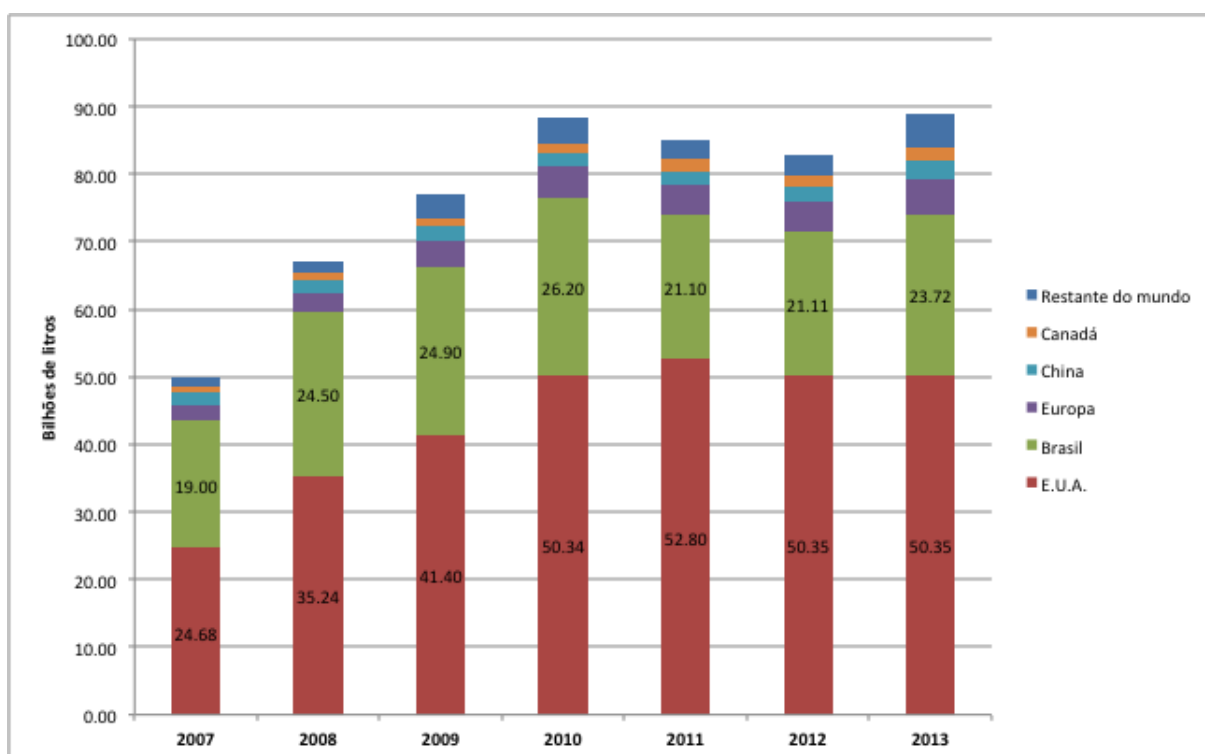


Figura 3.9. Produção global de etanol por país/região e ano. Fonte: Licht, 2014.

No Brasil, o estímulo à produção de etanol de cana-de-açúcar se deu com a criação, em 1975, do programa federal PROÁLCOOL, em resposta à crise do

petróleo (em 1973 e, novamente, em 1979/81 e 1990), e consequente necessidade de manter o suprimento de energia e o crescimento da economia do país. O sucesso do programa é atribuído às políticas mandatórias regulando o consumo de biocombustíveis, aos preços elevados do petróleo e reduzidos do açúcar, além de grandes subsídios do governo em projetos com fins agrícolas e industriais, como a implantação de destilarias (Bray *et al.*, 2000; Lucon, 2007; Nitsch, 1991, Rosillo-Calle & Cortez, 1998).

Dados do Anuário Estatístico de Agroenergia, publicado em 2012 pelo Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento indicam que, apesar de uma ligeira redução em 2000/01, há uma tendência de crescimento na produção do etanol, mais pronunciada a partir de 2010/11 (Figura 3.10), associada ao aumento da frota de carros *flex* no país (Milanez, *et al.*, 2008). A exportação de etanol pelo Brasil, irrisória até 1992 quando chegou a 3% do total produzido, expandiu a partir de 2004, com o início da adição de etanol à gasolina nos países desenvolvidos (Milanez, *et al.*, 2008).

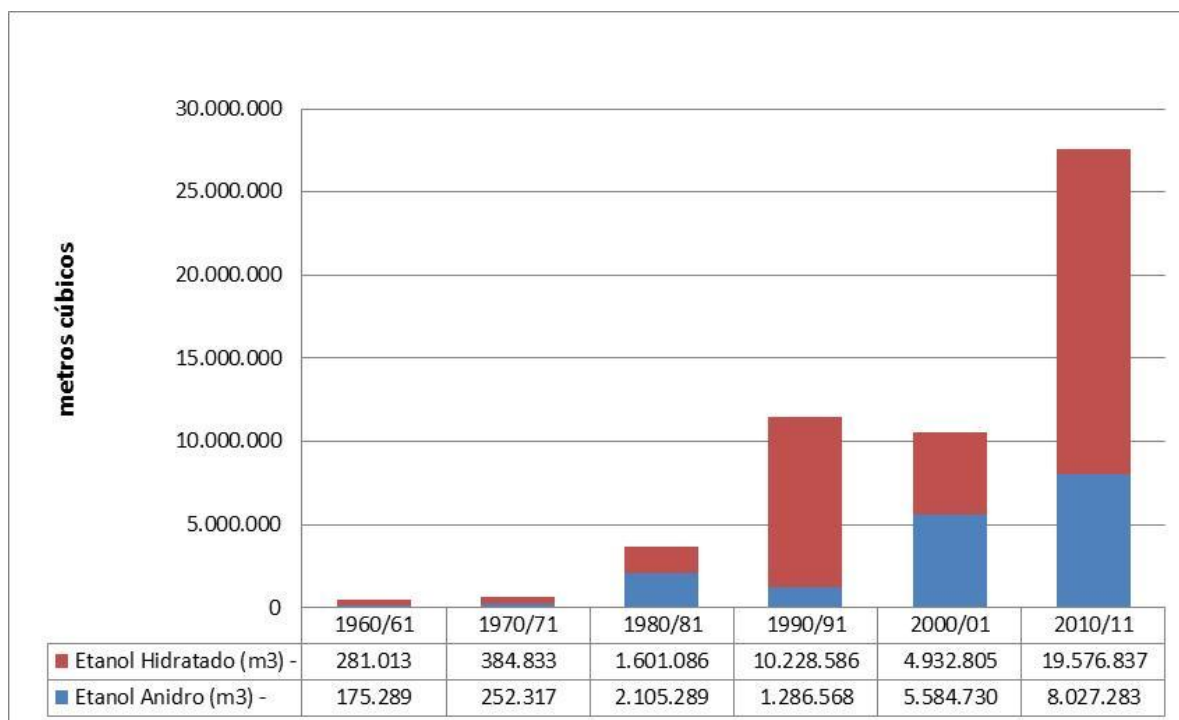


Figura 3.10. Produção brasileira de etanol anidro e hidratado de 1960 a 2010. Fonte: MAPA, 2012.

Segundo a ANP (2014) atualmente, existem no país, 383 plantas produtoras de etanol em operação, cuja capacidade total é de 205.191 m³/dia de produção de etanol hidratado¹ e 104.821 m³/dia de produção de etanol anidro, sendo a cana-de-açúcar, a matéria-prima utilizada em 97,4% destas plantas.

Em agosto de 2014 a primeira planta produtora de etanol de segunda geração² do país recebeu autorização para operação. Com capacidade de produção de 228 m³/dia de etanol anidro, a instalação utilizará palha e bagaço de cana-de-açúcar como matéria-prima (ANP, 2014).

Projeções estimadas pelo Ministério da Agricultura indicam que em 2019 a produção de etanol irá ser maior do que o dobro da registrada em 2008. Para Milanez *et al.* (2008) o aumento da demanda por biocombustíveis será impulsionado principalmente por dois fatores: conscientização em relação à importância de reduzir emissões de GEEs e temor de uma possível escassez de petróleo.

Além da redução de emissões de veículos leves, podem ser mencionados ainda, benefícios socioambientais associados à produção de energia a partir da cana-de-açúcar, tais como: melhora significativa das condições de trabalho, baixo uso de pesticidas (característico de canaviais brasileiros) e substituição de adubos minerais por fertilizantes orgânicos (Nastari, 2012).

¹ O etanol hidratado é o etanol comum (96%), comercializado em postos de gasolina, enquanto o etanol anidro é aquele misturado à gasolina (99%) (IEA, 2009).

² Produzido a partir da hidrólise de biomassa lignocelulósica que gera a glicose e, posteriormente, quando fermentada, produz o etanol (Ogeda & Petri, 2010).

3.3.2. Balanço de carbono e emissão negativa

A quantidade de carbono concentrada na atmosfera é resultante do balanço entre as suas fontes e sumidouros – oceanos, atmosfera e ecossistemas terrestres. Perturbações observadas neste sistema derivam principalmente da queima de combustíveis fósseis (maior contribuição para este cenário) e da mudança do uso da terra e de atividades florestais (definida pela sigla LULUCF, do inglês *land use, land-use change and forestry*) (Holloway, 2001, Falkowski *et al.*, 2000; Prentice *et al.*, 2001; Roscoe, 2003). No caso dos combustíveis fósseis, há o aumento absoluto de CO₂ na atmosfera, uma vez que o carvão fóssil e o petróleo não fazem parte do ciclo natural do carbono.

Fontes de energias alternativas, como eólica, solar, geotermal e de biocombustíveis, resultam em emissões muito baixas de gases de efeito estufa, podendo ser classificadas como fontes de “emissão neutra”, ou seja, não há contribuição para a intensificação do efeito estufa (Figura 3.11).

No caso dos biocombustíveis, a emissão é considerada neutra ocorre porque durante o crescimento da biomassa, o dióxido de carbono é absorvido através da fotossíntese. Quando a biomassa é queimada, processada, ou se decompõe, o CO₂ é devolvido para a atmosfera na mesma quantidade (Gough & Upham, 2010; IEA, 2014; Karlsson *et al.*, 2010, Mathews, 2008¹).

Com o objetivo de neutralizar emissões de CO₂, tecnologias de CCS têm sido empregadas há décadas (e.g. projetos Sleipner, Snøhvit, na Noruega, In Salah, na Argélia, entre outros) em fontes emissoras movidas a combustível fóssil (Eiken *et al.*, 2000). Na Figura 3.11 diferentes fontes de energia são comparadas quanto aos seus principais fluxos de carbono, considerando cenários com e sem o armazenamento geológico de CO₂ associado (GCCSI, 2010).

¹ Na prática, os biocombustíveis representam emissão um pouco positiva, dependendo do combustível utilizado na sua produção e transporte (Mathews, 2008).

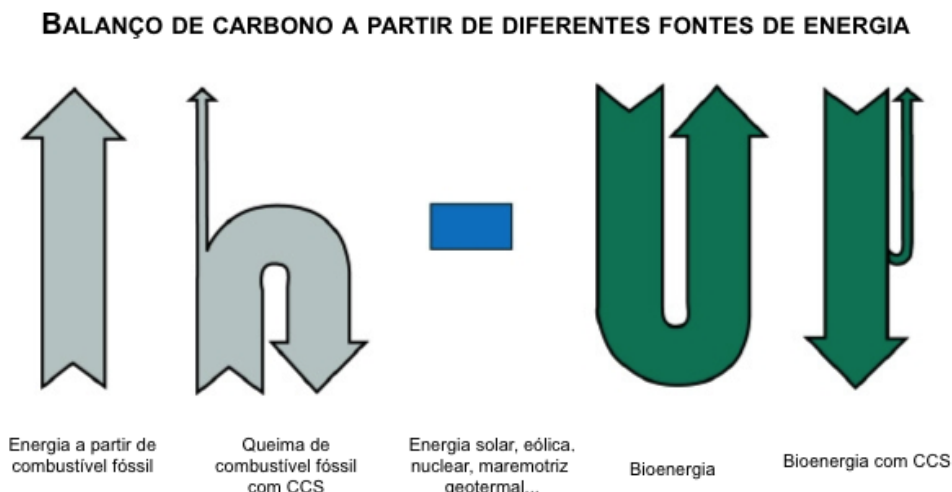


Figura 3.11. Balanço de carbono a partir de diferentes fontes de energia. Fonte: GCCSI, 2010.

É importante salientar que, adicionalmente a esses fluxos, deve-se considerar a cadeia produtiva destas fontes de energia gera emissões fósseis, até mesmo daquelas consideradas neutras. As etapas associadas à produção de etanol, por exemplo, compreendem o plantio, manejo e colheita da cana-de-açúcar, industrialização, distribuição e consumo final e pode ser dividida em quatro grupos por fluxo de emissões. No grupo 1 estão os fluxos associados à fixação de carbono por fotossíntese e sua liberação por oxidação. No grupo 2, aqueles associados ao uso de combustíveis fósseis na produção de todos os insumos necessários na produção do etanol, incluindo produção de equipamentos a construção de instalações. O grupo 3 engloba os fluxos de outros GEE (não CO₂), como óxido nitroso (N₂O) e metano (CH₄) e o grupo 4 foi destinado ao que os autores chamaram de “fluxos virtuais”, ou seja, os GEEs evitadas pelo uso do etanol no lugar da gasolina e do bagaço de cana excedente no lugar do óleo combustível (EPE, 2005; Macedo *et al.*, 2004).

Considerando a produção de etanol de cana-de-açúcar no Brasil, Díaz, *et al.* (2008) estimaram que a relação entre energia fóssil consumida e produção de energia renovável é de 10:1. A etapa de colheita é a que gera maior volume de emissões de GEEs (44%), devido à queima do canavial, valor que, segundo Garcia & Von Sperling (2010), poderia ser reduzido em aproximadamente 65% pela adoção da colheita mecanizada.

Neste contexto, a utilização de bioenergia com CCS se destaca em relação ao CCS fóssil, uma vez que armazenar o dióxido de carbono oriundo de biocombustível em meio geológico resulta em um balanço de carbono considerado negativo (Figura 3.11) (Fabbri *et al.*, 2011; IEA, 2014).

A vantagem adicional da utilização de tecnologias de BECCS é a redução significativa do custo na etapa de captura, principal barreira neste tipo de projeto, devido à pureza da corrente gasosa gerada na sua produção (Bonijoly *et al.*, 2009; Hoppe, 2012). No projeto Artenay, por exemplo, conduzido na França, para cada metro cúbico de etanol produzido a partir da fermentação da beterraba, 0,76 t de CO₂ com 95% de pureza é gerada podendo este gás ser utilizado diretamente em projetos de BECCS (Bonijoly *et al.*, 2009; IEA, 2011; Laude *et al.*, 2011).

3.3.3. Projetos de BECCS

Em seu relatório sobre o status dos projetos de BECCS no mundo (2010), o GCCSI apresenta sucintamente 15 projetos, avaliando-os conforme cinco diferentes estágios de maturidade. Os três primeiros são dedicados à avaliação do projeto, com grau de detalhamento maior a cada etapa. A execução refere-se à fase de construção da infraestrutura, e a operação, ao início da injeção do CO₂ (GCCSI, 2010) (Figura 3.12).



Figura 3.12. Estágios de desenvolvimento dos projetos de BECCS. Fonte: GCCSI, 2010.

Dentre os projetos existentes nos EUA, inclui-se o primeiro projeto de BECCS no mundo, o Decatur, iniciado em 2011 em Illinois. Conduzido pelo Consórcio de Sequestro Geológico do Centro-Oeste (MSGCs do inglês *Midwest Geological Sequestration Consortium*), o projeto atualmente captura o CO₂ proveniente de uma

planta de produção de etanol a partir da fermentação do milho, e injeta diariamente 1000 toneladas de dióxido de carbono na Formação *Mount Simon Sandstone*, um aquífero salino a 2.135 m de profundidade (MSGC, 2014).

Além deste, há um projeto na Dakota do Norte, ainda em avaliação, para gaseificação de biomassa e injeção de CO₂ em aquífero salino; e dois projetos no estado do Kansas com utilização de CO₂ de planta de etanol para EOR – intitulados “*Garden City to Stuart Field*” (em execução) e “*Liberal to Booker area*” (em operação). O segundo injetava, em 2010, 105.000 toneladas/ano de CO₂ (GCCSI, 2010).

Outros dois projetos – um em uma planta de etanol em Greenville, Ohio, e outro em uma fábrica de celulose em Wallula, Washington – previam a injeção do CO₂ em aquífero salino. Todavia os projetos foram cancelados nos estágios de execução e avaliação, respectivamente. O cancelamento do projeto em Ohio ocorreu devido à oposição da população. O projeto em Washington foi inviabilizado por não ter sido selecionado para receber recursos do Departamento de Energia (GCCSI, 2010).

Os quatro projetos de BECCS existentes na Suécia, em Norrköping (estágio de identificação), Värö (estágio de avaliação), Domsjö (estágio de identificação) e Skåne (estágio de identificação), têm como alvo geológico formações salinas do Mar do Norte e no sudoeste do país. No projeto de Norrköping, a fonte de CO₂ será uma planta de etanol, em Värö e Domsjö, fábricas de celulose e, em Skåne, uma planta de produção de biogás (GCCSI, 2010).

Na França, o projeto de Artenay, ainda em fase de avaliação, prevê a injeção anual de 45.000 toneladas de CO₂, gerado em uma planta de etanol, em aquífero salino (GCCSI, 2010).

Em Ketzin, na Alemanha um projeto que utilizaria CO₂ proveniente de “fonte biogênica” para injeção em aquífero salino evolui até a etapa de avaliação. Devido à

questões técnicas e regulatórias, seus idealizadores optaram por dar continuidade ao projeto utilizando CO₂ derivado de combustível fóssil (GCCSI, 2010).

A empresa sueca SEKAB Biofuels and Chemicals Company planejou a construção de seis grandes plantas de etanol e de energia elétrica no *cluster* Rufiji, na Tanzânia e incluiu nos estudos de viabilidade a possibilidade de infraestrutura para injeção de dióxido de carbono em aquífero salino. O projeto não passou da fase de identificação e, em um relatório sobre as questões de terra e meio ambiente envolvidas no mesmo projeto, Havnevik *et al.*, (2011) mencionam dificuldades na aquisição de terras de pequenos agricultores e de acesso a informação, assim como ausência de estrutura legal compatível com grandes investimentos em biocombustíveis. Os autores citam também a intervenção de organizações internacionais, como a ONU, sobre a possível competição entre a produção do etanol e produção de alimentos no país, concluindo que as vantagens do projeto não superariam os riscos.

No Brasil, o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), com auxílio do Fundo Global para o Meio Ambiente (GEF, do inglês *Global Environment Facility*), idealizou o “Projeto RCCS – Captura e Armazenamento do CO₂ proveniente do processo de fermentação do açúcar em etanol no Estado de São Paulo”, para demonstração da tecnologia de BECCS no país. O projeto, previsto para iniciar em 2011, não foi implementado por falta de recursos (Hirata, 2011).

3.4. Sistema de informações geográficas (SIG) aplicado ao CCS

O sistema de informações geográficas (SIG) é um conjunto de ferramentas que armazenam, analisam, gerenciam e apresentam dados associados a um lugar no espaço. Longley *et al.* (2013) os definem como sistemas computacionais feitos para armazenar e processar informações geográficas permitindo, desta forma, análises baseadas não apenas em eventos ou atividades, mas também no local onde estas ocorrem.

Os sistemas de software utilizados na construção e manipulação de SIGs, os quais contêm uma interface do usuário, uma biblioteca de ferramentas e o gerenciamento de dados. Entre as opções de sistemas de softwares disponíveis, é possível citar três exemplos amplamente utilizados: o AutoCAD, distribuído pela Autodesk, e o ArcGIS, distribuído pela ESRI, Inc. (Longley *et al.*, 2013) e o Quantum GIS, software livre desenvolvido pela Open Source Geospatial Foundation (OSGeo) (QGIS, 2015).

Entre as múltiplas aplicações práticas para os SIGs, pode-se citar o planejamento de sistemas de transporte (Silva, 1998; Ferreira & Faria, 2012), seleção de áreas para cultivo de crustáceos (Beltrame, 2003), delimitação de áreas de preservação permanente (Oliveira *et al.*, 2007).

3.4.1. Metodologia de associação entre fontes e reservatórios geológicos

No âmbito do CCS, os SIGs têm se mostrado uma ferramenta essencial na identificação de áreas com potencial para o armazenamento geológico e realização de diagnósticos com associação entre fontes emissoras e reservatórios geológicos (*source-sink matching*). Bradshaw & Dance (2005), por exemplo, elaboraram um mapa mundial de correlação geográfica entre bacias sedimentares, classificadas quanto ao seu grau de prospectividade para CCS, e fontes emissoras de CO₂, classificadas quanto ao volume emitido.

Da mesma forma, Bonijoly *et al.* (2009) identificaram zonas com potencial para CCS, na França, ao construir um SIG contendo dados de plantas industriais com emissões superiores a 100 kt/ano, dados de capacidade dos reservatórios, informações sobre poços, falhas, áreas de produção de hidrocarbonetos, áreas de proteção, etc.

3.4.2. Clustering

Aliado à metodologia de *source-sink matching*, o *clustering*, técnica de identificação de agrupamentos usada para fontes de CO₂ ou reservatórios geológicos, tem se mostrado eficaz no que se refere à redução de custos de transporte quando comparada ao método “ponto-a-ponto” em projetos de CCS, conforme demonstrado em ElementEnergy (2010), ETP (2011) e GCCSI (2012) (Figura 3.13).

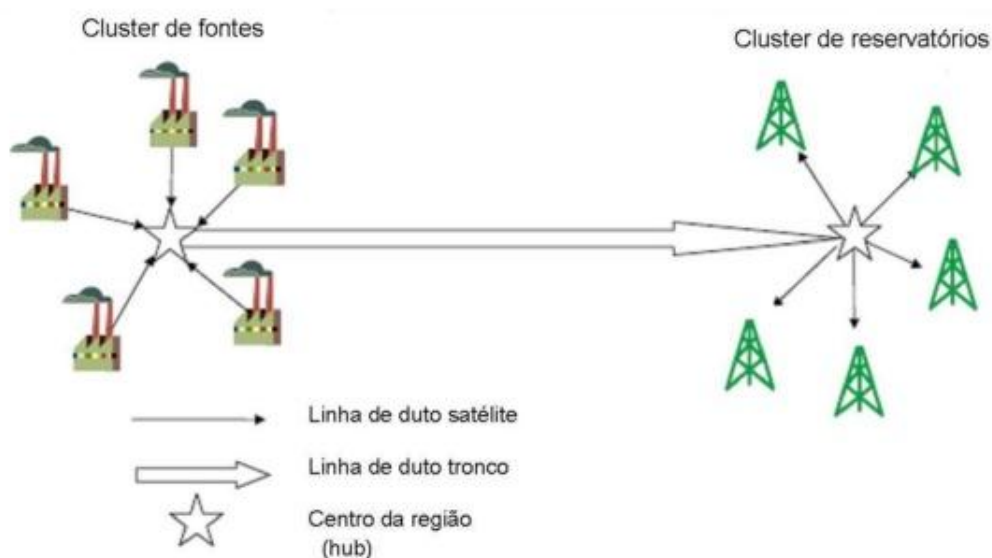


Figura 3.13. Exemplo de metodologia de agrupamento de fontes de CO₂ e reservatórios. Fonte: Rockett, 2010 *apud* Brederode, 2008.

Exemplificando as vantagens desta técnica, Godec (2001) cita projetos de EOR nos quais a necessidade de aquisição de CO₂ para injeção tende a reduzir no decorrer do projeto, uma vez que o óleo produzido traz o CO₂ previamente injetado, que pode ser separado e reaproveitado. Visando garantir a economicidade de projetos desta natureza, o autor sugere a utilização de *clusters* de fontes de CO₂ e de campos com potencial para EOR.

Para Broek *et al.* (2009) e Broek *et al.* (2010) o conhecimento acerca da localização, disponibilidade e características de reservatórios potenciais e fontes de CO₂ é fundamental no planejamento de um projeto desta natureza. Em sua

pesquisa, os autores apresentam um exemplo de aplicação da metodologia de *clustering* utilizando, em conjunto, o ArcGIS e modelo MARKAL¹ com o intuito de avaliar a melhor forma de implantação do CCS e a construção da infraestrutura associada tendo como foco a mitigação de emissões de CO₂ na Holanda. A pesquisa incluiu um inventário de dados existentes de reservatórios, fontes e dutos associados a cada região no ArcGIS. Posteriormente, foram estimados custos específicos por reservatório com base na profundidade, espessura, potencial de armazenamento e injetividade por poço, e calculada a configuração tecnológica do sistema de energia e a infraestrutura de CO₂ com foco na redução de custos.

Como parte do Projeto CASTOR – financiado pela União Européia, Wildenborg *et al.* (2009) construíram diferentes cenários com *clusters* de emissões e de reservatórios e constataram a possibilidade de redução de emissões para plantas de energia em 30% até 2050, em conformidade com a meta estipulada pelo Projeto (Figura 3.14).

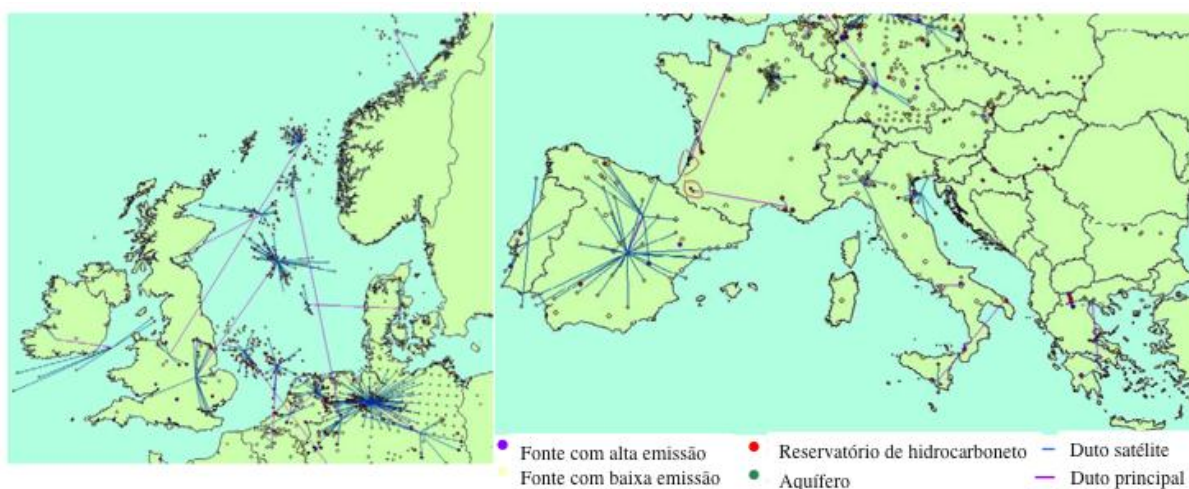


Figura 3.14. *Clusters* de reservatórios e fontes de CO₂ conectados a dutos na Europa. Fonte: Wildenborg *et al.*, 2009.

¹ Sistema desenvolvido pelo Programa de análise aos sistemas tecnológicos e energéticos (ETSAP) da Agência Internacional de Energia (IEA) que permite a construção de modelos de otimização linear para sistemas energéticos. O modelo leva em consideração, por exemplo, custos e dados de eficiência (IEA, 2015)

Em Rockett (2010) e Rockett *et al.*, (2012) encontra-se uma análise espacial-técnica-econômica visando subsidiar a implantação de CCS em larga escala na Bacia de Campos, Brasil. Para isso, a autora desenvolveu cenários cujas emissões totais advindas de fontes estacionárias somam 10, 20, 30 e 35 Mt de CO₂ associadas aos campos de petróleo da referida bacia (Figura 3.15).

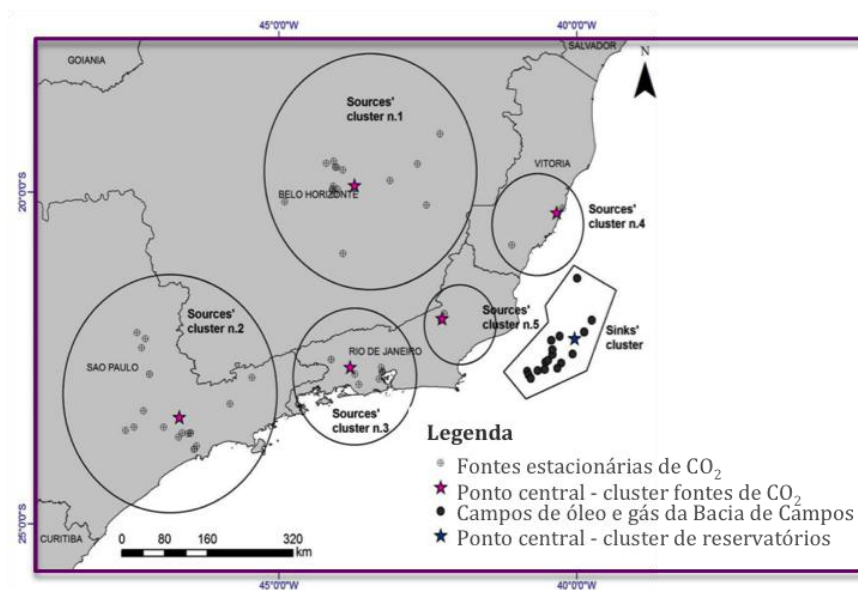


Figura 3.15. *Clusters* propostos por Rockett *et al.*, 2012. Fonte: Rockett *et al.*, 2012.

Em relação ao CO₂ derivado da biomassa, a Plataforma Tecnológica de Biocombustíveis da União Européia (European Biofuels Technology Platform, EBTP) recomenda a reunião de fontes emissoras biogênicas de pequena escala com outras fontes de modo a viabilizar projetos de CCS (EBTP, 2012). Um exemplo de como o setor se beneficiaria da utilização de *cluster* no Brasil, das 273 fontes do setor de biocombustíveis mapeadas, cujos dados de emissões estão disponíveis, 262 emitem, individualmente, um volume de CO₂ inferior a 1 Mt/ano.

3.5. CCS no Brasil

3.5.1. Associação fonte-reservatório

No Brasil, estudos associando fontes emissoras de CO₂ a reservatórios geológicos foram elaborados no âmbito do Projeto CARBMAP, conduzido no Centro de Excelência em Pesquisa e Inovação em Petróleo, Recursos Minerais e Armazenamento de Carbono (CEPAC) da PUCRS. O Projeto CARBMAP teve início em 2006 com a finalidade de desenvolver e gerenciar um sistema de informações geográficas de CCS em território nacional e, a partir deste, gerar produtos que pudessem dar suporte à análise do potencial brasileiro para a atividade (Rockett *et al.*, 2011).

A fase inicial do projeto envolveu a coleta de dados georreferenciados relativos às fontes emissoras de CO₂ estacionárias do país (ANEEL, 2005; IEA, 2006) e a dutos construídos, projetados e planejados (PETROBRAS, 2003; ANP, 2001-2008; MT, 2007; TRANSPETRO, 2008). Posteriormente, as bacias sedimentares foram delimitadas, conforme proposto por Milani *et al.* (2007), e incluídos dados de produção de hidrocarbonetos que subsidiaram as primeiras estimativas de capacidade de armazenamento geológico no país (Ketzer *et al.*, 2007; Rockett *et al.*, 2011).

Foi realizada ainda uma análise de todas as fontes emissoras individualmente, que levou em consideração o setor da indústria, e resultou na indicação do sistema de captura mais adequado para cada uma das fontes (Machado *et al.*, 2009; Rockett *et al.*, 2011).

A segunda fase do projeto, iniciada em 2008, teve como escopo a atualização das informações reunidas na primeira fase e inclusão de novos dados ao SIG, tais como: limites de campos de petróleo, jazidas de carvão e sistemas aquíferos, além da busca de material bibliográfico sobre aquíferos salinos brasileiros.

Entre os resultados do CARBMAP encontram-se os primeiros resultados de associação entre fontes emissoras e reservatórios geológicos no Brasil, inclusive as estimativas de capacidade de reservatórios e de volume de CO₂ associado por bacia sedimentar, além da indicação das bacias com maior potencial para este tipo de projeto no país (Ketzer *et al.*, 2006; Ketzer *et al.*, 2007a; Ketzer *et al.*, 2007b). Em Machado *et al.* (2013), Rockett *et al.* (2010a) e Rockett *et al.* (2011a) são apresentados os resultados obtidos após a atualização dos dados conduzida na segunda fase do Projeto.

Com viés metodológico, Machado *et al.* (2009), Machado *et al.* (2010), Rockett *et al.* (2010b), Rockett *et al.* (2011b) e Rockett *et al.* (2012) detalham as etapas e processos da construção do SIG do Projeto CARBMAP e de seu principal produto, o Atlas Brasileiro de Captura e Armazenamento Geológico de CO₂, resultado de amplo estudo envolvendo a associação fonte-reservatório, e classificação das bacias sedimentares quanto à sua prospectividade para CCS no país (Ketzer *et al.*, 2015).

O diagnóstico realizado em escala de bacia sedimentar do referido Atlas (Ketzer *et al.*, 2015), os resultados do Projeto CARBMAP (Iglesias *et al.*, 2014; Ketzer *et al.*, 2006; Ketzer *et al.*, 2007a; Ketzer *et al.*, 2007b; Machado *et al.*, 2013; Rockett *et al.*, 2010b; Rockett *et al.*, 2011a) e o levantamento de Beck *et al.* (2011) acerca dos projetos de demonstração conduzidos no Brasil apontam para um significativo potencial para CCS no país.

3.5.2. Emissões de CO₂

Os dados disponíveis de emissões¹ de fontes estacionárias brasileiras indicam que estas derivam, essencialmente, da geração de energia, da queima de biomassa, de refinarias, de siderúrgicas, da produção de açúcar e etanol, etileno,

¹ Os dados utilizados são aqueles que constam nos bancos de dados da ANEEL (2005) e IEA (2006e) referem-se apenas às emissão de CO₂ geradas pelas plantas industriais.

cimento e amônia, sendo os setores de geração de energia e sucroalcooleiro os responsáveis pelos maiores volume de CO₂ liberados na atmosfera – 43% e 34%, respectivamente (Figura 3.16).

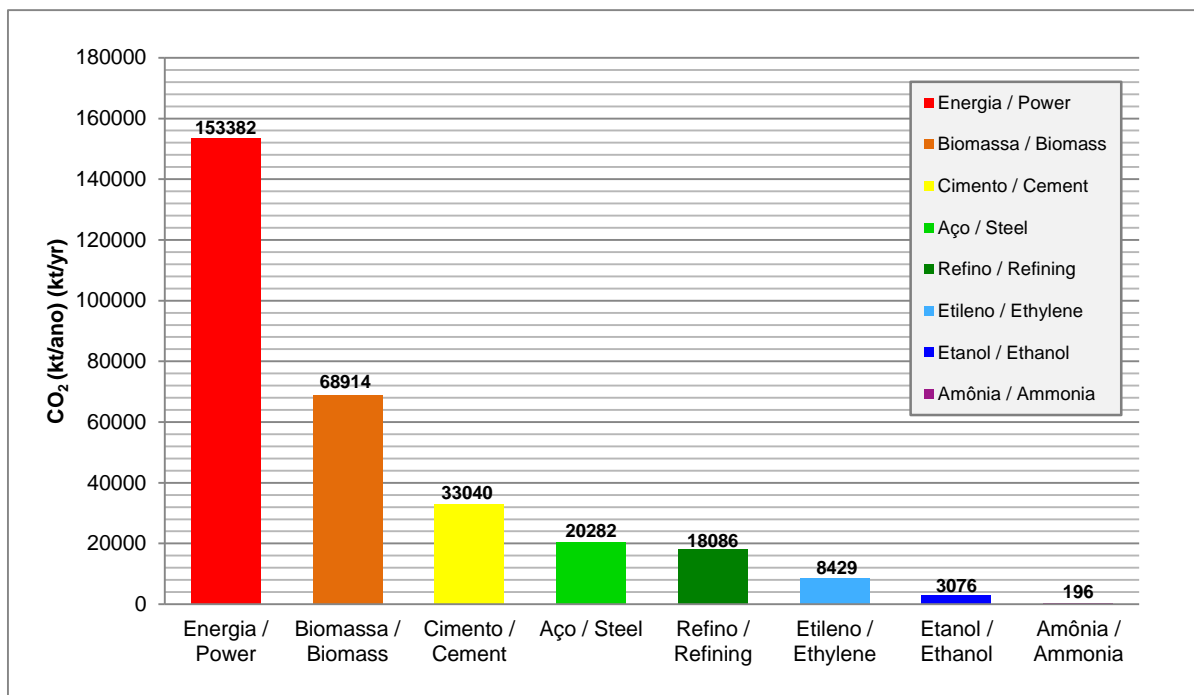


Figura 3.16. Emissões de CO₂ por setor da indústria. Fonte: Ketzer *et al.*, 2015).

Em relação à sua distribuição geográfica, observa-se uma maior concentração de fontes emissoras na região Sudeste, principalmente no estado de São Paulo, que responde por 36% das fontes do país e 33% do total de emissões (Ketzer *et al.*, 2015) (Figura 3.17).

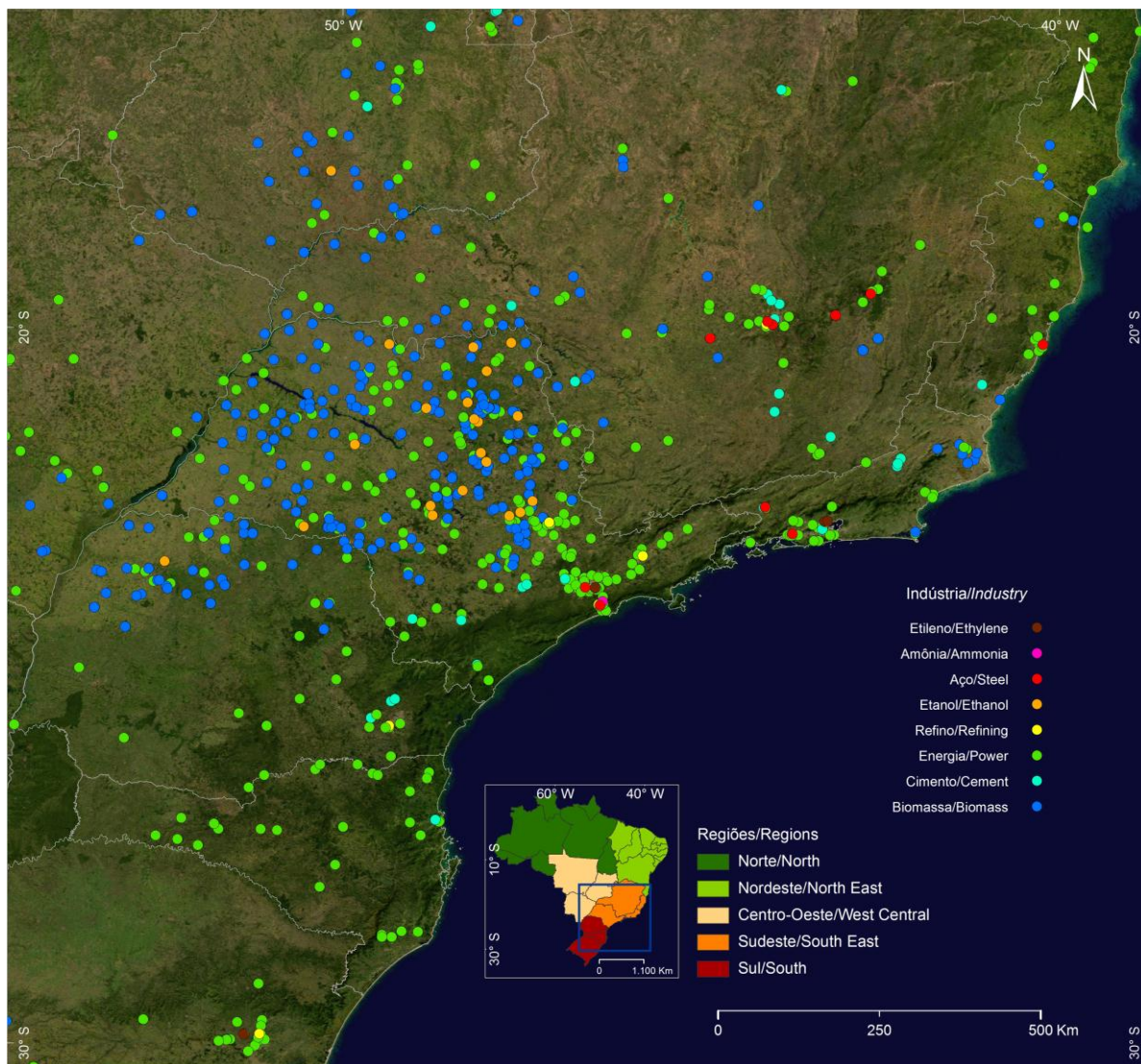


Figura 3.17. Concentração de fontes emissoras de CO₂, classificadas por setor da indústria, na região Sudeste. Fonte: Ketzer *et al.*, 2015.

3.5.3. Infraestrutura para transporte de CO₂

O transporte terrestre de fluidos não-refinados da indústria do petróleo é realizado principalmente por dutos. A parcela da malha dutoviária na matriz nacional de transportes de carga é muito pequena, se comparada às malhas rodoviária e ferroviária (Ketzer *et al.*, 2015) (Figura 3.18).

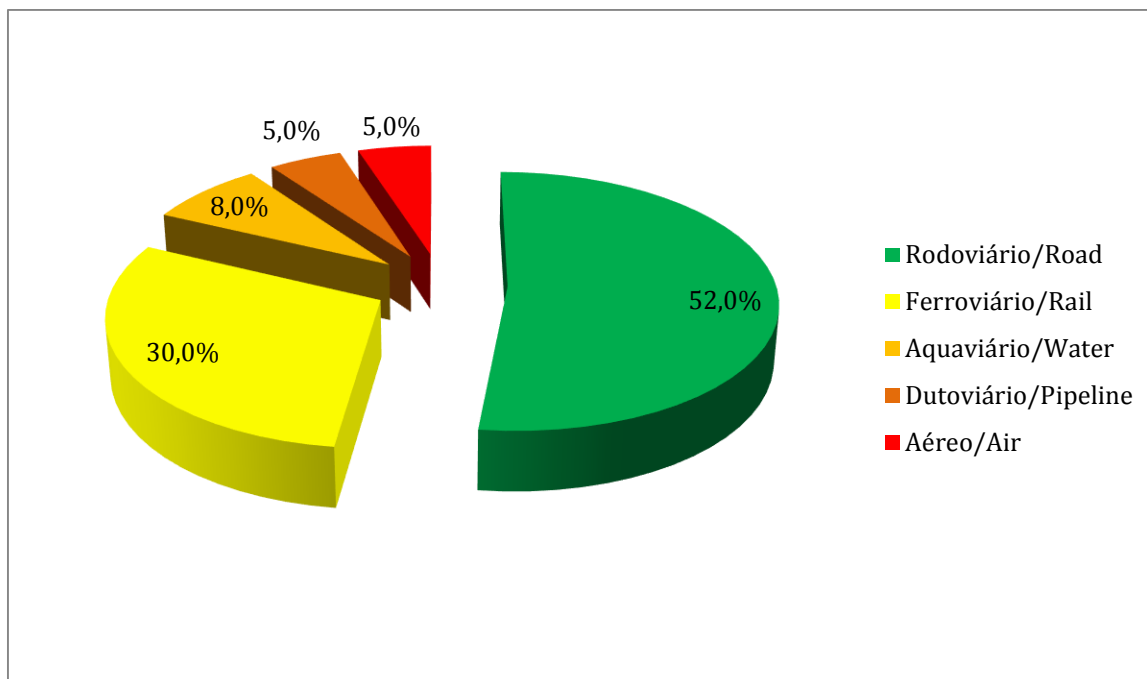


Figura 3.18. Matriz do transporte de cargas brasileiro. Fonte: Ketzer *et al.*, 2015.

De acordo com a Base de Dados Georreferenciada do Plano Nacional de Logística e Transportes, por meio da qual são disponibilizadas informações detalhadas sobre cada duto (como cidade de origem e destino, tipo de carga, ano de início da operação, extensão, etc.), somam-se ao todo, 208 dutos mapeados. Destes, 96% correspondem a oleodutos e gasodutos e os 4% restantes transportam minério, etanol e dióxido de carbono. Os três estados mais bem servidos por dutos são: São Paulo, com 64, Bahia, com 35 e Rio de Janeiro, com 33 unidades. Neste, a rede de dutos atinge 6.946 km, 27% de toda a malha nacional pelo PNLT (2010).

Em relação ao transporte de CO₂ no Brasil, o Despacho do Diretor-Geral, Nº 121/1998 da ANP, refere três dutos de dióxido de carbono (ou carbodutos), todos instalados na Bahia. O mais antigo iniciou a operação em 1964 e liga o campo Santana, produtor de petróleo, à estação coletora de Lameiro, no Campo de Buracica, município de Alagoinhas (16 km). No ano seguinte começou a operar o duto que liga a Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) de Santiago ao campo de Santana, ambos localizados município de Catu (14 km) e, em 1983,

entrou em operação o duto que liga as estações coletoras de Camaçari e da UPGN de Santiago (32 km) (Figura 3.19).

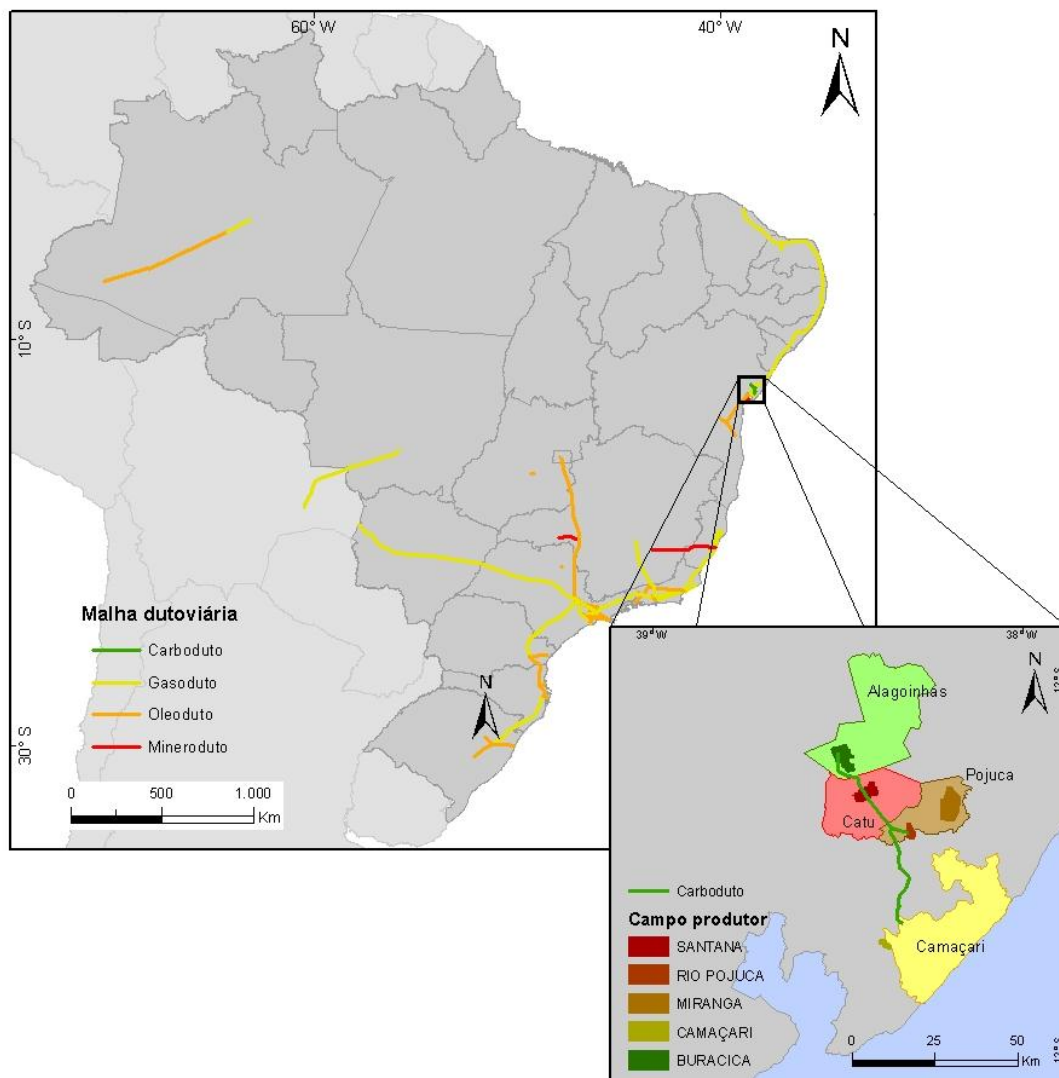


Figura 3.19. Malha dutoviária brasileira e detalhe de dutos para transporte de CO₂ no Brasil.

3.5.4. Bacias sedimentares

As bacias sedimentares brasileiras representam as áreas de ocorrência de reservatórios geológicos potenciais para armazenamento de CO₂ no Brasil. Ao todo, são 32 bacias que abrangem uma área de 6.300.000 km² (*onshore* e *offshore*) (Iglesias *et al.*, 2014; Ketzer *et al.*, 2012; Milani *et al.*, 2007). Aproximadamente 55%

da porção emersa do território brasileiro é recoberta por bacias sedimentares (Figura 3.20).

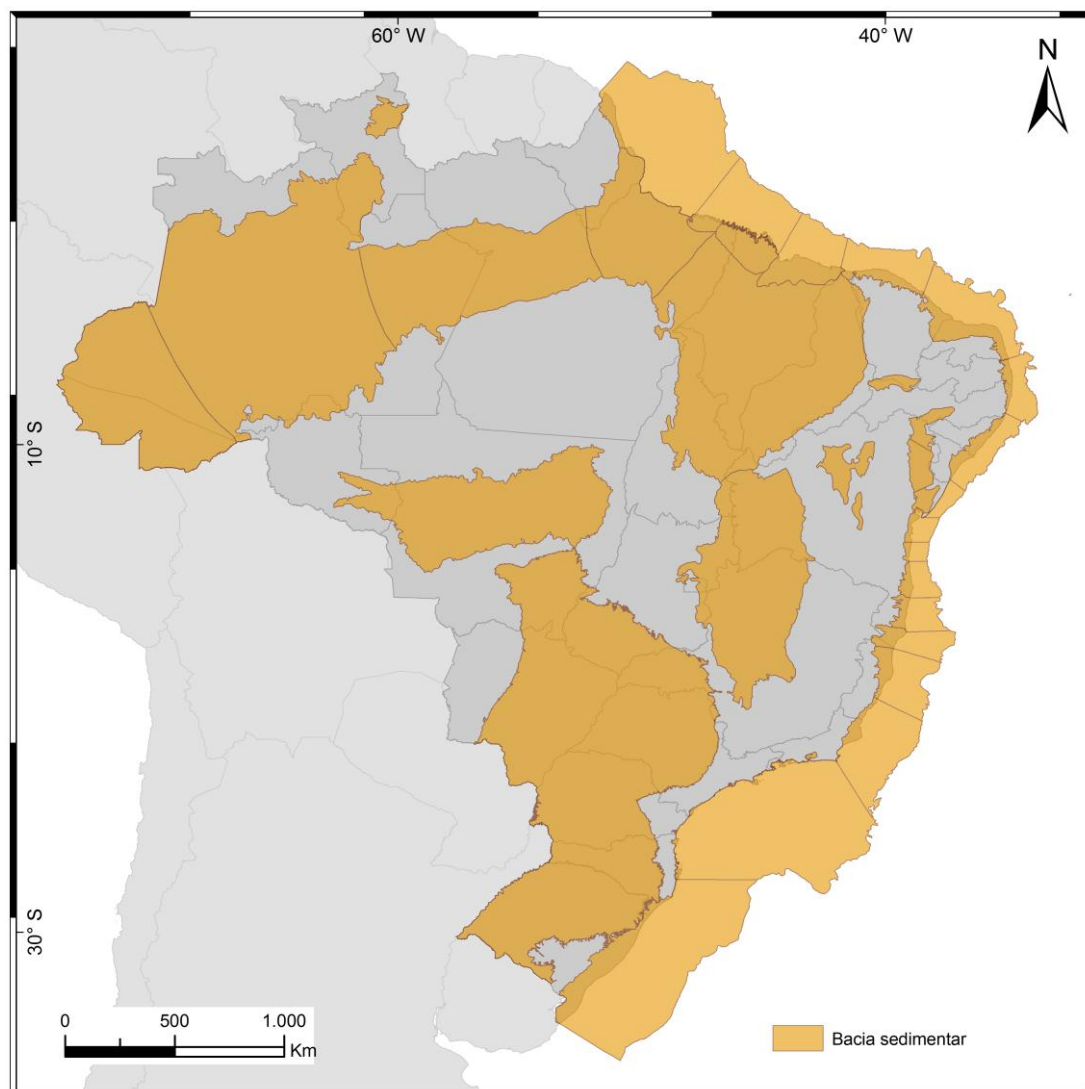


Figura 3.20. Localização das bacias sedimentares brasileiras. Fonte: Milani *et al.*, 2007.

Como parte do diagnóstico apresentado no Atlas Brasileiro de Captura e Armazenamento Geológico de CO₂, as bacias sedimentares foram classificadas quanto ao seu grau de prospectividade para projetos de CCS, com base em critérios como produção de hidrocarbonetos, ocorrência de depósitos de carvão, associação com fontes emissoras, existência de dutos e capacidade teórica de armazenamento (Ketzer *et al.*, 2015). O referido estudo identificou cinco bacias sedimentares

altamente prospectivas para CCS no Brasil. São elas: Paraná, Campos, Santos, Potiguar e Recôncavo (Ketzer *et al.*, 2015).

3.5.5. Inventário de poços de petróleo existentes no Brasil

Poços de petróleo podem ser úteis para projetos de CCS no sentido em que fornecem a oportunidade de utilizar uma infraestrutura já existente, além de permitir o acesso a informações sobre a geologia do local (Cooper, 2009).

Dados georreferenciados sobre os poços existentes no Brasil são disponibilizados por meio do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP), da ANP, e incluem informações relativas ao campo, bloco exploratório e bacia sedimentar aos quais se insere o poço, situação atual do poço, resultado (indicando a ocorrência ou não de óleo/gás), profundidade, geologia (formação final, existência de testemunho), etc. São 7.192 unidades de exploração e 19.278 unidades de desenvolvimento totalizando 26.472 poços catalogados no país (

Figura 3.21).

Segundo Cooper (2009), a reutilização de um poço para um fim diferente do original é possível, embora possa resultar em limitações operacionais que não existiram em um poço novo. Para ele, um poço idealizado para injetar CO₂ para EOR será idêntico a um idealizado para armazenar CO₂.

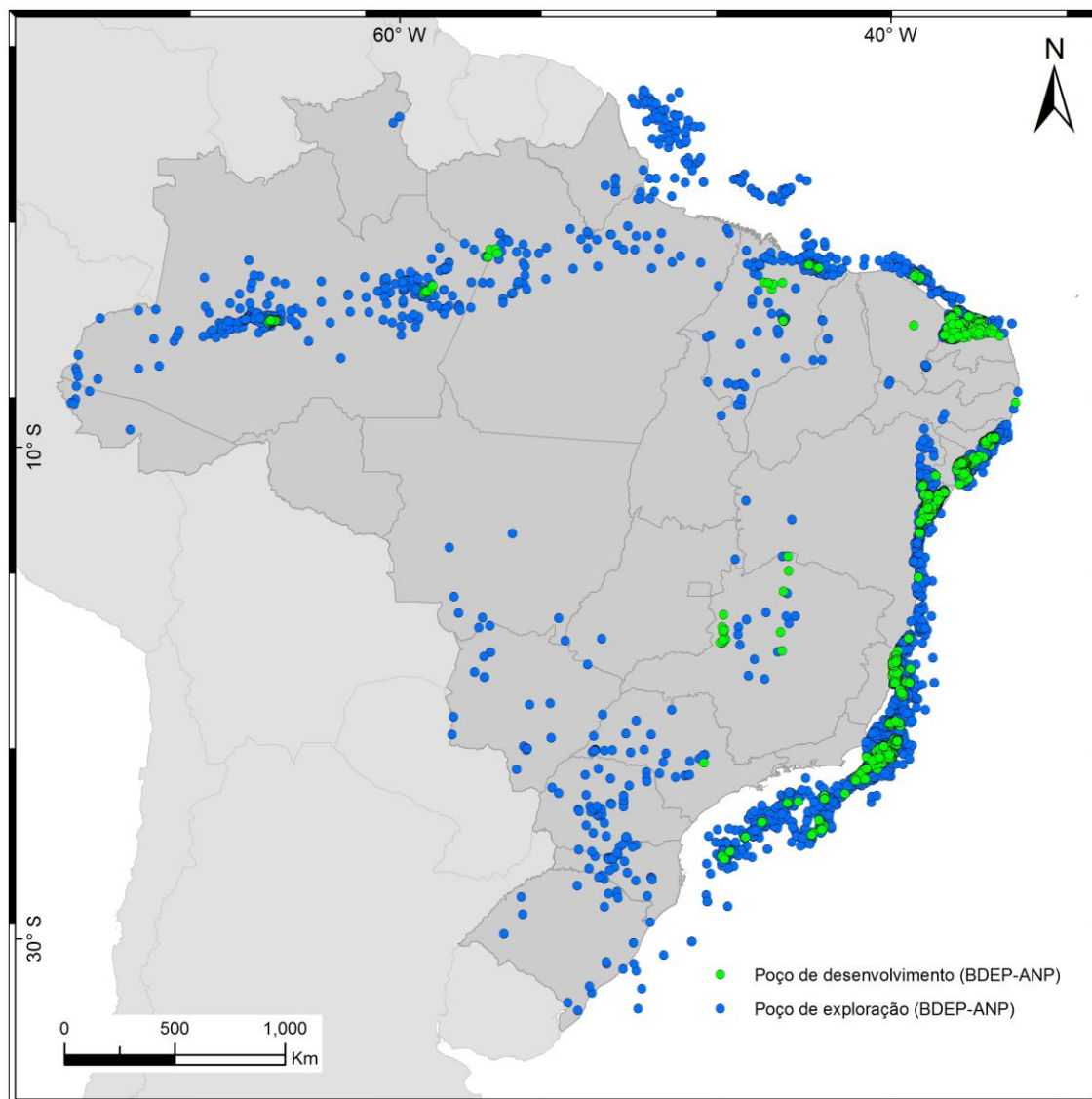


Figura 3.21. Distribuição dos poços de desenvolvimento e de exploração de petróleo.

3.5.1. Marco regulatório

Uma etapa crucial para a implementação de projetos de armazenamento geológico de carbono, e um dos principais desafios para o Brasil, é o estabelecimento de uma estrutura legal e regulatória para a atividade. Apesar de não existir uma legislação específica para CCS, em seu estudo, Romeiro-Conturbia (2014) reuniu uma série de iniciativas federais e estaduais visando o desenvolvimento e aprimoramento de ações de mitigação e adaptação no país.

Entre elas, a criação do Plano Nacional de Mudança do Clima, em 2008, que incluía o CCS como uma opção de mitigação principalmente para os setores de energia e indústria (MMA, 2008), e o Fundo Nacional para Mudanças do Clima, em 2009, com a finalidade de *“financiar projetos, estudos e empreendimentos que visem à mitigação (ou seja, à redução dos impactos) da mudança do clima e à adaptação a seus efeitos”* (Brasil, 2009).

Na esfera estadual, os estados de São Paulo, Bahia, Espírito Santo, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul e Goiás possuem políticas voltadas para mudanças climáticas com implicações para o CCS, sendo que apenas os quatro primeiros referem, especificamente, atividades de sequestro de carbono.

Por meio de entrevistas, Romeiro-Conturbia (2014) identificou que o governo brasileiro não prioriza o CCS, e que autoridades regulatórias e partes interessadas têm dificuldade ao lidar com os múltiplos aspectos envolvidos no tema. Ela destaca a importância de preparar, não apenas a indústria, mas também o governo para esta tarefa. Entre suas propostas para o desenvolvimento de legislação e regulação para CCS no Brasil estão:

- A indicação das autoridades competentes que deverão se envolver nos projetos¹;
- Definição de direitos de propriedade e posse do CO₂ em subsuperfície;
- Designação de requisitos de licenciamento ambiental;
- Atribuição de responsabilidade a longo prazo.

A autora conclui que o fato de existir uma estrutura de regulação do CCS em um país não significa que o número de projetos deste tipo irá aumentar, mas que haveria mais segurança e redução de riscos nos mesmos.

¹ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT), Agência Nacional de Transportes Aquaviários (ANTAQ), Agência Nacional de Mineração (ANM), Agência Nacional de Águas (ANA) (Romeiro-Conturbia, 2014).

4. MATERIAIS E MÉTODOS

O desenvolvimento desta pesquisa seguiu as seguintes etapas: revisão da literatura, seleção de dados, definição das áreas de estudo (*clusters*) a fim de realizar a análise e correlação entre as áreas.

4.1. Revisão da literatura

As obras, autores, periódicos e relatórios de referência, relacionados aos temas de mudanças climáticas, CCS, Sistema de Informações Geográficas aplicado ao CCS e status do CCS no Brasil, utilizados nesta tese, foram compilados a partir dos estudos que desenvolvi como pesquisadora ao longo de sete anos no Centro de Excelência em Pesquisa e Inovação Petróleo, Recursos Minerais e Armazenamento de Carbono (CEPAC).

A pesquisa por informações sobre armazenamento de carbono renovável, conceituação de biomassa e bioenergia e balanço de carbono foi realizada por meio da ferramenta de busca Google Acadêmico e as plataformas Mendeley, SciELO, Science Direct, ResearchGate e Academia.edu sem a utilização de filtro temporal. Com base nos resultados foi possível selecionar artigos publicados em periódicos como *Biomass and Bioenergy*, publicação da Elsevier, e Estudos Avançados e Química Nova, publicações da Universidade de São Paulo (USP), além dissertações da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e Universidade Estadual Paulista (UNESP).

Dados estatísticos de produção de etanol no Brasil e no mundo foram consultados em relatórios, anuários e boletins de produção da Agência Nacional de

Petróleo e Biocombustíveis (ANP), do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA), da Agência Internacional de Energia (IEA) e da Associação de Combustíveis Renováveis (RFA, do inglês *Renewable Fuels Association*).

4.2. Seleção de dados

A segunda etapa deste trabalho envolveu a consulta a bases de dados existentes e seleção dos dados de fontes emissoras de CO₂ estacionárias, bacias sedimentares, infraestrutura de dutos e poços existentes, a serem utilizados nesta pesquisa.

Os dados de fontes estacionárias de CO₂ foram disponibilizados pelo Projeto CARBMAP, do CEPAC/PUCRS. A base de dados completa do projeto contém atributos como: localização, setor da indústria, tipo de combustível utilizado e volume de CO₂ emitido de 1.884 plantas industriais distribuídas por todo o território brasileiro (Figura 4.1), o que permitiu a seleção de fontes conforme o setor da indústria – produção de etanol – selecionado no estudo.

Shape	Município	UF	CO2 (kt)	Setor	Captura	Estágio	se do Combust	Combustível
Point	Aracaju	SE	0,63072	2	2	Operação	Fóssil	Óleo Diesel
Point	Aracaju	SE	137,981003	2	3	Operação	Fóssil	Gás Natural
Point	Aracaju	SE	77,989502	2	3	Operação	Fóssil	Gás Natural
Point	Capela	SE	12	2	2	Operação	Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar
Point	Capela	SE	12	2	5	Operação	Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar
Point	Neópolis	SE	2,15496	2	2	Operação	Fóssil	Óleo Diesel
Point	Jequiá da Praia	AL	44,150398	2	2	Operação	Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar
Point	Jequiá da Praia	AL	44,150398	2	2	Operação	Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar
Point	Marechal Deodoro	AL	7,8183	2	3	Operação	Fóssil	Gás Natural
Point	Maceió	AL	0,29784	2	2	Operação	Fóssil	Óleo Diesel
Point	Boca da Mata	AL	12	2	2	Operação	Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar
Point	Boca da Mata	AL	12	2	2	Operação	Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar
Point	Maceió	AL	1,93771	2	3	Operação	Fóssil	Gás Natural
Point	Cajueiro	AL	71,990303	2	2	Operação	Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar
Point	Cajueiro	AL	71,990303	2	2	Operação	Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar
Point	Colônia Leopoldina	AL	71,990303	2	2	Operação	Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar
Point	Colônia Leopoldina	AL	71,990303	2	5	Operação	Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar
Point	Tamandaré	PE	89,987801	2	2	Operação	Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar
Point	Tamandaré	PE	89,9878	2	2	Operação	Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar
Point	Ribeirão	PE	25,2288	2	2	Operação	Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar
Point	Cortês	PE	71,990303	2	2	Operação	Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar
Point	Cabo de Santo Agostinho	PE	117,734001	2	3	Operação	Fóssil	Gás Natural
Point	Cabo de Santo Agostinho	PE	12,4798	2	3	Operação	Fóssil	Gás Natural
Point	Cabo de Santo Agostinho	PE	9,9878	2	3	Operação	Fóssil	Gás Natural
Point	Cabo de Santo Agostinho	PE	7,008	2	3	Operação	Fóssil	Gás Natural
Point	Caruaru	PE	1,12128	2	2	Operação	Fóssil	Óleo Diesel
Point	Gravatá	PE	0,84096	2	2	Operação	Fóssil	Óleo Diesel
Point	Recife	PE	14,7168	2	3	Operação	Fóssil	Gás Natural
Point	Camutanga	PE	125,983002	2	2	Operação	Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar
Point	Camutanga	PE	125,983001	2	2	Operação	Biomassa	Bagaço de Cana de Açúcar

Figura 4.1. Exemplo de visualização de uma parte do banco de dados de fontes emissoras de CO₂ do projeto CARBMAP.

Os limites das 32 bacias sedimentares brasileiras foram incluídos neste diagnóstico pois representam as áreas de ocorrência de reservatórios geológicos. Conforme Iglesias *et al.* (2014), atualmente 12 bacias sedimentares possuem produção ativa de hidrocarbonetos – ou seja, têm potencial para recuperação avançada por meio da injeção de CO₂ – estando 93% desta produção localizada *offshore* (Figura 4.2).

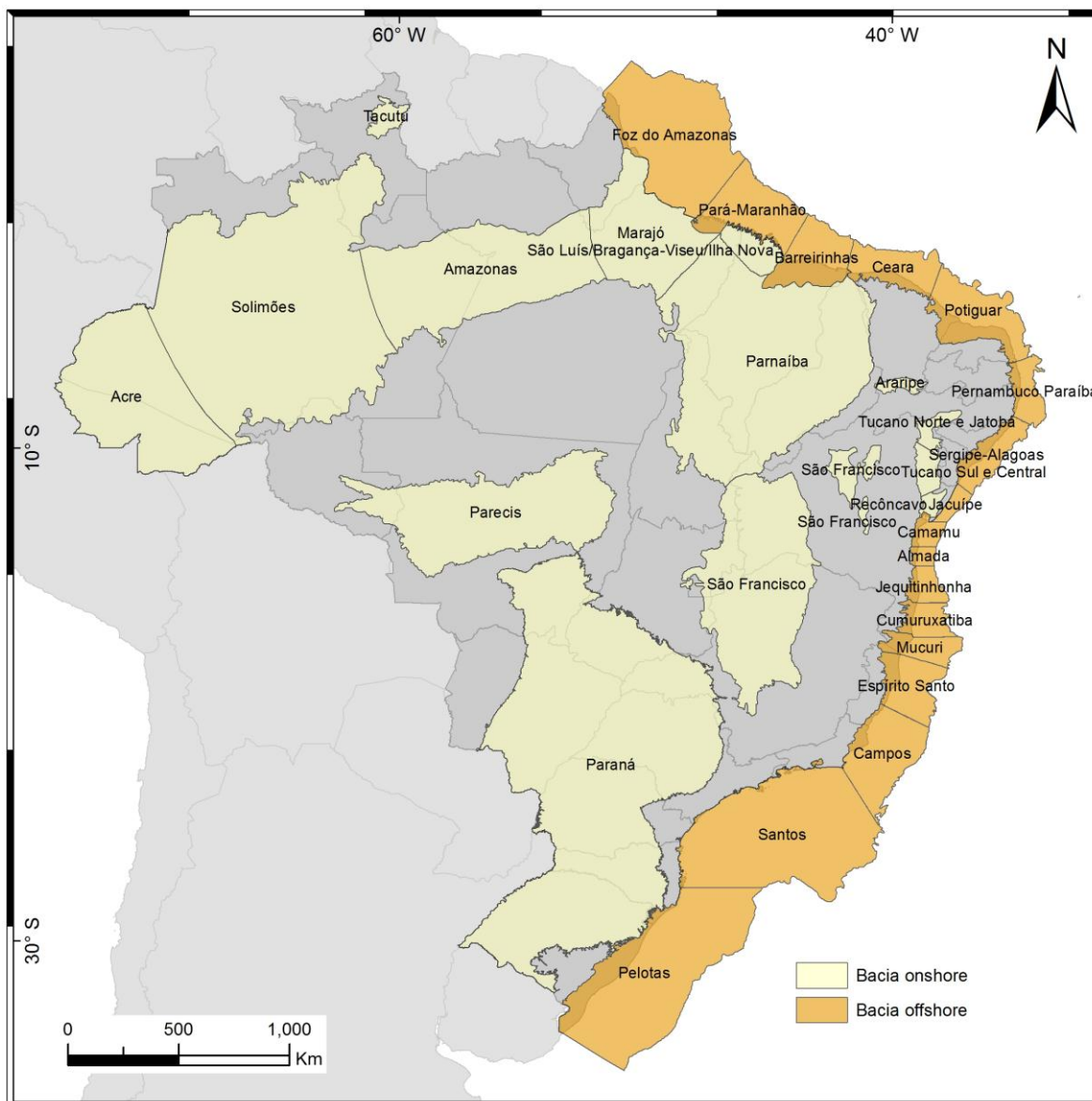


Figura 4.2. Localização das bacias sedimentares *onshore* e *offshore*.

Foram utilizados também os dados de poços de desenvolvimento, produção e exploração, concedidos pelo BDEP/ANP, conforme Figura 4.3. O acesso aos parâmetros – profundidade, tipo de rocha, ocorrência ou não de hidrocarbonetos – de cada poço permitiu a seleção daqueles que atendem aos requisitos de um poço de injeção de CO₂.

FID	POCO	CADASTRO	BACIA	CAMPO	T M	UF	TIPO	OPERADORA	CATEGORIA	RESULTADO	SITUACAO	PROF MED	REF	ELEV REF	LAMINA	INICIO
0	7A_0006_BA	202400003100	RECONCAVO TERR	ARATU	TERR	BA	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	914.7	MR	23.4		11/2/1942
1	7-AB-106HPA-RJS	74281023593	CAMPOS MAR	ALBACORA	MAR	RJ	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	3600.00	MR	26.0	324	12/22/2008
2	7-AB-108HP-RJS	74281023915	CAMPOS MAR	ALBACORA	MAR	RJ	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	4393.00	MR	25.0	523	5/11/2009
3	7-AB-64HA-RJS	74281019167	CAMPOS MAR	ALBACORA	MAR	RJ	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	4311.00	MR	22.00	993	2/11/2004
4	7-AB-75-RJS	74281020813	CAMPOS MAR	ALBACORA	MAR	RJ	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	4311.00	MR	26.00	437	5/8/2004
5	7-AB-78H-RJS	74281020906	CAMPOS MAR	ALBACORA	MAR	RJ	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR		MR	26.00	555	3/28/2008
6	7-AB-99HP-RJS	74281022916	CAMPOS MAR	ALBACORA	MAR	RJ	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR		MR	14.00	1477	10/30/2003
7	7-ABL-24HP-RJS	74281020700	CAMPOS MAR	ALBACORA	MAR	RJ	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	4115.00	MR	14.00	1104	4/4/2006
8	7-ABL-71HP-RJS	74281021773	CAMPOS MAR	ALBACORA	MAR	RJ	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	4115.00	MR	28.0	15.00	5/6/1978
9	7AG 0003 RNS	721010040700	POTIGUAR MAR	AGUILHA	MAR	RN	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	EM INTERVE	1775.0	MR	91.8		4/28/1986
10	7AG 0007 SE	901200311800	SERGIPE TERRA	AGUILHADA	TERR	SE	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	1419.0	MR	84.1		6/18/1953
11	7AG 0008 BA	202400034400	RECONCAVO TERR	AGUA GRAN	TERR	BA	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	1274.3	MR	131.7		10/25/1955
12	7AG 0232 BA	202400248300	RECONCAVO TERR	AGUA GRAN	TERR	BA	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	1375.0	MR	128.5		6/7/1970
13	7AG 0232 BA	202400248300	RECONCAVO TERR	AGUA GRAN	TERR	BA	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	1375.0	MR	105.9		4/3/1975
14	7AG 0252 BA	202400291000	RECONCAVO TERR	AGUA GRAN	TERR	BA	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	1547.0	MR	146.0		11/21/1975
15	7AG 0256 BA	202400285400	RECONCAVO TERR	AGUA GRAN	TERR	BA	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	1710.0	MR	99.9		8/2/1982
16	7AG 0315 BA	202400365500	RECONCAVO TERR	AGUA GRAN	TERR	BA	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	1689.0	MR	110.8		8/2/1982
17	7AG 0316 BA	202400366500	RECONCAVO TERR	AGUA GRAN	TERR	BA	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	1680.0	MR	80.2		9/22/1982
18	7AG 0318 BA	202400368500	RECONCAVO TERR	AGUA GRAN	TERR	BA	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	1428.0	MR	120.5		9/6/1983
19	7AG 0324 BA	202400396000	RECONCAVO TERR	AGUA GRAN	TERR	BA	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	1744.0	MR	123.2		9/11/1980
20	7AG 0325 BA	202400397100	RECONCAVO TERR	AGUA GRAN	TERR	BA	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	1731.0	MR	96.00		9/4/2004
21	7AG 0339 BA	202400548500	RECONCAVO TERR	AGUA GRAN	TERR	BA	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	1360.0	MR	101.00		1/8/2007
22	7-AG-14D-SE	90120021048	SERGIPE TERRA	AGUILHADA	TERR	SE	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	1401.5	MR	68.3		1/26/2001
23	7-AG-18D-SE	90120022121	SERGIPE TERRA	AGUILHADA	TERR	SE	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	1543.00	MR	77.2		7/23/2002
24	7-AG-372D-BA	20240019218	RECONCAVO TERR	AGUA GRAN	TERR	BA	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	1319.00	MR	107.81		6/6/2008
25	7-AG-385D-BA	20240020096	RECONCAVO TERR	AGUA GRAN	TERR	BA	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	1370.00	MR	105.57		7/20/2008
26	7-AG-400D-BA	20240022137	RECONCAVO TERR	AGUA GRAN	TERR	BA	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	1525.2	MR	15.5		2/15/1986
27	7-AG-407D-BA	20240023079	RECONCAVO TERR	AGUA GRAN	TERR	BA	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	1947.00	MR	14.9		3/11/1986
28	7-AG-414D-BA	20240023175	RECONCAVO TERR	AGUA GRAN	TERR	BA	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	1952.4	MR	118.00		7/4/2009
29	7-AG-420D-BA	20240023600	RECONCAVO TERR	AGUA GRAN	TERR	BA	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	1984.00	MR	118.00		7/1/2005
30	7AN 0021 SE	901200307100	SERGIPE TERRA	ANGELIM	TERR	SE	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	997.0	MR	126.00		10/26/2005
31	7AN 0022 SE	901200308200	SERGIPE TERRA	ANGELIM	TERR	SE	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	1206.0	MR	117.00		5/24/2006
32	7-ANB-10D-AL	08115024013	ALAGOAS TERRA	ANAMIBE	TERR	AL	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	2102.00	MR	118.00		
33	7-ANB-10D-AL	08115021403	ALAGOAS TERRA	ANAMIBE	TERR	AL	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	2102.00	MR	118.00		
34	7-ANB-2D-AL	08115021541	ALAGOAS TERRA	ANAMIBE	TERR	AL	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	2212.00	MR	126.00		
35	7-ANB-3-AL	08115021833	ALAGOAS TERRA	ANAMIBE	TERR	AL	desenvolvimento	PETROBRAS	producao	produtor com	PRODUTOR	2212.00	MR	117.00		

Figura 4.3. Exemplo de visualização da tabela de atributos da base de dados de poços da ANP.

4.3. Definição dos *clusters*

Nesta pesquisa, os *clusters* representam áreas com um grande número de fontes emissoras de CO₂, e/ou fontes emissoras de grande porte, cujas emissões estão geograficamente associadas a reservatórios geológicos.

Os critérios utilizados na determinação desses *clusters* foram propostos com base em aspectos técnicos relacionados à atividade de CCS (distância entre fonte e poço de injeção existente, profundidade do poço, volume de CO₂ associado), exemplos de projetos existentes e literatura disponível – Broek *et al.* (2010), Broek *et al.* (2009), Wildenborg, *et al.* (2009), Rockett (2010) e Rockett *et al.* (2012).

A primeira etapa de elaboração dos *clusters* foi a exclusão da base de dados de fontes emissoras de CO₂ cujo setor da indústria não corresponde à produção de etanol e cujo volume de emissão não está disponível.

Paralelamente foi realizada a definição dos poços para referência do local de injeção de CO₂ e ponto central do *cluster*. Foram automaticamente excluídos da análise os poços *offshore* e aqueles cuja descrição na base de dados original não contém informação sobre a rocha-alvo e profundidade. Também foram desconsiderados os poços nos quais no campo “resultado” menciona “abandonado”, “seco sem indícios de óleo/petróleo”, “seco sem indícios de óleo e gás” e/ou no campo “situação” menciona “abandonado/aguardando abandono definitivo¹” ou “arrasado²”, “cedido para produção de água”, “descarte de água”. Foi importante

¹ “Série de operações destinadas a restaurar o isolamento entre os diferentes intervalos permeáveis podendo ser permanente, quando não houver interesse de retorno ao poço; ou temporário, quando por qualquer razão houver interesse de retorno ao poço” (Glossário do website da ANP. Disponível em <http://www.anp.gov.br/?id=582#p>).

² “Após realizado o abandono definitivo (conforme definido na Portaria n° 25/2002) o arrasamento de um poço compreende a remoção de todo e qualquer equipamento de superfície e o corte do revestimento de superfície no fundo do antepoço. Compreende ainda o tamponamento da cavidade do antepoço até nivelá-lo ao nível da base”. (Termos Técnicos da Segunda Rodada do Brazil Rounds, ANP. Disponível em http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round8/round2_am/termos_tecnicos.asp).

considerar os dois campos pois em diversos casos um deles não continha nenhuma informação.

Os filtros empregados para selecionar os poços a serem utilizados levaram em consideração:

- Rocha-alvo (“Formação Final”, conforme nomenclatura da base de dados), mantendo na base de dados apenas os poços cuja rocha-alvo possui potencial para reservatório, no caso, rochas classificadas como “arenitos” nas cartas estratigráficas – e.g. Sergi e Campo Mourão – foram mantidas no banco de dados. Por outro lado, foram desconsiderados os poços cuja formação final corresponde a embasamento, uma vez que estes não possuem permeabilidade adequada;
- Profundidade, considerando como viáveis apenas os poços que estejam dentro do intervalo de profundidade de 800 m a 3.000 m.

Nas áreas onde restou uma grande quantidade de poços que atendem aos critérios de inclusão foram escolhidos aqueles que estejam mais próximo de dutos existentes.

A fim de realizar a validação dos poços selecionados, como sendo viáveis para configuração de *clusters*, foi considerada a distância entre o poço e as fontes emissoras estacionárias, por ser um fator que impacta o custo do transporte. A literatura disponível sugere uma distância máxima de 300 km, a partir da qual o transporte do CO₂ para armazenamento se tornaria inviável economicamente (Bradshaw & Dance, 2005; IPCC, 2005), embora a distância mais adequada dependa das particularidades de cada projeto. Vaz (2009) e Hoppe (2012) adotaram, em seus estudos, a distância máxima de 250 km entre fontes emissoras e poço de injeção. Por sua vez, Bradshaw & Dance, (2005), Machado *et al.* (2013), Rockett *et al.* (2012) e Rockett (2010), realizaram seus diagnósticos ampliando a área de estudo para 300 km. Neste estudo foi adotado como valor de referência a distância

máxima de 300 km entre os poços e as fontes emissoras do setor de produção de etanol, conforme sugerem o IPCC (2005) e Bradshaw & Dance (2005).

Dentro da área de abrangência de 300 km a partir dos poços, foi considerado o limite mínimo de emissão anual de cada *cluster* de CO₂ de 1 Mt/ano, tendo como referência projetos comerciais de CCS no mundo, como Sleipner, na Noruega e In Salah, na Algeria, (Heyberger *et al.*, 2005).

Após a definição e validação da localização dos pontos centrais dos *clusters*, foi traçada, utilizando a ferramenta *Buffer* do software ArcGIS, a circunferência do círculo definido pelo raio de 300 km de distância do a partir do ponto central, estabelecendo a área de abrangência do mesmo (Figura 4.4).

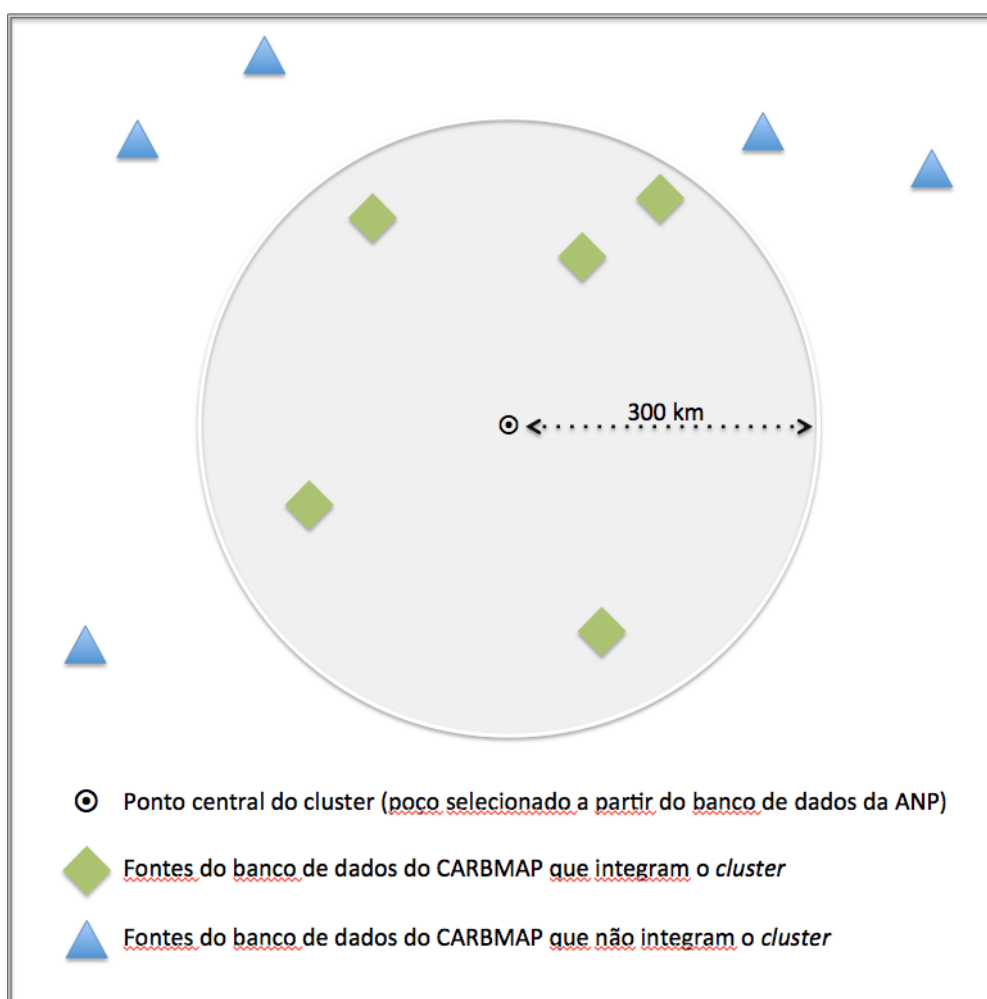


Figura 4.4. Esquema explicativo do método de construção do *cluster*.

Posteriormente, empregando a ferramenta *Clip*, foram extraídos das bases de dados originais de fontes emissoras e dutos apenas os dados localizados dentro da zona de 300 km previamente estabelecida. Uma vez determinados, os *clusters* foram denominados conforme o estado de localização dos respectivos poços de injeção.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1. Fontes emissoras de CO₂ selecionadas

Em conformidade com o escopo desta pesquisa, foram consideradas apenas as emissões provenientes de plantas industriais produtoras de etanol¹ localizadas em território brasileiro, totalizando 371 unidades (já desconsideradas aquelas cujos dados de emissão não constam na tabela) que emitem anualmente 113 Mt de CO₂ na atmosfera. O estado de São Paulo concentra a maior parte delas, totalizando 193 unidades e 63 Mt de CO₂/ano (Tabela 5.1) (Figura 5.1).

Tabela 5.1. Unidades produtoras de etanol por estado e volume de emissões por unidade por ano

Estado	Usinas de etanol (un.)	MtCO ₂ /ano
São Paulo	193	63
Paraná	36	9.8
Minas Gerais	30	7
Goiás	20	6.9
Alagoas	17	5.7
Mato Grosso	14	5.5
Pernambuco	13	4.5
Mato Grosso do Sul	10	1.7
Santa Catarina	8	1.7
Espírito Santo	6	0.7
Rio Grande do Sul	6	1.7
Rio Grande do Norte	3	0.8
Rio de Janeiro	3	0.4
Bahia	3	1.7
Sergipe	2	0.25
Paraíba	2	1.4
Pará	2	0.04
Rondônia	1	0.6
Piauí	1	0.3
Amazonas	1	0.2
Total	371	113.89

¹ Os dados não consideram GEEs gerados em outras etapas da cadeia produtiva do etanol.

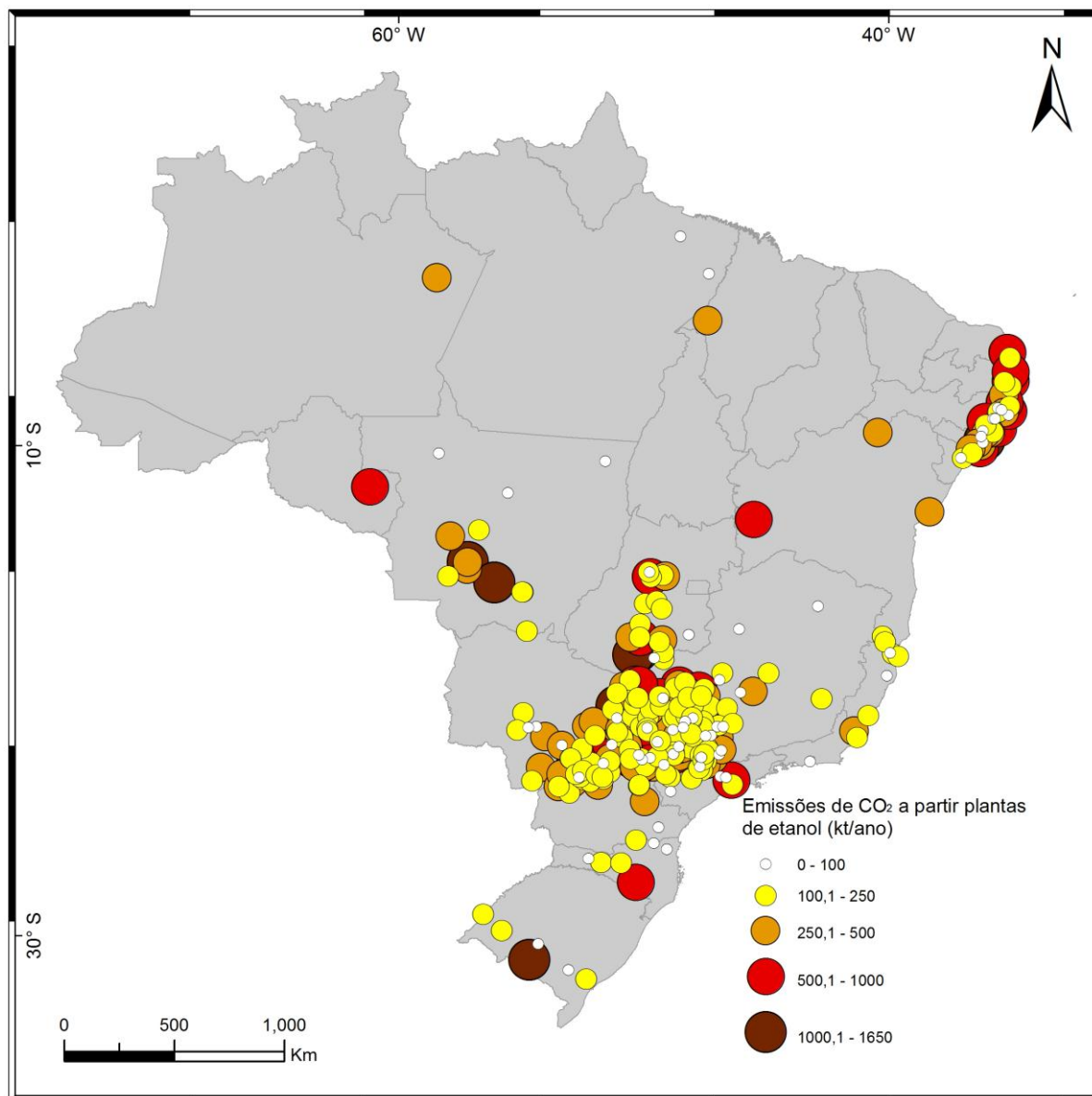


Figura 5.1. Volume de CO₂ emitido por plantas industriais produtoras de etanol.

Entre as usinas selecionadas, a que mais contribui com emissões de dióxido de carbono na atmosfera – 1,6 Mt/ano – está localizada município de Nova Olímpia, Minas Gerais. Ao todo, 15 usinas emitem individualmente mais de 1 Mt/ano. Por outro lado, a planta com menor volume de emissões está sediada em Piracicaba, São Paulo, e libera 0,006 Mt de CO₂ por ano na atmosfera.

5.2. Poços selecionados

Com base na aplicação de filtros por tipo de rocha, profundidade e distância adequada ao armazenamento na metodologia apresentada, foram selecionados três poços de um universo de 26.470, conforme demonstrado na Tabela 5.2 e Figura 5.2.

Tabela 5.2. Poços selecionados a partir da base de dados da ANP.

Poço	Nomenclatura ANP	Bacia	UF	Profundidade (m)	Grupo	Formação
1	7-PIR-241D-AL	Sergipe-Alagoas	AL	2244	Coruripe	Coqueiro Seco
2	2JA 0001 GO	Paraná	GO	2107	Paraná	Furnas
3	1-ELPS-9-PR	Paraná	PR	2812	Itararé	Campo Mourão

O Poço 1 (denominado 7-PIR-241D-AL, conforme nomenclatura da ANP), localiza-se a aproximadamente 20 km (W-NW) da cidade de Maceió, Alagoas, na área de abrangência da bacia sedimentar de Sergipe-Alagoas. Possui 2.244 metros de profundidade e atinge a Formação Coqueiro Seco (Grupo Coruripe).

O Poço 2 (denominado 2JA-0001-GO, conforme nomenclatura da ANP), está localizado no estado de Goiás, na área de abrangência da Bacia do Paraná. Possui 2.107 m de profundidade e alcança os arenitos da Formação Furnas, Grupo Paraná.

O Poço 3 (denominado 1-ELPS-9-PR, conforme nomenclatura da ANP), localiza-se no estado do Paraná e, assim como o Poço 2, está inserido na Bacia do Paraná. Com 2.812 m de profundidade, atinge a Formação Campo Mourão, do Grupo Itararé).

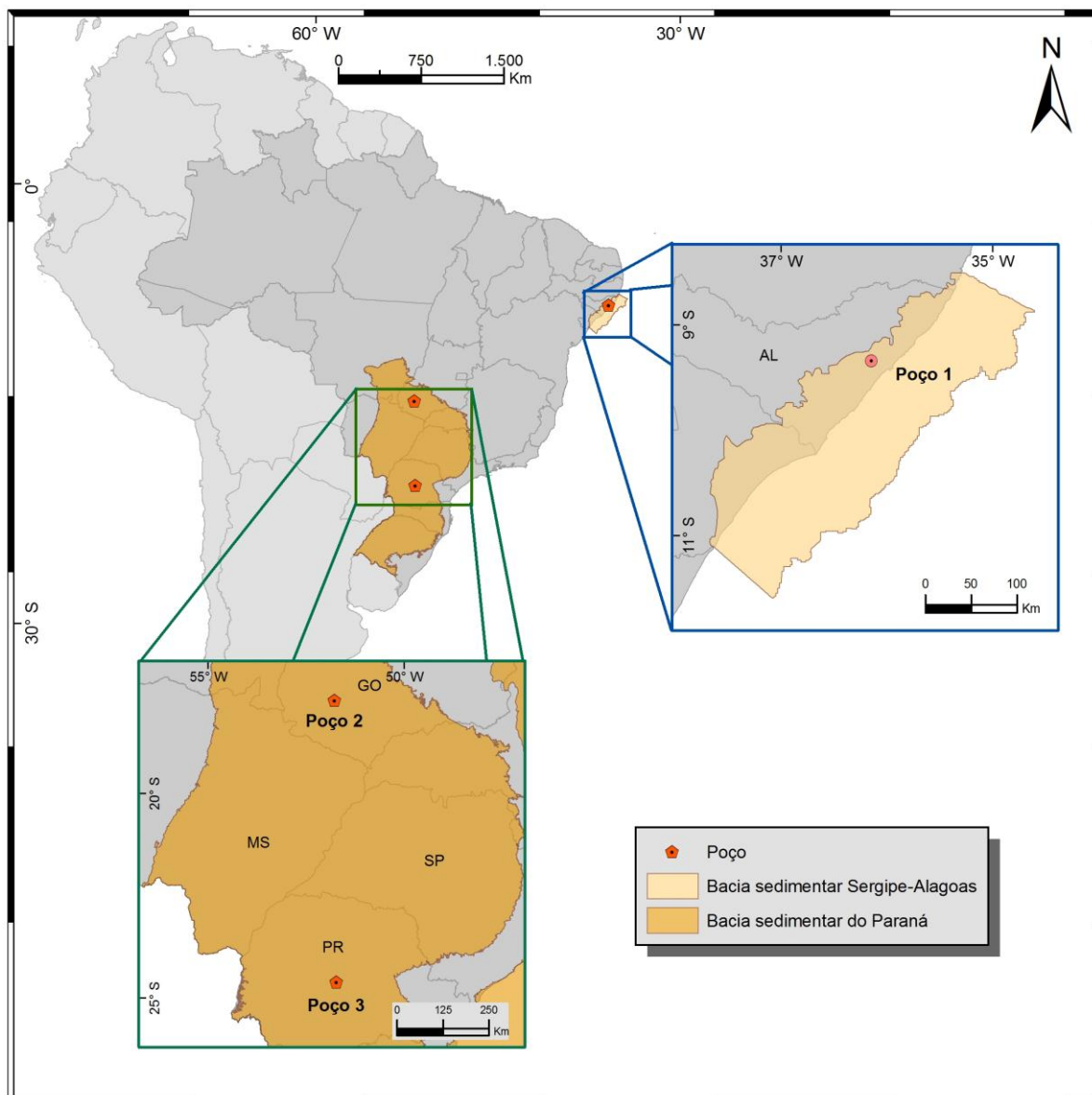


Figura 5.2. Localização dos poços selecionados.

5.3. Clusters

A metodologia utilizada permitiu a determinação de três áreas cuja associação fonte-reservatório sugere um potencial para utilização de CO₂ derivado de plantas de etanol em projetos de armazenamento geológico estão referidas neste estudo por *Cluster Alagoas*, *Cluster Goiás* e *Cluster Paraná* (Figura 5.3).

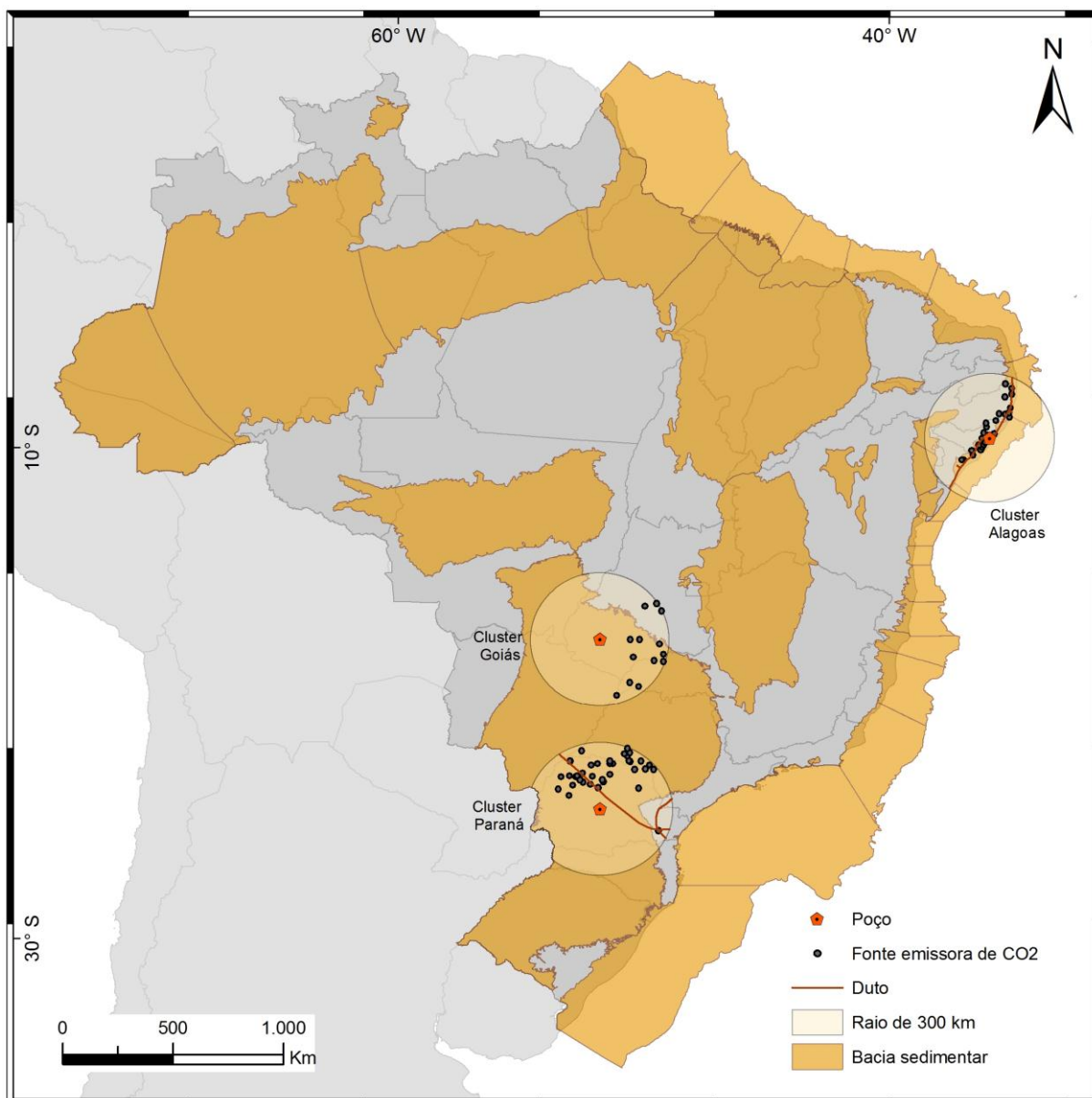


Figura 5.3. Localização dos *clusters* de fontes emissoras e poços para injeção de CO₂.

5.3.1. Cluster Alagoas

O *Cluster Alagoas* está localizado na Região Nordeste do país, abrange os estados de Sergipe, Alagoas e Pernambuco e foi definido a partir do Poço 1, indicado na Figura 5.4.

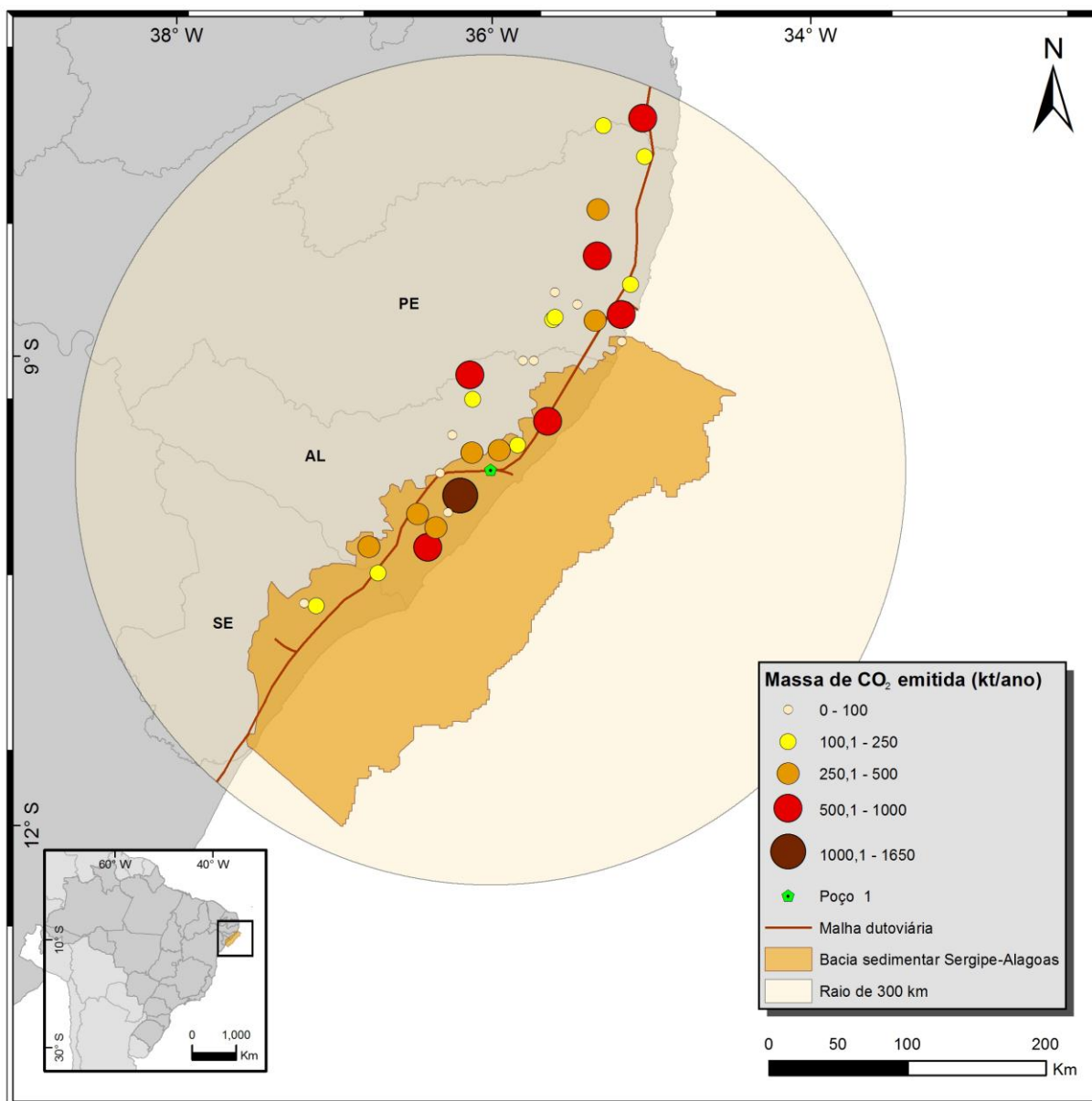


Figura 5.4. Localização do *Cluster* Alagoas.

O poço atinge um dos principais reservatórios do Campo de Pilar, na Formação Coqueiro Seco (Grupo Coruripe), de onde produz petróleo desde 2008. A formação, de idade Aptiana, é caracterizada por intercalações de arenitos e folhelhos, com reservatórios que podem atingir até 50 m de espessura. Possui

porosidade média de 20%, permeabilidade de 100 mD e óleo de 41° API¹ (ANP, 2010; Borba *et al.*, 2004; Milani e Araújo, 2003).

O Campo de Pilar está inserido no sistema petrolífero² Barra de Itiúba-Coqueiro Seco e ocorre entre 500 m e 3.500 m de profundidade. Conforme dados do Boletim Mensal de Produção, datado de 09/2010, o campo produziu por dia 3.134 barris de petróleo e 879 milhões de metros cúbicos de gás. No panorama de produção nacional de petróleo e gás natural, publicado pela ANP em 10/2012, o campo de Pilar foi classificado como o 4º entre os dez maiores campos produtores de gás natural *onshore*, atrás apenas dos campos Leste do Urucu, Rio Urucu e Miranga (Milani & Araújo, 2003; ANP, 2010) (Figura 5.5).

Dentro do raio de 300 km a partir do Poço 1 estão mapeadas 32 plantas industriais produtoras de etanol que emitem anualmente 11 Mt de CO₂. A maior parte delas, 17 ao todo, está localizada em território alagoano. A única fonte do *cluster* com emissão de dióxido de carbono superior a 1 Mt/ano encontra-se a 23 km do poço.

Se consideradas todas as fontes emissoras mapeadas, incluindo os demais setores da indústria, chega-se a um total de 84 unidades que contribuem com 25 Mt/ano de dióxido de carbono. São 78 unidades pertencentes ao setor de energia, 5 produtoras de cimento e 1 de amônia.

¹ Grau API refere-se à escala hidrométrica, idealizada pelo *American Petroleum Institute* (API) e pelo *National Bureau of Standards*, utilizada para medir a densidade relativa de derivados de petróleo. Conforme a escala de classificação, API $\geq 31^\circ$, corresponde a óleo leve, de $\geq 22^\circ$ a $< 31^\circ$, óleo médio, e inferior a 22° , óleo pesado (PORTARIA ANP N° 206, DE 29/8/2000).

² “Espaço tridimensional onde as condições satisfatórias de geração, migração e acumulação conviveram numa determinada época” (Artur & Soares, 2008).

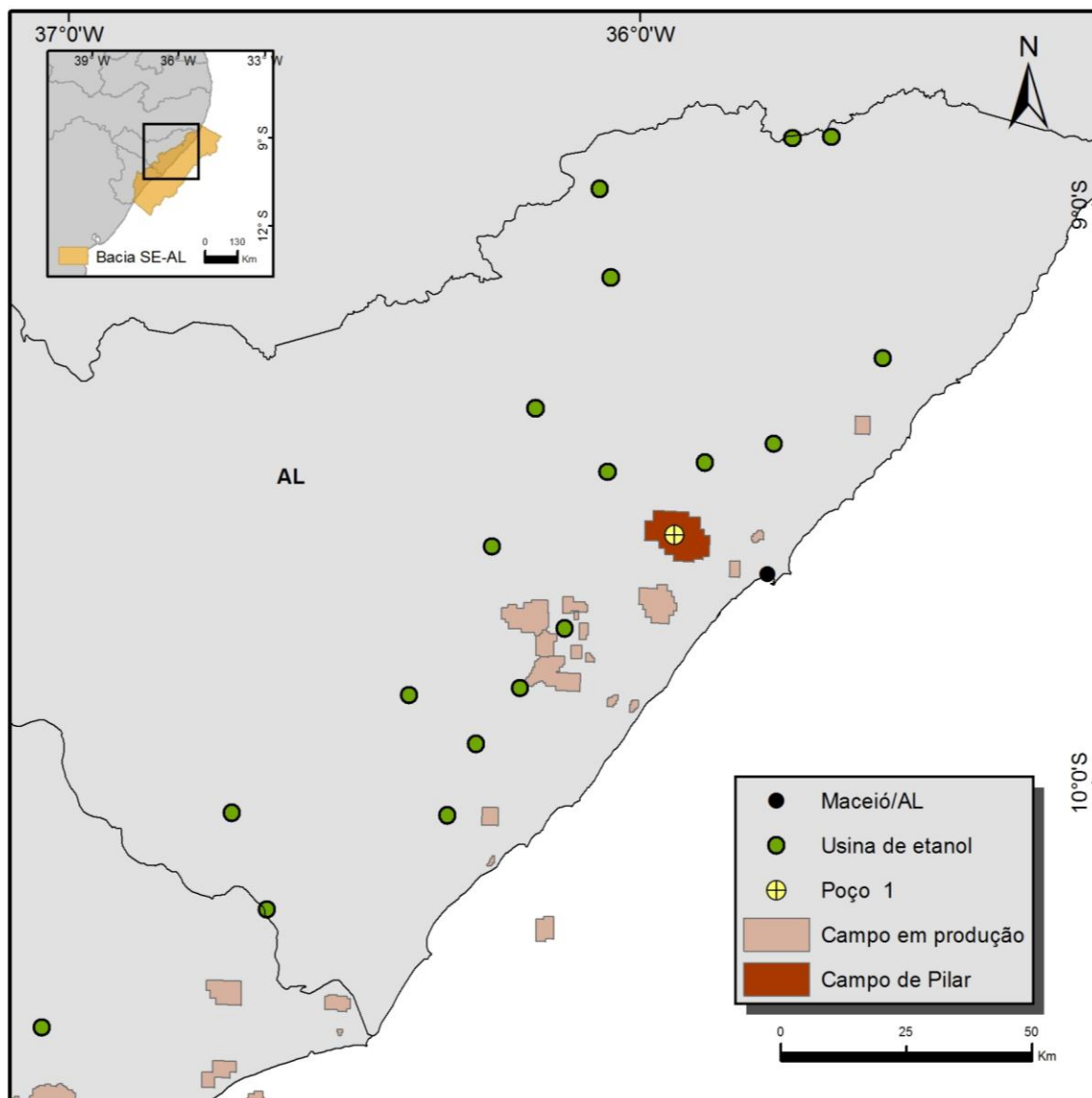


Figura 5.5. Localização do campo de Pilar.

Em relação à infraestrutura para transporte, a extensão total de dutos existentes dentro da área de abrangência do *Cluster Alagoas* totaliza 857 km, e inclui 9 gasodutos – Nordesteão (trecho Guararé/RN a Cabo de Santo Agostinho/PE), GASALP (Pilar/AL a Cabo de Santo Agostinho /PE, GASEB, Penedo/AL-Pilar/AL, Carmópolis/SE-Penedo/AL, Itaporanga/SE-Carmópolis/SE, Atalaia/SE-Itaporanga/SE, SERGAS (ligando Riachuelo/SE a Laranjeiras/SE), Pilar/SE-Ipojuca/AL – e um oleoduto, este localizado a 300 m do Poço 1. O oleoduto

Pilar/SEAL, em operação desde 1986, liga o poço de Pilar a Maceió e possui 28 km de extensão.

5.3.2. *Cluster* Goiás

O *Cluster* Goiás abrange parte dos estados de Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais e São Paulo, conforme indicado na Figura 5.6.

O poço correspondente a este *cluster* atinge a Formação Furnas. Inserida na Supersequência Paraná, a formação corresponde a uma sucessão de arenitos quartzosos médios a grossos, sobrepostos pelos folhelhos da formação Ponta Grossa que compõem o sistema petrolífero Ponta Grossa-Furnas (Artur & Soares, 2008; De Ros, 1998). Embora seja reconhecido seu potencial para reservatório de hidrocarbonetos, De Ros (1998) salienta que a baixa porosidade e permeabilidade dos arenitos comprometem a qualidade dos reservatórios da Formação. Conforme o autor, as maiores taxas de porosidade e permeabilidade podem ser encontradas em profundidades intermediárias (< 2000m) e em áreas distantes do Arco de Ponta Grossa. Por outro lado, para Artur & Soares, as características de permo-porosidade da unidade Furnas são suficientes para a produção de gás.

No que tange às emissões de dióxido de carbono mapeadas na área de abrangência deste *cluster*, 20 fontes emissoras do setor alcooleiro que emitem aproximadamente 7 Mt de dióxido de carbono por ano. Se consideradas as fontes de CO₂ de todos os setores da indústria, estas totalizariam 65 unidades e 13 Mt de CO₂ emitido ao ano.

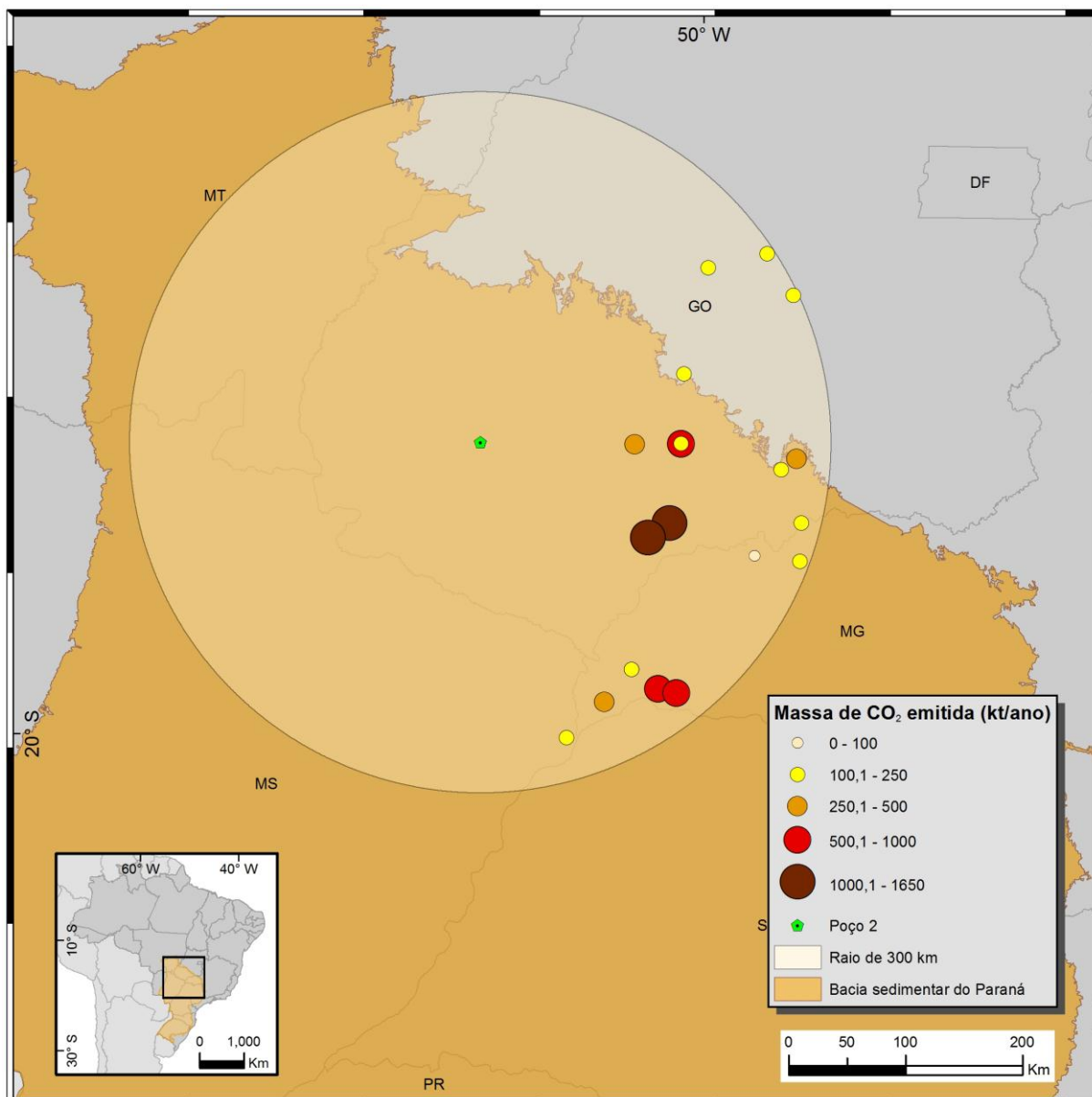


Figura 5.6. Localização do *Cluster* Goiás.

5.3.3. *Cluster* Paraná

O *Cluster* Paraná abrange quase completamente o estado do Paraná – 96% do seu território – e parcialmente os estados de São Paulo, Santa Catarina e Mato Grosso do Sul. Considerando a área total do *cluster*, 70% localiza-se sobre o território paranaense (Figura 5.7).

No centro do *cluster* localiza-se o Poço 3, que atinge a Formação Campo Mourão, Grupo Itararé. Campos *et al.* (1998) descrevem os arenitos da Formação Campo Mourão como bem selecionados, subarredondados, constituídos por quartzo, plagioclásio e feldspato potássico, com composição arcossiana, porosidade inferior a 9% e permeabilidade inferior a 2mD. Para Artur e Soares (2008), os arenitos representam bons reservatórios tendo, aqueles localizados em profundidades superiores a 1.000 m, porosidade secundária de 10% a 15%. Bartoszeck & Rostirolla (2008) evidenciaram as características estratigráficas da formação, análogas às de um reservatório de hidrocarbonetos em profundidade, mencionando inclusive a ocorrência de falhas em escala subsísmica, muito semelhante ao que se espera de um reservatório.

Dentro da área de abrangência deste *cluster* existem, 63 usinas de etanol que emitem anualmente 18 Mt de CO₂. Do total, 36 estão situadas no estado do Paraná dentro de um raio de 260 km. As duas fontes que ultrapassam 1 Mt/ano no *cluster* localizam-se no Paraná a 190 km do poço 3 e no estado de São Paulo a 264 km do mesmo. Se consideradas as fontes de de todos os setores da indústria, estas totalizaram 139 unidades, cuja contribuição anual de CO₂ da atmosfera atinge e 46 Mt.

A infraestrutura dutoviária existente dentro dos limites do *cluster* Paraná estende-se por 953 km e inclui trechos do gasoduto Bolívia-Brasil, ligando Campinas/SP a Araucária/PR e Araucária/PR a Biguaçu/SC e Corumbá/MS a Paranaguá/PR, e os oleodutos – OLAPA (ligando a Refinaria do Paraná a Paranaguá), OSPAR (ligando São Francisco do Sul à REPAR) e OPASC-ITA (ligando a REPAR à Itajaí/SC).

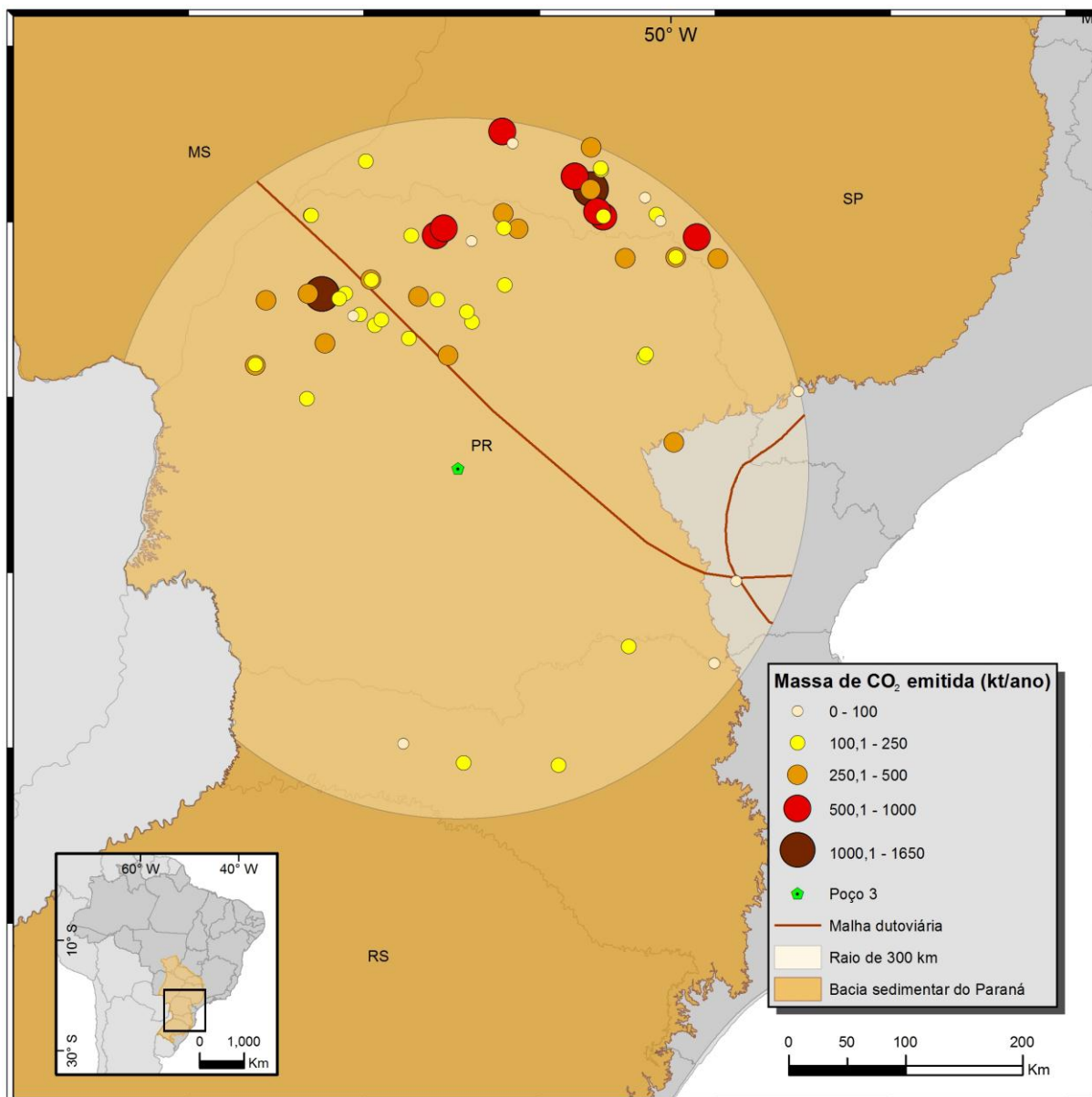


Figura 5.7. Localização do *Cluster* Paraná.

6. CONCLUSÕES

Os efeitos negativos das emissões antropogênicas de GEEs na atmosfera e a necessidade de reduzi-las já estão mais do que estabelecidos. No intuito de levantar subsídios para fazer frente a esse cenário, esse trabalho se propôs a avaliar o potencial brasileiro de redução de emissões de CO₂ derivadas de usinas de produção de etanol por meio da captura e armazenamento de carbono com bioenergia (BECCS) a partir de cenários (clusters) de associação entre fontes emissoras e reservatórios geológicos. A análise dos dados levantados identificou:

- Com base dos dados e metodologia foram propostos três clusters como sendo considerados adequados para BECCS: *cluster* Paraná, *cluster* Sergipe-Alagoas e *cluster* Goiás.
- A partir dos três clusters de associação entre fontes emissoras e reservatórios geológicos propostos, o Brasil poderia evitar a liberação de até 36 Mt de CO₂/ano por meio das tecnologias de captura e armazenamento de carbono com bioenergia (BECCS), aproximadamente 32% das emissões deste setor em todo o território nacional;
- Em relação às emissões, no *cluster* Paraná é gerado o maior volume de dióxido de carbono associado (18 Mt/ano), seguido pelos *clusters* Sergipe-Alagoas (11 Mt/ano) e Goiás (7 Mt/ano). Analisando as fontes individualmente, foram mapeadas duas fontes emissoras que ultrapassam 1 Mt de CO₂/ano nos clusters Paraná e Goiás e apenas uma no cluster Sergipe-Alagoas;

- Os *clusters* Paraná e Sergipe-Alagoas possuem algumas vantagens em relação *cluster* Goiás, dentre as quais pode-se se destacar a existência de infraestrutura dutoviária que poderia representar a possibilidade de conversão ou aproveitamento do corredor de duto existente. No caso do *cluster* Sergipe-Alagoas, a distância máxima entre o poço selecionado e as fontes emissoras mapeadas é de 63 km;
- O poço 1, do *cluster* Sergipe-Alagoas, atinge um dos principais reservatórios do Campo de Pilar que, em 2013, produziu 3.134 barris de óleo de alta qualidade. Por meio do uso de técnicas de EOR a produção no campo poderia aumentar em até 40%, tornando este *cluster* uma área bastante atrativa para a atividade;

De maneira geral, ainda que o país apresente condições favoráveis como a alta produção de etanol (segunda maior do mundo), e a extensa área de bacias sedimentares (aproximadamente 55% da área emersa do território), a falta de legislação específica dificulta o avanço do desenvolvimento de projetos de CCS.

Por força do escopo definido no estudo, alguns pontos interessantes, como a proposição de novos traçados de dutos considerando aspectos de relevo e áreas urbanizadas, não foram contemplados. Além disso, questões como a inclusão de emissões geradas em toda a cadeia produtiva do etanol durante os levantamentos e análises, também emergiram. Como não estavam previstas, igualmente não foram incluídas, mas são um indicativo de caminho a seguir para pesquisas futuras.

Apesar das limitações como dificuldades no acesso a dados de emissões atualizados e falta de dados geológicos mais abrangentes, as análises dos dados levantados para este estudo permitem concluir que o CCS, mais especificamente o BECCS, é uma alternativa promissora e viável para o Brasil desde que consideradas as diversas situações indicadas acima.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALBERTA CARBON CAPTURE AND STORAGE DEVELOPMENT COUNCIL (ACCSDC). Accelerating Carbon Capture and Storage Implementation in Alberta. Edmonton, 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 2ª Edição. Brasília, 2005. 243p.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. BANCO DE DADOS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (ANP). Banco de dados de Exploração e Produção - BDEP. Disponível em: <http://maps.bdep.gov.br/>. Acesso em: 15/11/2014.

_____. Boletim do Etanol N°02/2014. Setembro, 2014.

_____. Anuário estatístico brasileiro do petróleo e do gás natural. Rio de Janeiro: ANP, 2013.

_____. Plano de Desenvolvimento aprovado na Reunião de Diretoria n° 597 de 23/11/2010, Resolução de Diretoria n° 982/2010 Sumário Executivo do Campo de Pilar. 2010.

_____. Anuário estatístico brasileiro do petróleo e do gás natural, 2009. 225p.

_____. Portaria Nº 206 de 29 de agosto de 2000. *Diário Oficial*, de 30 de 8 de 2000.

_____. Despacho Nº 121 de 06 de março de 1998. *Diário Oficial*, de 12 de 3 de 1998.

ARTUR, P.; SOARES, P. Paleoestruturas e petróleo na Bacia do Paraná, Brasil. **Brazilian Journal of Geology**, v. 32, n. 4, p. 433–448, 2008.

BARTOSZECK, M. K.; ROSTIROLLA, S. P. Modelagem volumétrica e simulação de fluxo em arenitos análogos a: exemplo da Formação Campo Mourão , Bacia do Paraná. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 38, p. 128–139, 2008.

BAUMERT, K. A.; Herzog, T.; Pershing, J. Navigating the Numbers: Greenhouse Gas Data and International Climate Policy. World Resources Institute, 2005.

BECK, B.; Cunha, P.; Ketzer, J. M.; Machado, H.; Rocha, P. S.; Zancan, F.; DE Almeida, A. S.; Pinheiro, D. Z. The current status of CCS development in Brazil. **Energy Procedia**, v. 4, p. 6148–6151, jan. 2011.

BELLONA FOUNDATION. Why CCS now. Oslo: 2008.

_____. CCS news and events: New Report Showing How CO₂ Can Be Removed From The Atmosphere. Disponível em: http://bellona.ru/bellona.org/articles/articles_2012/New%20report%20showing%20how%20CO2%20can%20be%20removed%20from%20the%20atmosphere. Acesso em: 15/7/2014.

BELTRAME, E. Seleção de sítios e planejamento da atividade de cultivo de camarões marinhos com base em geotecnologias. 2003. UFSC, 2003.

BENSON, S. M.; Berkeley, L. Overview of Geologic Storage of CO₂. In: THOMAS, D. C.; BENSON, S. M. (Eds.). **Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations**. Elsevier, v. 2. p. 665–672, 2005.

BENTHAM, M.; Kirby, G. CO₂ storage in saline aquifers. **Oil & Gas Science and Technology-Revue De L'Institut Francais Du Petrole**, v. 60, p. 559–567, 2005.

BICKLE, M. J. Geological carbon storage, **Nature Geoscience**, 2009. v. 2, 815–818. 2009.

BONIJOLY, D.; Fabbri, A.; Chapuis, F.; Laude, A.; Ricci, O. Technical and economic feasibility of the capture and geological storage of CO₂ from a bio-fuel distillery: CPER Artenay project. **Energy Procedia**, v. 1, p. 3927–3934, 2009.

BORBA, C.; Aguiar, L. A. M.; Maciel, W. B.; Almeida, M. S. de; Filho, D. C. D.; Souza, R. S. Aspectos controladores do potencial selante de falhas: exemplo do Campo de Pilar, Bacia de Sergipe-Alagoas, Brasil. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v. 12, n. 1, p. 103–123, 2004.

BRADSHAW, J.; Dance, T. Mapping geological storage prospectivity of CO₂ for the world's sedimentary basins and regional source to sink matching. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Technologies, Vol. 1; peer reviewed Papers and Plenary Presentations, 2004. pp. 583-592.

BRADSHAW, J.; Dance, T. Mapping geological storage prospectivity of CO₂ for the world's sedimentary basins and regional source to sink matching. In: **Greenhouse**

Gas Control Technologies. Vancouver, Canada: Elsevier Ltd, 2005. v. 61p. 583–591.

BRAY, S. C.; Ferreira, E. R.; Ruas, G. D. G. **As políticas da indústria canavieira e as políticas do Proálcool no Brasil.** Marília, UNESP, Marília Publicações, 2000.

BRASIL. Fundo Nacional de Mudanças do Clima. Lei Federal nº 12.114 de 2009.

BRESSAN, L. W. Estudo Experimental da Interação CO₂-rocha-fluido nas Formações Furnas e Ponta Grossa da Bacia do Paraná. PUCRS, 2014.

BRESSAN, L. W. Geoquímica e Integridade mineralógica de reservatórios do campo de Buracica para Armazenamento geológico de CO₂. PUCRS, 2009.

CAMPOS, L.; Milani, E.; Toledo, M.; Queiroz, R.; Catto, A.; Selke, S. Barra Bonita: a primeira acumulação comercial de hidrocarboneto da Bacia do Paraná. Brazilian Petroleum Institute, Rio Oil & Gas Conference, Rio de Janeiro, Brasil, IBP17198, atas, 7p, p. 5–8, 1998.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS (CGEE). Manual de Capacitação sobre Mudança do Clima e Projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo. Brasília, 2010.

CLUBCO₂. Geological storage: answers to yours questions, 2011. Disponível em: [http://www.captage-stockage-valorisation-co2.fr/sites/default/files/Club%20CO₂_Brochure_EN.pdf](http://www.captage-stockage-valorisation-co2.fr/sites/default/files/Club%20CO2_Brochure_EN.pdf). Acesso em: 15/7/2014.

CO₂ Capture Project (CCP). CCS browser: a guide to CO₂ capture and storage. Disponível em: <http://www.ccsbrowser.com/#>. Acesso em: 14/9/2014.

CO₂CRC. The Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies. Disponível em: <http://www.co2crc.com.au/>. Acesso em: 15/7/2014.

CONAMA. Resolução n 357, 18 de março de 2005. *Diário Oficial*, p. 58–63, 2005.

COOK, P. J. Clean energy, climate and carbon. CO₂CRC. CSIRO Publishing. Austrália e Nova Zelândia, 2012. 215 p.

COOK, P. J.; Benson, S. M. Overview and Current Issues in Geological Storage of Carbon Dioxide. *In*: E.S. RUBIN, D.W. KEITH, C.F. GILBOY, M. WILSON, T. MORRIS, J. G. AND K. T. (Ed.). **Greenhouse Gas Control Technologies**. Vancouver, Canada, 2005, vol. I.

COOPER, C. A technical basis for carbon dioxide storage. *Energy Procedia*, v. 1, n. 1, p. 1727–1733, fev. 2009.

DE ROS, L. F. Heterogeneous generation and evolution of diagenetic quartzarenites in the Silurian-Devonian Furnas Formation of the Paraná Basin, southern Brazil. **Sedimentary Geology**, v. 116, p. 99–128, 1998.

DENBURY RESOURCES INC. 2007 Annual Report. Plano, Texas: 2007. Disponível em: http://stockproinfo.com/doc/2007/US2479162081_2007_20071231_US_1.pdf

Acesso em: 18/7/2014.

DEUTCH, J., & E. Moniz. 2007. The Future of Coal—Options for a Carbon-Constrained World. MIT Press, Cambridge, Mass. Disponível em: <http://web.mit.edu/coal/>. Acesso em: 10/7/2014.

DÍAZ, M. A. D; Aragão, V. C. da H.; Gomes, M. A. S. de P. Análise do Ciclo de Vida do Etanol no Brasil. VI Congresso Nacional se Engenharia Mecânica. Anais...2008

DOOLEY, J. J. Estimating the Supply and Demand for Deep Geologic CO₂ Storage Capacity over the Course of the 21st Century: A Meta-analysis of the Literature. **Energy Procedia**, v. 37, p. 5141–5150, 2013.

ECOFYS. CO₂ pipeline infrastructure: An analysis of global challenges and opportunities, prepared for the IEAGHG. Cambridge, United Kingdom, 2010.

EIKEN, O.; Ringrose, P.; Hermanrud, C.; Nazarian, B.; Torp, T.; Høier, L. Lessons learned from 14 years of CCS operations: Sleipner, In Salah and Snøhvit. **Energy Procedia**, v. 4, p. 5541–5548, 2011.

EISENTRAUT, A. **Sustainable Production of Second-Generation Biofuels**. Paris, 2010.

ELEMENT ENERGY. Development of a Global CO₂ Pipeline Infrastructure, prepared for the IEAGHG. Cheltenham, United Kingdom, 2010.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Potencial de Redução de Emissões de CO₂ em Projetos de Produção e Uso de Biocombustíveis. Rio de Janeiro: 2005.

EUROPEAN BIOFUELS TECHNOLOGY PLATFORM: ZERO EMISSIONS PLATFORM (ETP ZEP). Biomass with CO₂ Capture and Storage (Bio-CCS): the way forward for European Union, 2012.

_____. The costs of CO₂ capture, transport and storage. European Union, 2011.

FABBRI, A. *et al.* From geology to economics: Technic-economic feasibility of a biofuel-CCS system. **Energy Procedia**, v. 4, p. 2901–2908, jan. 2011.

FALKOWSKI, P.; Scholes, R.J.; Boyle, E.; Canadell, J.; Canfield, D.; Elser, J.; Gruber, N.; Hibbard, K.; Högberg, P.; Linder, S.; Mackenzie, F. T.; Moore III, B.; Pedersen, T.; Rosenthal, Y.; Seitzinger, S.; Smetacek, V.; Steffen, W. The Global Carbon Cycle: A Test of Our Knowledge of Earth as a System. **Science** 13 October 2000: 290 (5490), 291-296. [DOI:10.1126/science.290.5490.291].

FERREIRA, R. M. P.; Faria, S. D. Aplicação de Sistemas de Informações Geográficas na Gestão da Informação e no Planejamento de Sistema Rodoviário. Recife, 2012. p. 1–5.

FIGUEROA, J.D. Fout, T.; Plasynski, S.; Mcllvried, H.; Srivastava, R. D.; Advances in CO₂ Capture Technology. The U.S. Department of Energy's Carbon Sequestration Program. **International Journal of Greenhouse Gas Control** 2(1): 9-20, 2008.

GARCIA, J. C. C.; VON SPERLING, E. Emissão de gases de efeito estufa no ciclo de vida do etanol: estimativa nas fases de agricultura e industrialização em Minas Gerais. **Engenharia Sanitária e Ambiental**, v. 15, n. 3, p. 217–222, 2010.

GLOBAL CCS INSTITUTE - GCCSI. What is CCS? Disponível em: <http://www.globalccsinstitute.com/content/what-ccs>. Acesso em: 15/7/2014.

_____. Mapa interativo de projetos de CCS. Disponível em: <http://www.globalccsinstitute.com/projects/browse>. Acesso em: 21/7/2014.

_____. Projects: Sleipner CO₂ Injection. Disponível em: <http://www.globalccsinstitute.com/project/sleipner%20co2-injection>. Acesso em: 24/7/2014.

_____. Global Status of BECCS Projects 2010. Canberra, 2010.

_____. The Global Status of CCS. Canberra, 2012.

GODEC, M. L. Global Technology Roadmap For Ccs In Industry - Sectoral Assessment CO₂ Enhanced Oil Recovery. Arlington, Virginia: 2011.

GOLDEMBERG, J. Biomassa e Energia. **Química Nova**, v. 32, n. 3, p. 582–587, 2009.

GOUGH, C.; Upham, P. Biomass energy with carbon capture and storage (BECCS): a review. Tyndall Centre for Climate Change Research. Manchester, 2010.

GOUVELLO, C. Estudo de baixo carbono para o Brasil. Brasília, DF: Banco Mundial, 2010. 278 p.

GOZALPOUR, F.; REN, S. R.; TOHIDI, B. CO₂ EOR and storage in oil reservoirs. **Oil and Gas Science and Technology**, v. 60, n. 3, p. 537–546, 2005.

HATIMONDI, S. A.; Musse, A. P. S.; Melo, C. L.; Dino, R.; Moreira, A. C. A. Initiatives in carbon capture and storage at PETROBRAS Research and Development Center. **Energy Procedia**, v. 4, p. 6099–6103, 2011.

HAVNEVIK, K.; Haaland, H.; Abdallah, J. Biofuel, land and environmental issues – the case of SEKAB ' s biofuel plans in Tanzania. cooperation between the Nordic Africa Institute, the University of Agder, Norway and Sokoine and University of Agricultural Sciences, Tanzania, 2011.

HEYBERGER, A.; Mercier, A.; Czernichowski-Lauriol, I.; Vassal, P.; Thiez, P. le; Boisserpe, P. CO₂ Capture and Geological Storage. **Geoscience Issues**. 2005.

HIRATA, Ricardo O carbono rumo às profundezas. **Revista Brasileira de Bioenergia**. CENBIO – Centro Nacional de Referência em Biomassa do Instituto e Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo. Ano 5. N. 10. São Paulo, Fevereiro de 2011.

HOLLOWAY, S. Storage Of Fossil Fuel: Derived Carbon Dioxide Beneath The Surface Of The Earth. **Annual Review of Environment and Resources**, v. 26, p. 145–166, 2001.

HOPPE, L. Modelagem Para Avaliação do Potencial de Captura e Armazenamento Geológico de CO₂ em Campos de Petróleo, Camadas de Carvão e Aquíferos Salinos No Brasil (Tese de Doutorado). PUCRS, 2012.

HOPPE, L.; Alvim, A. M. Potencial de Oferta de Créditos Negativos de Carbono a Partir do Mercado de Etanol no Brasil. Working Paper BNDES/ANPEC, v. 37, p. 33, 2012.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). What lies in storage for CCS? Paris, 2014. Disponível em:

http://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/Insight_CCS2014_FINAL.pdf. Acesso em: 21/7/2014.

_____. Combining Bioenergy with CCS. Paris: 2011.

_____. Bioenergy Task 39. Commercializing 1st- and 2nd-generation Liquid Biofuels: Definitions. Paris, 2009.

_____. CO₂ Capture and Storage: a key carbon abatement option. Paris, 2008.

_____. Greenhouse Gas R&D Programme (IEAGHG). CO₂ Emissions Database v. 2006. Cheltenham, 2006. Disponível em: <http://www.iea.org/>. Acesso em: 10/7/2007

_____. Energy Technology Systems Analysis Program. Markal. Disponível em: <http://www.iea-etsap.org/web/Markal.asp>. Acesso em: 18/9/2015.

IGLESIAS, R. S.; Ketzer, J. M.; Melo, C. L.; Heeman, R.; Machado, C. X. Carbon capture and geological storage in Brazil: an overview. **Greenhouse Gases: Science and Technology**, v. 4, n. 1-12, 2014.

INNOCENTE, A. F. de. Cogeração a partir da biomassa residual de cana-de-açúcar. Dissertação de Mestrado em Agronomia. Faculdade de Ciências Agrônomicas. Botucatu. UNESP, 2011.

IPCC. Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate

Change [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2014.

_____. Summary for Policymakers. In: *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2014.

_____. *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2013. 1535 pp.

_____. *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T. and Tanabe K. (eds). Published: IGES, Japan, 2006.

_____. *IPCC special report on carbon dioxide capture and storage*. Prepared by working group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. In: METZ, B. *et al.* (Org.). *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*. [S.I.]: Cambridge University Press, v. 2, 2005.

_____. Climate Change: The IPCC Scientific Assessment [Houghton, J.T., G.J. Jenkins, and J.J. Ephraums (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 1990.

JAKOBSEN, J. P.; Tangen, G.; Ø, Nordbø Mølnevik, M.J. Methodology for CO₂ chain analysis. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 2, p. 439–447, 2008.

KARLSSON, H; Bystroem, L; Wiklund, J. BECCS as a climate measure. A report on carbon dioxide storage from biomass in a Swedish-Norwegian perspective, Biorecro AB, Stockholm, 2010. 74p. Disponível em <https://www.etde.org/etdeweb/servlets/purl/990937-7RHg5D/>. Acesso em: 12/8/2014.

KETZER, J. M.; Machado, C. X.; Rockett, G. C.; Iglesias, R. S. **Brazilian Atlas of CO₂ Capture and Geological Storage**. Porto Alegre. EDIPUCRS, 2015. Disponível em: <http://www.globalccsinstitute.com/publications/brazilian-atlas-co2-capture-and-geological-storage>. Acesso em: 28/4/2015.

KETZER, J. M.; Iglesias, R.; Einloft, S. Reducing Greenhouse Gas Emissions with CO₂ Capture and Geological Storage. In: Wei-Yin Chen; John Seiner; Toshio Suzuki; Maximilian Lackner. (Org.). **Handbook of Climate Change Mitigation**: Springer Science+Business Media, LLC, 2012. p. 1405-1440. DOI: 10.1007/978-1-4419-7991-9_37.

KETZER, J. M.; Heeman, R. Clean Coal Technologies Projects in CEPAC/PUCRS. 3rd Symposium on Gondwana Coals. Apresentação. 2009. Disponível em: http://www.pucrs.br/cepac/download/3SGC/Ketzer_Heemann_CCT_in_CEPAC.pdf. Acesso em: 24/1/2015.

KETZER, J. M.; Iglesias, R. S.; Einloft, S.; Dullius, J.; Ligabue, R.; Lima, V. Water-rock-CO₂ interactions in saline aquifers aimed for carbon dioxide storage: Experimental and numerical modeling studies of the Rio Bonito Formation (Permian), southern Brazil. **Applied Geochemistry**, v. 24, p. 760-767, 2009.

KETZER, J. M. ; Villwock, J. A. ; Caporale, G. ; Rocha, L. H. S. ; Rockett, G. C. ; Braun, H. ; Giraffa, L. . Opportunities for CO₂ Capture and Geological Storage in Brazil: The CARBMAP Project. In: Sixth Annual Conference on Carbon Capture & Sequestration, 2007, Pittsburgh. Public. Anais Sixth Annual Conference on Carbon Capture & Sequestration, Proceedings, 2007a.

KETZER, J. M.; Villwock, J.A.; Caporale, G.; Rocha, L.H.S.; Rockett, G.; Braun, H.; Giraffa, L. The CARBMAP Project: CO₂ source-sink matching and opportunities for carbon sequestration in Brazil. In: Carbon Sequestration Leadership Forum Annual Meeting, Paris, France, 2007b. Disponível em: <http://www.cslforum.org/publications/documents/CARBMAPProjectPoster0307.pdf>. Acesso em: 3/5/2010.

KETZER, J.M.M.; CAPORALE, G.; ROCHA, L.H.S.; ROCKETT, G. 2006. CARBMAP Brazil: CO₂ sources and geological sinks for carbon dioxide storage. In: Seminário Internacional sobre Sequestro de Carbono e Mudanças Climáticas. 24-27 oct. 2006. Rio de Janeiro. Final proceedings. CD ROM.

KHARAKA, Y. K.; Hanor, J. S. Deep Fluids in the Continents : I . Sedimentary Basins. In: **Treatise on Geochemistry**, v. 5 p. 1-48, 2003.

KOHLHEPP, G. Análise da situação da produção de etanol e biodiesel no Brasil. **Estudos Avançados**, v. 24, n. 68, p. 223-253, 2010.

KOORNNEEF, J. ; Breevoort, P.; Hamelinck, C.; Hendriks, C.; Hoogwijk, M.; Koop, K.; Koper, M. Potential for Biomass and Carbon Dioxide Capture and Storage. Gloucestershire: 2011. Disponível em: http://ieaghg.org/docs/General_Docs/Reports/2013-11.pdf. Acesso em: 5/2/2015.

LAUDE, A.; Ricci, O. ; Bureau, G. ; Royer-Adnot, J. ; Fabbri, A. CO₂ capture and storage from a bioethanol plant: Carbon and energy footprint and economic assessment. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 5, n. 5, p. 1220-1231, set. 2011.

LEIMBACH, M. et al. Future growth patterns of world regions: a GDP scenario approach. **Global Environmental Change**, p. 1–27, 2015.

LICHT, F. O. Ethanol Industry Outlook 2008-2013 reports. Renewable Fuels Association. Disponível em: <http://www.ethanolrfa.org/resources/publications/outlook/>. Acesso em: 6/11/2014.

LICKS, L. A. D. S. Avaliação Do Processo de Captura de Dióxido de Carbono por Absorção Química Visando a Aplicação em Termelétricas a Carvão no Brasil. Dissertação de Mestrado. Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais. PUCRS, 2008.

LIMA, V. de. Armazenamento Geológico de CO₂ em Aquíferos salinos: reatividade química em selos e rochas reservatório da Bacia do Paraná. 2010. Tese de doutorado. Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais. PUCRS, 2010.

LONGLEY, P. A.; Goodchild, M. F.; Maguire, D. J.; Rhind, D. W. **Sistemas e Ciência da Informação Geográfica**. 3. Ed. Porto Alegre, Bookman, 540p. 2013.

LUCON, O. O futuro da energia. **Revista de Gestão Integrada em Saúde do Trabalho e Meio Ambiente** n. 3, Artigo 3, São Paulo, 2007.

MACEDO, I. C. de L.; Azevedo, M. R. L. V.; Macedo, J. E. Balanço das emissões de gases do efeito estufa na produção e no uso do etanol no Brasil. Governo do Estado de São Paulo. São Paulo, 2004.

MACHADO, C. X.; Rockett, G. C.; Ketzer, J. M. M. Brazilian Renewable Carbon Capture and Geological Storage Map: Possibilities for the Paraná Basin. **Energy Procedia**, v. 37, 2013. p. 6105–6111.

MACHADO, C. X.; Ketzer, J. M. M.; Rockett, G. C.; Centeno, C. I. Brazilian Atlas on CO₂ Capture, Transport and Geological Storage: Developing Methodology. Rio Oil and Gas - Expo and conference. Anais... Rio de Janeiro: IBP, 2010

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. I.; CRUZ, A. O. . Construção de um SIG para associação de fontes estacionárias e reservatórios geológicos de CO₂ no Brasil. In: Ziliotto, M. A. (Org.). **Mudanças Climáticas, Sequestro e Mercado de Carbono no Brasil**. Curitiba/PR: Instituto Ecoclima/UFPR, v., p. 267-279, 2009.

MATHEWS, J. A. Carbon-negative biofuels. **Energy Policy**, v. 36, n. 3, p. 940–945, 2008.

MIDWEST GEOLOGICAL SEQUESTRATION CONSORTIUM. Deep Saline Storage. Disponível em: www.sequestration.org/mgscprojects/deepsalinestorage.html. Acesso em: 10/8/2014.

MILANEZ, A. Y.; Faveret Filho, P. S. C.; Da Rosa, S. E. S. Perspectivas para o etanol brasileiro. **BNDES Setorial**, v. 27, p. 18, 2008.

MILANI, E.J., Rangel, H.D., Bueno, G.V., Stica, J.M., Winter, W.R., CAIXETA, J.M., NETO, O.C.P. Cartas Estratigráficas. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v. 15, n.2, p 183-205, 2007.

MILANI, E. J.; Araújo, L. M. de. Recursos Minerais Energéticos: petróleo. In: **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil**. Brasília: 2003. p. 541–576.

MINISTÉRIO DA AGRICULTURA PECUÁRIA E ABASTECIMENTO - MAPA. Anuário Estatístico de Agroenergia. Brasília, 2012.

_____. Cana-de-açúcar. Disponível em: <http://www.agricultura.gov.br/vegetal/culturas/cana-de-acucar>. Acesso em: 14/11/2015.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE - MMA. Glossário. Disponível em: http://www.mma.gov.br/estruturas/secex_consumo/arquivos/10%20-%20mcs_glossario.pdf. Acesso em: 3/10/2014.

_____. Plano Nacional sobre Mudança do Clima – PNM. Comitê interministerial sobre mudança do clima. Brasília, 2008.

_____. Redd+ Glossário. Disponível em: <http://redd.mma.gov.br/index.php/pt/glossario-redd>. Acesso em: 20/10/2015.

MINISTÉRIO DOS TRANSPORTES - MT. Plano Nacional de Logística e Transporte (PNLT) - 2010. Disponível em: www.transportes.gov.br. Acesso em: 10/7/2014.

_____. Plano Nacional de Logística e Transporte (PNLT) - 2007. Disponível em: www.transportes.gov.br. Acesso em: 5/8/2008.

MÖLLERSTEN, K.; Yan, J.; Moreira, J. R. Potential market niches for biomass energy with CO₂ capture and storage - Opportunities for energy supply with negative CO₂ emissions. **Biomass and Bioenergy**, v. 25, p. 273–285, 2003.

NAÇÕES UNIDAS. Texto da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, 1992. Disponível em: http://unfccc.int/files/essential_background/background_publications_htmlpdf/application/pdf/conveng.pdf. Acesso em: 2/7/2014.

NASTARI, P. M. A importância do setor sucroenergético no Brasil. **Agroanalysis**. p. 16–17, 2012.

NATIONAL OCEANIC AND ATMOSPHERIC ADMINISTRATION (NOAA). The NOAA Annual Greenhouse Gas Index (AGGI): Updated Spring 2014. Disponível em: <http://www.esrl.noaa.gov/gmd/aggi/>. Acesso em: 29/7/2014.

NEELE, F.; Hendriks, C.; Brandsma, R. Geocapacity: economic feasibility of CCS in networked systems. **Energy Procedia**, v. 1, n. 1, p. 4217–4224, 2009. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2009.02.232>.

NETL/ US DEPARTMENT OF ENERGY. *The US 2012 Carbon Utilization and Storage Atlas*, vol. 4, 2012.

NITSCH, M. O programa de biocombustíveis Proálcool no contexto da estratégia energética brasileira. **Revista de Economia Política**, v.11, p.123-138, 1991.

NOBRE, C. A. Nobre; A. D. **O balanço de carbono da Amazônia brasileira**. *Estud. av.* [online]. 2002, vol.16, n.45, pp. 81-90. ISSN 0103-4014.

NOOTHOUT, P. Wiersma, F.; Hurtado, O.; Macdonald, D.; Kemper, J.; van Alphen, K. CO₂ Pipeline Infrastructure – Lessons Learnt. **Energy Procedia**, v. 63, p. 2481–2492, 2014.

OGEDA, T. L.; Petri, D. F. S. Hidrólise enzimática de biomassa. **Química nova**, v. 33, n. 7, p. 1549–1558, 2010.

OLIVEIRA, M. Z.; Veronez, M. R.; Thum, A. B.; Reinhardt, A. O.; Zardo, D.; Silveira, L. K. Delimitação de áreas de preservação permanente: Um estudo de caso através de imagem de satélite de alta resolução associada a um sistema de informação geográfica (SIG). Florianópolis, 2007. p. 4119–4128.

PACALA, S.; Socolow, R. Stabilization wedges: solving the climate problem for the next 50 years with current technologies. **Science** (New York, N.Y.), v. 305, n. 5686, p. 968–972, 2004.

PARFOMAK, P. W.; Folger, P. Carbon Dioxide (CO₂) Pipelines for Carbon Sequestration: Emerging Policy Issues. **Emerging Policy Issues**. Washington, DC, 2008.

PERRY, M.; Eliason, D. CO₂ Recovery and Sequestration at Dakota Gasification Company. Gasification Technologies Conference, n. October, p. 1–11, 2004.

Disponível em: <http://www.gasification.org/Presentations/2004.html>. Acesso em 13/4/2015.

PETROBRAS. 2010. *Campos basin - The largest oil reserves in Brazil*. Disponível em: http://www2.petrobras.com.br/Petrobras/portugues/plataforma/pla_bacia_campos.htm. Acesso em: 28/5/2011.

_____. Gasodutos. 2003. Disponível em: http://www2.petrobras.com.br/ri/port/DestaquesOperacionais/GasEnergia/MapaGasodB_rasil.asp. Acesso em: 15/6/2008.

OUVIDORIA GERAL DA PETROBRAS – Serviço de Informação ao Cidadão (SIC).
Re: **Protocolo SIC Petrobras Nº 09662/2015. Mensagem** recebida por sic@petrobras.com.br em 24/11/2015.

PRENTICE, I. C.; Farquhar, G.D.; Fasham, M.J.R.; Goulden, M.L.; Heimann, M.; Jaramillo, V.J.; Kheshgi, H.S.; Le Quéré, C.; Scholes, R.J.; Wallace, D.W.R. The carbon cycle and atmospheric carbon dioxide. *Climate Change 2001: The Scientific Basis. Contribution of Working Group I to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*: 184–238, 2001.

QGIS. Quantum GIS: A Free and Open Source Geographic Information System. Disponível em: <http://www.qgis.org/en/site/about/index.html>. Acesso em: 8/10/2015.

ROCKETT, G. C.; Ketzer, J. M. M.; Ramírez, A.; Broek, M. V. D. CO₂ Storage Capacity of Campos Basin's Oil Fields, Brazil. **Energy Procedia**, 2013.

ROCKETT, G. C.; Machado, C. X.; Ketzer, J. M. M. Utilização de um Sistema de Informações Geográficas no Diagnóstico do Potencial para Armazenamento de Carbono na Bacia de Santos. 46º Congresso Brasileiro de Geologia. Anais... Santos - SP: 2012.

ROCKETT, G. C.; Broek, M. V. D.; Ketzer, J. M. M.; Ramírez, A. Large Scale Carbon Dioxide Capture and Storage in Brazil: A Preliminary Cost Modeling For Campos Basin's Oil Fields. **Geociências**, v. 2, p. 485–504, 2012.

ROCKETT, G. C.; Machado, C. X.; Ketzer, J.M.; Centeno, C. The CARBMAP Project: Matching CO₂ Sources and Geological Sinks in Brazil using Geographic Information System. **Energy Procedia**, v. 4, p. 2764-2771, 2011a.

ROCKETT, G. C.; Machado, C. X.; Ketzer, J. M. M. Sistema de Informações Geográficas Aplicado ao Sequestro Geológico de CO₂ no Brasil. **Geografia**, v. 36, n. 3, p. 641–653, 2011b.

ROCKETT, G. C.; Machado, C. X.; Ketzer, J. M. M. Diagnóstico do status atual do Brasil para implantação de projetos de captura e armazenamento geológico de. **Petro&Química**, p. 4, 2010a.

ROCKETT, G. C.; Machado, C. X.; Dadalt, R. C.; Oliveira, W. S.; Ketzer, J. M. M.; Utilização de Sistema de Informações Geográficas para Armazenamento Geológico de CO₂ no Brasil. Anais do Simpósio Integrado de Geotecnologias do Cone Sul. Canoas: Unilasalle, 2010b.

ROCKETT, G. C. Associação de Fontes emissoras e reservatórios potenciais para armazenamento Geológico de CO₂ na Bacia de Campos, Brasil. (Dissertação de Mestrado). PUCRS, 2010.

ROMEIRO-CONTURBIA, V. R. D. S. Carbon Capture and Storage Legal and Regulatory Framework in Developing Countries: Proposals for Brazil. Tese de doutorado. Programa de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo, 2014.

ROSCOE, Rediscutindo o papel dos ecossistemas terrestres no sequestro de carbono. **Cadernos de Ciência & Tecnologia**, Brasília, v. 20, n. 2, p. 209-223, maio/ago. 2003.

ROSILLO-CALLE, F.; Cortez, L. A. B. Towards PROALCOOL II - Review of the Brazilian Bioethanol Programme. **Biomass and Bioenergy**, v. 14, n. 2, p. 115–124, 1998.

SANTAROSA, C. S. Armazenamento Geológico de CO₂ e Produção de Gás Natural Utilizando Parâmetros Petrofísicos e Testes de Adsorção. PUCRS, 2012.

SANTOS, F. A.; Queiróz, J. H De; Colodette, J. L.; Fernandes, S. A.; Guimarães, V. M.; Rezende, S. T. Potencial da Palha de Cana-de-Açúcar para Produção de Etanol. **Química Nova**, v. 35, n. 5, p. 1004–1010, 2012.

SCHUTZ, M. K. Estudo da interação CO₂-rocha-fluido no processo de carbonatação de aquíferos salinos. Dissertação de Mestrado. PUCRS, 2010.

SENIOR, B., Adams, J.; Espie, T.; Wright, I. Investigation of how capture and storage could evolve as a large scale CO₂ mitigation option, Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7), September 5–9, 2004. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780080447049500951>.

SERPA, J.; Morbee, J.; Tzimas, E. Technical and Economic Characteristics of a CO₂ Transmission Pipeline Infrastructure. Petten, 2011. Disponível em: <http://www.jrc.ec.europa.eu>.

SILVA, N. L. C. Produção de Bioetanol de Segunda Geração a Partir de Biomassa Residual da Indústria de Celulose. Escola de Química, UFRJ. Rio de Janeiro, 2010.

SILVA, A. N. R. Sistemas de Informações geográficas para planejamento de transportes. Universidade de São Paulo, 1998.

SILVA, R.; Haraguchi, S. K.; Muniz, Edvani C.; Rubira, A. F. Aplicações de fibras lignocelulósicas na química de polímeros e em compósitos. **Química Nova** [online]. 2009, vol.32, n.3, pp. 661-671. ISSN 0100-4042.

SIMS, R. E. H. Renewable energy: a response to climate change. **Solar Energy**, v. 76, n. 1-3, p. 9–17, 2004.

SMIT, B.; Reimer, J. R.; Oldenburg, C. M.; Bourg, I. C. **Introduction to Carbon Capture and Sequestration**. Imperial College Press, Londres, 2014.

SOLOMON, S.; Carpenter, M.; Flach, T. A. Intermediate storage of carbon dioxide in geological formations: A technical perspective. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 2, n. 4, p. 502–510, 2008.

STATOIL. Carbon capture and storage: Sleipner West. Disponível em: <http://www.statoil.com/en/technologyinnovation/newenergy/co2capturestorage/pages/sleipnerwest.aspx>. Acesso em: 24/7/2014.

STEENEVELDT, R.; Berger, B.; Torp, T. A. CO₂ Capture and Storage. **Chemical Engineering Research and Design**, v. 84, n. 9, p. 739–763, 2006.

SWEATMAN, R. E.; Parker, M. E.; Crookshank, S. L. Industry CO₂ EOR experience relevant for carbon capture and storage (CCS). In: **Oil & Gas Journal**, v. 107.45, 2009.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.

TORP, T. A.; Gale, J. Demonstrating storage of CO₂ in geological reservoirs: The Sleipner and SACS projects. **Energy**, v. 29, n. 9-10, p. 1361–1369, 2004.

TRANSPETRO – Petrobras Transporte S. A. Mapa Portal. 2008. Disponível em: www.transpetro.com.br. Acesso em: 22/4/2008.

UNITED NATIONS DEPARTMENT OF ECONOMIC AND SOCIAL AFFAIRS. Sustainable Consumption and Production: Promoting Climate-Friendly Household Consumption Patterns, 2007. Disponível em: http://www.un.org/esa/sustdev/publications/household_consumption.pdf. Acesso em: 15/10/2015.

_____. World Population Prospects: The 2015 Revision (ESA/P/WP.241). p. 1–59, 2015.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE. Kyoto Protocol. Kyoto, 1997.

_____. Report of the Conference of the Parties on its sixteenth session, held in Cancun from 29 November to 10 December 2010. Conference of the Parties on its sixteenth session. Cancun, 2011.

_____. Glossary. Disponível em:
http://unfccc.int/essential_background/glossary/items/3666.php Acesso em:
 14/10/2015.

_____. Fact sheet the Kyoto Protocol. Disponível em:
https://unfccc.int/files/press/backgrounders/application/pdf/fact_sheet_the_kyoto_protocol.pdf. Acesso em: 15/10/2015.

van ALPHEN, K.; van Ruijven, J.; Kasa, S.; Hekkert, M.; Turkenburg, W. The performance of the Norwegian carbon dioxide, capture and storage innovation system. **Energy Policy**, v. 37, n. 1, p. 43–55, 2009.

van DEN BROEK, M.; Brederode, E.; Ramírez, A.; Kramers, L.; van der Kuip, M.; Wildenborg, T.; Faaij, A.; Turkenburg, W. An integrated GIS-MARKAL toolbox for designing a CO₂ infrastructure network in the Netherlands. **Energy Procedia**, v. 1, n. 1, p. 4071–4078, 2009.

VASCONCELOS, G. C. DE; Silveira, A. A. Energia Lignocelulósica da Biomassa : uma perspectiva. **Revista Brasileira de Agroecologia**, p. 1017–1020, 2007.

VAZ, I. Análise do Potencial Técnico do Sequestro Geológico de CO₂ no Setor Petróleo no Brasil. Dissertação de Mestrado do Programa de Planejamento Energético, COPPE. UFRJ, 2009.

WILDENBORG, T.; Coussy, P.; Doukelis, A.; Ekström, C.; Georgiou, G.; Gkountanis, S.; Kramers, L.; van der Kuip, L.; Erik Nordbø, Ø.; Serbutoviez, S.; Simonsson, D. Scenario for large-scale implementation of CCS in Europe. **Energy Procedia**, v. 1, n. 1, p. 4265–4272, 2009.

WATSON, R.T.; Noble, I.R. The global imperative and policy for carbon sequestration. In: Griffiths, H.; Jarvis, P.G. (eds.) **The carbon balance of forest biomes**. Taylor & Francis Group, Abingdon, 2005.

WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION. World Climate News - The IPCC Fourth Assessment. Geneva: [32], 2008.

YANG, H.; Xu, Z.; Fan, M. Fan, M.; Gupta, R.; Slimane, R.; Bland, A.; Wright, Ian. Progress in carbon dioxide separation and capture: A review. **Journal of Environmental Sciences**, v. 20, 2008, pp. 14-27.

YUAN, J. S.; Tiller, K. H.; Al-Ahmad, H.; Stewart, N. R.; Stewart, C N. Plants to power: bioenergy to fuel the future. **Trends in plant science**, v. 13, n. 8, p. 421–9, 2008.