

IVANA FLORES LUTHI

Rota estratégica para o transporte de CO₂ no Brasil

São Paulo

2023

IVANA FLORES LUTHI

Rota estratégica para o transporte de CO₂ no Brasil

Monografia apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética

São Paulo

2023

IVANA FLORES LUTHI

Rota estratégica para o transporte de CO₂ no Brasil

Monografia apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética

Área de concentração:
Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética

Orientadora:
Dra. Marilin Mariano dos Santos

São Paulo

2023

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Catálogo-na-publicação

Luthi, Ivana Flores
Rota estratégica para o transporte de CO₂ no Brasil / I. F. Luthi -- São Paulo, 2023.
68 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.DIÓXIDO DE CARBONO 2.TRANSPORTE DUTOVIÁRIO
3.GASODUTOS 4.SEQUESTRO DE CARBONO 5.GÁS NATURAL
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

RESUMO

Este trabalho apresenta uma revisão bibliográfica que descreve o mercado de carbono e sua influência para viabilizar os investimentos na tecnologia de captura e armazenamento de carbono (CCS, *Carbon Capture and Storage*, na sigla em inglês). Também se discute sobre as características da produção de hidrogênio azul para a indústria de fertilizantes nitrogenados e, por fim, descreve os principais aspectos da tecnologia de CCS. Neste último tópico, destacam-se os métodos e alternativas para o transporte do CO₂. Aborda-se um estudo de caso dedicado a estabelecer uma rota estratégica para o transporte de CO₂ no cenário brasileiro de CCS. Este considera a captura do CO₂ oriunda do subproduto de uma planta industrial de fertilizantes, a qual utiliza como matéria-prima o gás natural, e segue até o armazenamento dessa substância em um campo depletado de petróleo. Para a rota de transporte de CO₂ apresentada, foram realizadas avaliações da infraestrutura de óleo e gás disponíveis no território brasileiro, a fim de compreender as possibilidades de utilização dessa ao lado da tecnologia CCS.

Palavras-chave: Transporte. CO₂. Rota. Estratégica. Brasil. CCS.

ABSTRACT

This research provides a literature review of the carbon market and its influence on enabling investment in carbon capture and storage (CCS) technology. It also discusses the characteristics of blue hydrogen production for the nitrogen fertilizer industry and, finally, describes the key aspects of CCS technology. This last topic highlights the methods and alternatives for CO₂ transport. A case study is conducted to define a strategic route for CO₂ transport in the Brazilian CCS scenario. This study examines the capture of CO₂ from the byproduct of an industrial fertilizer plant using natural gas as feedstock for the storage of this substance in a depleted oil field and follows through to the storage of this substance in a depleted oil field. For the CO₂ transport route presented, assessments of the available oil and gas infrastructure on Brazilian territory were carried out to understand the possibilities of using them in conjunction with CCS technology.

Keywords: Transport. CO₂. Route. Strategic. Brazil. CCS.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

<u>Figura 2.1 - Processo de captura de pré-combustão utilizando carvão como fonte de energia</u>	14
<u>Figura 2.2 – Tecnologias de captura e de separação de CO₂</u>	15
<u>Figura 2.3 – Principais tipos de reservatórios geológicos para armazenamento de CO₂</u>	17
<u>Figura 2.4 – Recuperação Avançada de Petróleo com CO₂</u>	18
<u>Figura 2.5 – Prospectividade para CCS</u>	20
<u>Figura 2.6 – Bacia de Campos</u>	21
<u>Figura 2.7 – Capacidade de armazenamento de CO₂ na Bacia de Campos</u>	22
<u>Figura 2.8 – Classificação da produção de hidrogênio</u>	23
<u>Figura 2.9 – Processo SMR</u>	24
<u>Figura 2.10 – Demanda do hidrogênio por setor</u>	25
<u>Figura 2.11 – Projetos de CCS desenvolvidos ao longo dos últimos anos</u>	26
<u>Figura 2.12 – Evolução da participação das importações brasileiras dos tipos de fertilizantes nitrogenados (2008-2018)</u>	28
<u>Figura 2.13 – Visão geral do transporte de CO₂</u>	29
<u>Figura 2.14 – Diagrama de fase esquemático para o CO₂</u>	30
<u>Figura 2.15 – Propriedades do CO₂</u>	31
<u>Figura 2.16 – Diferença entre CO₂ puro e CO₂ com impurezas</u>	33
<u>Figura 2.17 – Cadeia de transporte do CO₂ via dutos</u>	34
<u>Figura 3.1 – Perspectivas de produção de gás natural no Pré-Sal e capacidade existente de escoamento</u>	38
<u>Figura 3.2 – Infraestrutura de produção e movimentação de gás natural</u>	38
<u>Figura 3.3 – Representação dos gasodutos de escoamento no pré-sal</u>	39
<u>Figura 3.4 – Cenário mundial da capacidade de armazenamento de CO₂ atual e planejado versus o cenário zero de emissões líquidas de carbono (Net Zero)</u>	40
<u>Figura 3.5 – Emissões regionais de GEE do Estado do Rio de Janeiro, em 2015</u>	41
<u>Figura 3.6 – Malha de transporte de gás natural da região sudeste operada pela empresa NTS (Nova Transportadora do Sudeste S.A), com destaque para a região de Duque de Caxias no Rio de Janeiro</u>	42
<u>Figura 3.7 – Mapa de localização do Campo de Roncador</u>	43
<u>Figura 3.8 – Hub da Bacia de Campos com destaque do gasoduto de transporte GASDUC III</u>	45
<u>Figura 3.9 – Infraestrutura de transporte de CO₂ do projeto <i>Northern Lights</i></u>	47
<u>Figura 3.10 – Alternativas de gasodutos de escoamento nas Bacias de Santos e Campos</u>	48
<u>Figura 3.11 – Representação da localização do Campo de Roncador e do BM-C-33</u>	49
<u>Figura 3.12 – Rota estratégica <i>onshore</i> e <i>offshore</i> proposta para o transporte de CO₂</u>	50
<u>Figura 3.13 – Possibilidade de rota <i>offshore</i></u>	51
<u>Figura 3.14 – Custo médio de gasodutos no Brasil</u>	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Investimentos para construção da rota *onshore* e *offshore* proposta para o transporte de CO₂ via duto

55

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i>
CCUS	<i>Carbon Capture, Utilization and Storage</i>
CH ₄	Metano
CCMs	<i>Compliance Carbon Markets</i>
CO	Monóxido de Carbono
CO ₂	Dióxido de Carbono
CO _{2eq}	Dióxido de Carbono Equivalente
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GEE	Gases de Efeito Estufa
GHG	<i>Greenhouse Gas</i>
Hg	Mercúrio
H ₂	Hidrogênio
H ₂ S	Sulfeto de Hidrogênio
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
Mm ³	Milhões de metros cúbicos
Mt	Milhões de toneladas
N ₂	Nitrogênio
O ₂	Oxigênio
SMR	<i>Steam Methane Reforming</i>
UNEP	<i>The United Nations Environment Programme</i>
US\$/m.pol.	Custo médio de gasoduto pelo produto da extensão pelo diâmetro
VCM	<i>Voluntary Carbon Markets</i>
VER	<i>Verified Emissions Reductions</i>

SUMÁRIO

<u>1 INTRODUÇÃO</u>	8
<u>1.1 JUSTIFICATIVA DO TRABALHO</u>	9
<u>2 REVISÃO DA LITERATURA</u>	11
<u>2.1 MERCADO DE CARBONO</u>	11
<u>2.2 CAPTURA E ARMAZENAMENTO DE CARBONO (CCS)</u>	12
<u>2.2.1 Captura e Separação do CO₂</u>	13
<u>2.2.2 Armazenamento de CO₂</u>	16
<u>2.2.2.1 Reservatórios de Óleo e Gás</u>	17
<u>2.2.2.2 Prospecção para Utilização dos Reservatórios de Óleo e Gás</u>	19
<u>2.3 HIDROGÊNIO AZUL</u>	23
<u>2.3.1 Fertilizantes Nitrogenados</u>	27
<u>2.4 TRANSPORTE DE CO₂</u>	28
<u>2.4.1 Características do CO₂</u>	30
<u>2.4.2 Características do Transporte de CO₂</u>	31
<u>2.4.3 Sistema de Dutos para o Transporte de CO₂</u>	34
<u>2.4.4 Comparação entre Dutos para CO₂ e para Gás Natural</u>	35
<u>3 ESTUDO DE CASO</u>	36
<u>3.1 DUTO DE TRANSPORTE DE CO₂</u>	36
<u>3.2 LOCAL DE INSTALAÇÃO DA PLANTA DE FERTILIZANTES</u>	41
<u>3.3 ARMAZENAMENTO DE CO₂</u>	43
<u>3.4 ROTA <i>ONSHORE</i> E <i>OFFSHORE</i> PARA O TRANSPORTE DE CO₂</u>	44
<u>3.4.1 Rota <i>Onshore</i></u>	44
<u>3.4.2 Rota <i>Offshore</i></u>	47
<u>3.5 CUSTOS PARA INSTALAÇÃO DA ROTA ESTRATÉGICA</u>	51
<u>3.6 PONTOS IMPORTANTES PARA VIABILIZAÇÃO DO TRANSPORTE DE CO₂</u>	55
<u>3.6.1 Redução nos Riscos de Investimento de Toda a Cadeia de CCS</u>	55
<u>3.6.2 Regulamentação do Transporte de CO₂</u>	57
<u>4 CONCLUSÕES</u>	59
<u>4.1 PRÓXIMOS PASSOS</u>	60
<u>REFERÊNCIAS</u>	62
<u>ANEXOS</u>	68

1 INTRODUÇÃO

O dióxido de carbono (CO₂) é um dos principais gases que causam o efeito estufa. Em 2021, o processo de combustão para geração de energia e as operações industriais representaram cerca de 89% das emissões de gases de efeito estufa a nível mundial. Além disso, o setor de energia e o industrial aumentaram em 6% as emissões globais de dióxido de carbono, atingindo a marca de 36,3 bilhões de toneladas, o nível mais alto de todos os tempos (IEA, 2022).

Devido ao excesso de CO₂ e outros gases de efeito estufa presentes na atmosfera, a temperatura da Terra já aqueceu cerca de 1 °C, quando comparada as temperaturas da era pré-industrial (1880). Mesmo que as emissões desses gases cessem imediatamente, o aquecimento do planeta continuará a crescer em consequência das quantidades já existentes na atmosfera (PALTSEV *et al.*, 2021; PERIDAS; SCHMIDT, 2021; UNEP, 2022). A maioria dos especialistas concordam que é preciso limitar o aquecimento da Terra entre 1,5 e 2 °C para evitar os impactos, cada vez mais catastróficos, já vivenciados pela população mundial atualmente (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2022; PERIDAS; SCHMIDT, 2021).

Para isso, além da introdução de fontes renováveis como solar, eólica e biomassa na matriz energética e, utilização eficiente da energia, deve-se considerar fortemente a redução das emissões de CO₂, oriundas dos processos industriais e da geração de energia, através do uso de tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS) (VANDEGINSTE; PIESSENS, 2008).

Segundo Rassol (2019), conclusões recentes do Painel Internacional sobre Mudanças Climáticas (IPCC) evidenciam que a captura e armazenamento de carbono (CCS) exercerá papel fundamental para o cumprimento das metas globais de redução de emissões que manterão as temperaturas abaixo de 1,5 °C. Modelos de avaliação indicam que, além de reduzir rapidamente as emissões, será necessário a remoção permanente dos gases de efeito estufa (GEEs) da atmosfera, o que significa ter o balanço de emissões negativo, para compensar as emissões residuais ou históricas (UNEP, 2019).

No âmbito da tecnologia CCS, o transporte do dióxido de carbono tem um papel crucial (HONGFANG *et al.*, 2020) para consolidação desse sistema, uma vez

que é o elo entre a captura e o armazenamento de carbono (LEUNG; CARAMANNA; MAROTO-VALER, 2014).

Dessa forma, esse trabalho irá estudar uma rota estratégica para o transporte de CO₂ no território brasileiro *onshore* e *offshore*, capturado a partir da produção de hidrogênio azul em uma planta de fertilizantes e, armazenado em um campo depletado de produção de óleo e gás *offshore*. O estudo, inicialmente, fará uma revisão bibliográfica sobre o mercado de carbono e sua relação com a tecnologia CCS, a produção de hidrogênio azul e fertilizantes nitrogenados e, descreverá as principais características da captura e armazenamento de CO₂, bem como os métodos para o transporte desse gás. Por fim, apresentará a rota estratégica considerando instalações existentes e mobilização para novos empreendimentos na indústria de óleo e gás.

1.1 JUSTIFICATIVA DO TRABALHO

Embora muito se discuta sobre os perigos do excesso de fertilizantes utilizado em escala global e a poluição ambiental gerada por eles (RITCHIE; ROSER; ROSADO, 2022), sabe-se que os fertilizantes têm desempenhado um papel essencial na alimentação da crescente população mundial. Estima-se que, atualmente, pouco menos da metade das pessoas sejam dependentes de fertilizantes sintéticos (HOXHA, 2021). Dessa forma, diante da necessidade desse produto, este trabalho irá considerar a captura de CO₂ oriundo da produção de hidrogênio azul a partir da reforma do gás natural, pois esse é a principal matéria-prima para os fertilizantes nitrogenados.

Corroborando com isso o potencial do hidrogênio azul em gerar um energético flexível e limpo a partir do gás natural, abrindo oportunidades para a cadeia do gás desempenhar um papel essencial na energia e na indústria de baixo carbono, expandindo assim a função desse combustível de transição (EPE, 2022), uma vez que investimentos bilionários foram divulgados para os próximos anos, para a indústria de óleo e gás do Brasil e para o aumento de produção desse hidrocarboneto (CARREGOSA, 2022 e ANP, 2023).

Dessa forma, a rota de transporte de dióxido de carbono iniciará na região definida para a planta de produção de hidrogênio azul e fertilizantes. Para definição do local de instalação, será avaliado e considerado as emissões de CO₂ já existentes

na região e a disponibilidade de acesso ao gás natural, visto que esse é a matéria-prima para a produção de hidrogênio e amônia, base dos fertilizantes nitrogenados.

O transporte de CO₂ irá ocorrer até um campo de produção de óleo e gás depletado na Bacia de Campos. Embora formações salinas profundas sejam o tipo mais comum de reservatório para armazenamento de dióxido de carbono, a implantação de CCS está se expandindo com maior diversidade geográfica (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2022). De acordo com o Instituto Global de CCS, projetos de instalações de armazenamento de CO₂ voltados para formações salinas profundas são mais expressivos na América do Norte e Mar do Norte, porém o armazenamento em campos de petróleo esgotados deve se tornar mais comum e expandir para outros países. Para a equipe de desenvolvimento do Atlas Brasileiro de Captura e Armazenamento Geológico de CO₂, a Bacia de Campos é um dos locais que apresenta a maior capacidade teórica para o armazenamento de dióxido de carbono em campos de petróleo (KETZER *et al.*, 2016).

A rota estratégica para o transporte de CO₂ que será apresentada, possuirá diversas considerações estudadas e avaliadas ao longo desse trabalho, como características do CO₂ a ser transportado, seus meios de transporte, a influência da infraestrutura existente no setor de óleo e gás, entre outros. Por fim, os desafios para a implantação não só de uma rota de transporte de CO₂, mas sim de toda a tecnologia CCS, desde investimentos até a necessidade de uma estrutura legal e regulatória serão discutidas, visando destacar as dificuldades de escalar essa tecnologia.

2 REVISÃO DA LITERATURA

2.1 MERCADO DE CARBONO

O mercado de carbono refere-se ao comércio de créditos de carbono entre partes, podendo ser do tipo regular ou voluntário. Sua existência permite conhecer caminhos com menores custos para atingir as metas de redução de emissões e incentivos a investimentos de Captura e Armazenamento de Carbono, conhecido pela sigla CCS (do inglês, *Carbon Capture and Storage*) (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2022).

Nos últimos anos, esse mercado cresceu consideravelmente e, conforme o Instituto Global de CCS (2022), é possível defini-lo como:

- Mercados de carbono regularizados, conhecidos pela sigla CCMs (do inglês, *Compliance Carbon Markets*), que são implementados e regulados por autoridades nacionais ou autoridades regionais. Nesse tipo, geralmente há um limite de toneladas de CO₂ que pode ser emitido pelas indústrias participantes. Em princípio, durante determinado período, as empresas podem emitir uma quantidade de carbono equivalente de CO₂, caso uma empresa reduza suas emissões abaixo do limite, ela pode negociar as licenças não utilizadas com outras empresas que necessitam de subsídios adicionais. O preço das permissões de emissão de carbono é determinado pelo mercado, os emissores podem escolher a abordagem mais econômica entre a compra de licenças e o investimento em tecnologias para reduzir suas emissões. Com o tempo, para atingir metas mais ambiciosas, os governos podem reduzir os subsídios concedidos aos emissores, diminuindo as licenças e aumentando o preço. À medida que o preço das licenças aumenta, investir em tecnologias como CCS torna-se economicamente mais viável para os emissores.
- Mercado de carbono voluntário, conhecido pela sigla VCM (do inglês, *Voluntary Carbon Markets*), são criados por organizações privadas e são autorregulados. Esse mercado permite que investidores, governos, organizações não governamentais e empresas comprem compensações de carbono através de reduções verificadas de emissões (VER – do inglês *Verified Emissions Reductions*). Essas reduções são geradas por projetos e

são avaliadas usando metodologias de redução de gases de efeito estufa (GEE ou GHG, do inglês *Greenhouse Gas*). Os projetos são registrados em um VCM, que rastreia a geração das emissões e negocia as VERs.

Ainda segundo o Instituto Global de CCS (2022), apesar do preço de créditos de carbono gerados por CCS ser determinado pelas interações subjacentes de oferta e demanda do mercado, os créditos gerados por esses projetos poderiam atingir valores mais altos, visto que o armazenamento geológico de CO₂ já é considerado bastante seguro.

Dessa forma, o mercado de carbono é capaz de proporcionar negócios com subsídios governamentais e possibilidade de renda adicional a seus participantes. Embora, atualmente, ainda seja pouco expressivo, estima-se que esse mercado terá cada vez mais potencial para ditar implantações de captura e armazenamento de CO₂, uma vez que a comercialização desse gás trará rentabilidade, viabilizando assim os investimentos em CCS.

2.2 CAPTURA E ARMAZENAMENTO DE CARBONO (CCS)

A temperatura da Terra já aqueceu cerca de 1 °C, quando comparada as temperaturas da era pré-industrial (1880), devido ao excesso de CO₂ e outros gases de efeito estufa presentes na atmosfera. Mesmo que as emissões desses gases cessem imediatamente, o aquecimento do planeta continuará a crescer em consequência das quantidades já existentes na atmosfera (PALTSEV *et al.*, 2021; PERIDAS; SCHMIDT, 2021; UNEP, 2022).

A maioria dos especialistas concordam que é preciso limitar o aquecimento da Terra entre 1,5 a 2 °C para evitar impactos, cada vez mais catastróficos, já vivenciados pela população mundial atualmente, como: tempestades mais frequentes e severas, eventos extremos de calor, incêndios florestais, secas severas em algumas regiões e precipitação elevada e inundações em outras, aumento do nível do mar, perda de espécies e extinção, impactos na saúde humana, abastecimento de alimentos e água e aumento do conflito global sobre recursos, entre outros (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2022; PERIDAS; SCHMIDT, 2021).

Segundo Leung, Caramanna e Maroto-valer (2014), a fim de mitigar essas catástrofes decorrente da mudança climática global, diferentes abordagens são consideradas e adotadas por vários países para reduzir as emissões de CO₂.

Melhorar a eficiência energética nos processos, aumentar o uso de combustíveis de baixo carbono como o gás natural, promover a implantação do uso de energia renováveis, aplicar geoengenharia para reflorestamento e, por fim, utilizar da tecnologia de CCS são algumas das estratégias para redução de dióxido de carbono na atmosfera.

Além das questões relacionadas a necessidade de redução dos gases de efeito estufa, o uso crescente do mercado de carbono nos últimos anos (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2022), faz com que a utilização de tecnologias de CCS sejam cada vez mais consideradas em empreendimentos novos e existentes.

CCS inclui diversas tecnologias envolvendo os processos de captura e separação, transporte, armazenamento e monitoramento do CO₂ armazenado (LEUNG; CARAMANNA; MAROTO-VALER, 2014 e KETZER *et al.*, 2016). Nessa seção será abordado a captura e separação e o armazenamento. O transporte, devido ao maior interesse, será abordado em uma seção particular. O monitoramento não será abordado nesse trabalho.

2.2.1 Captura e Separação do CO₂

O dióxido de carbono pode ser formado durante vários processos como a combustão, fermentação, biodigestão, entre outros. Dentre esses processos, a combustão é a maior fonte de geração de CO₂. Destaca-se que a concentração de CO₂ nos gases é o fator predominante para a definição da tecnologia de captura.

No caso do processo de combustão, existem três sistemas principais de captura de CO₂ associados a diferentes processos de combustão, nomeados de pré-combustão, pós-combustão e oxi-combustão (LEUNG; CARAMANNA; MAROTO-VALER, 2014).

No processo de pré-combustão, a captura do CO₂ ocorre antes da combustão e envolve a oxidação parcial do combustível. No processo, o combustível fóssil reage com vapor e oxigênio a altas temperaturas e pressões. O processo é chamado de reforma a vapor, quando utiliza hidrocarbonetos leves, ou gaseificação quando se utiliza por exemplo, carvão como matéria prima. O produto da reação é o gás de síntese, formado principalmente por monóxido de carbono e hidrogênio (MOTA, 2021). A Figura 2.1 ilustra o processo de captura de pré-combustão com alimentação de carvão e sistema de gaseificação.

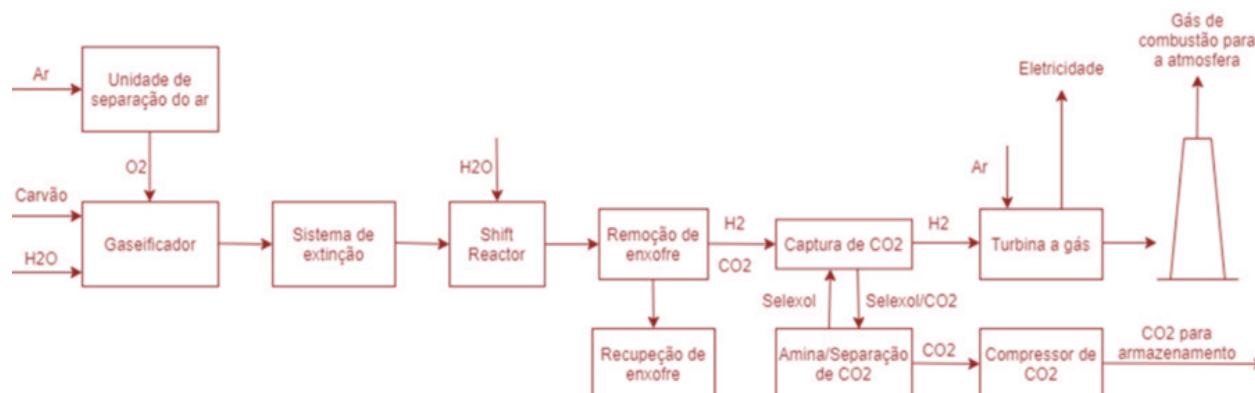


Figura 2.1 - Processo de captura de pré-combustão utilizando carvão como fonte de energia

Fonte: MOTA, 2021

No processo pós-combustão, o CO_2 é separado após a queima na presença de ar atmosférico resultando em uma mistura gasosa a baixa pressão, na qual o CO_2 a ser capturado está diluído (EPE, 2022). Nesse tipo de captura o maior desafio são os custos operacionais como o consumo de energia elevado. Isso porque nos gases de combustão o nível de CO_2 é normalmente muito baixo, entre 7 e 14% para queima de carvão e aproximadamente 4% para a queima de gás em turbinas. Para a unidade de captação atingir a concentração de CO_2 necessária para transporte e armazenamento (acima de 95,5%), há elevados custos e consumo de energia (LEUNG; CARAMANNA; MAROTO-VALER, 2014).

No caso da oxi-combustão, em vez do uso de ar atmosférico, utiliza-se oxigênio (O_2) puro para a queima do combustível (EPE, 2022 e KETZER *et al.*, 2016). Isso reduz a quantidade de nitrogênio presente no gás de exaustão a valores próximos a zero, transferindo a complexidade e custos do processo de captura para a produção do oxigênio. Nessa tecnologia, o gás remanescente contém alta concentração de CO_2 (acima de 80%), podendo ser comprimido, transportado e armazenado mais facilmente, no entanto, a produção de oxigênio puro para a combustão ocorre através da purificação do ar pela separação criogênica, o que gera custos e consumo de energia elevados (EPE, 2022 e LEUNG; CARAMANNA; MAROTO-VALER, 2014).

Os três processos apresentados acima estão associados à captura de CO_2 a partir de combustíveis. Há também a captura de fontes concentradas (processos industriais) e a captura direta do ar (EPE, 2022 e LEUNG; CARAMANNA; MAROTO-

VALER, 2014). Essa última, ainda sem grande escala de implantação, torna possível o uso do termo emissões negativas, uma vez que permite a remoção de CO₂ já existente na atmosfera (EPE, 2022).

Diferentes tecnologias para separar o CO₂ dos outros gases podem ser utilizadas. Os métodos mais comuns são baseados na absorção seletiva, química ou física, do CO₂, através do uso de solventes líquidos, tipicamente realizados por soluções de aminas. Há também a adsorção sólida através de materiais sólidos porosos (EPE, 2022 e KETZER *et al.*, 2016). No entanto, a seleção do adsorvente é um fator crítico, pois a escolha desse nem sempre é realizada apenas pelas características técnicas do material (alta capacidade para a adsorção e tolerância às impurezas da mistura), custos elevados impactam diretamente na viabilidade da tecnologia, buscando-se, muitas vezes, utilizar adsorventes menos eficientes, porém de custo menos expressivo (EPE, 2022).

Outras tecnologias, como líquidos iônicos, estão em desenvolvimento para otimizar o processo de separação, esses são sais líquidos à temperatura ambiente com alta capacidade seletiva de CO₂ (KETZER *et al.*, 2016). Osman *et al.* (2021), citam também a fixação ou absorção do CO₂ por microalgas, técnica baseada no elevado desempenho de fotossíntese e alta taxa de crescimento desses organismos.

A Figura 2.2 ilustra as tecnologias para captura do CO₂ em fluxos gasosos.

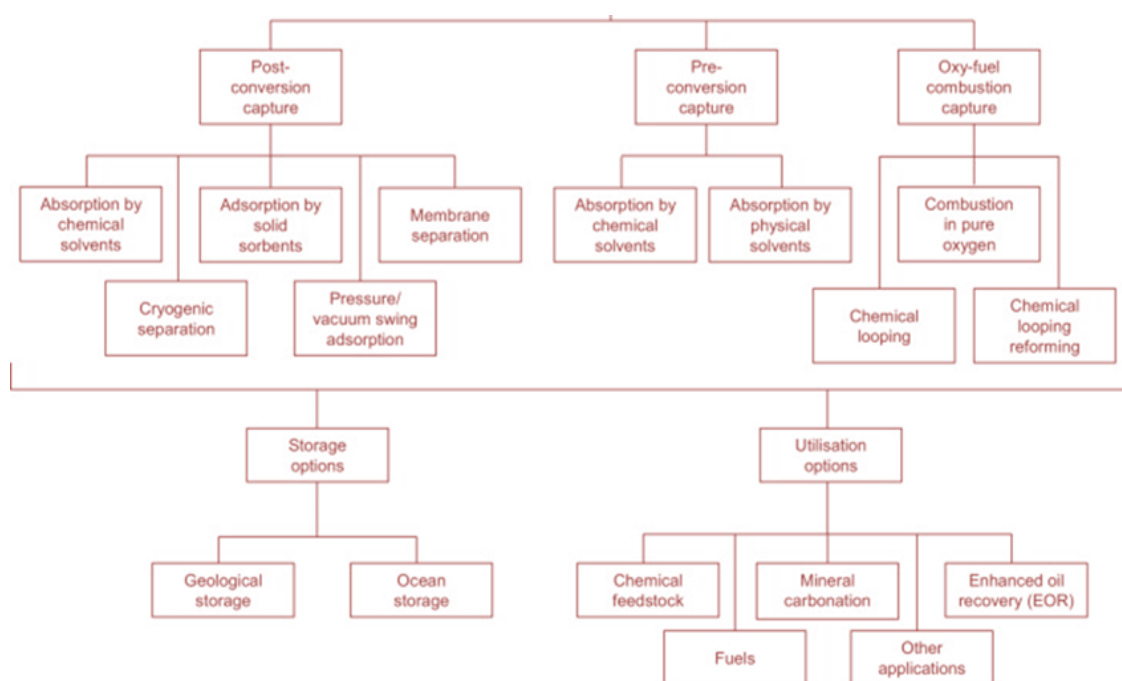


Figura 2.2 – Tecnologias de captura e de separação de CO₂

Fonte: Adaptado de Cuéllar-Franca, 2015

2.2.2 Armazenamento de CO₂

O armazenamento de CO₂ visa o sequestro permanente desse gás em formações geológicas profundas por um longo período (normalmente mais de 1.000 anos), garantindo que não haja retorno à atmosfera (EPE, 2022). É atualmente considerado a opção mais viável para o armazenamento de grandes quantidades de CO₂ (dezenas de milhões de toneladas), as quais são necessárias para reduzir efetivamente os fatores relacionados as mudanças climáticas (LEUNG; CARAMANNA; MAROTO-VALER, 2014).

O CO₂ pode ser armazenado em formações geológicas profundas, como reservatórios de óleo e gás, aquíferos salinos e camadas de carvão (EPE, 2022; KETZER *et al.*, 2016 e ROCKETT *et al.*, 2013).

Cada tipo de reservatório é peculiar. Portanto, os locais geológicos adequados para o armazenamento de CO₂ devem ser cuidadosamente selecionados. Em uma seleção deve-se avaliar requisitos como porosidade, espessura, permeabilidade e capacidade de vedação da rocha reservatório, bem como a estabilidade do ambiente geológico (geoquimicamente e geomecanicamente) (SOLOMON; CARPENTER; FLACH, 2008). Requisitos como distância da fonte de CO₂, capacidade de armazenamento efetiva, caminhos para potenciais vazamentos e, em geral, aspectos econômicos relacionados à infraestrutura e às condições sociopolíticas também podem limitar a viabilidade de um local (LEUNG; CARAMANNA; MAROTO-VALER, 2014).

O armazenamento geológico é realizado através da injeção de CO₂ no reservatório definido. O CO₂ pode ser injetado na forma de gás comprimido, líquido ou no estado supercrítico (fase densa) (EPE, 2022). Na maioria dos casos, o CO₂ injetado estará no estado supercrítico, pressão maior que 7,38 MPa e temperatura maior que 31,1 °C. Nessa condição, o CO₂ adquire uma densidade típica de líquidos, entre 600 e 800 kg por metro cúbico (kg/m³), ocupando assim um volume de poro menor, levando a um armazenamento mais eficiente (KETZER *et al.*, 2016). Para garantir o armazenamento em um estado supercrítico, a profundidade mínima estimada para um reservatório é de cerca de 800 metros (EPE, 2022; HOLLOWAY; SAVAGE, 1993; VAN DER MEER, 1993).

A Figura 2.3 apresenta esquematicamente alguns desses tipos de armazenamento. Nessa seção será abordado em detalhe o armazenamento em reservatório de óleo e gás.

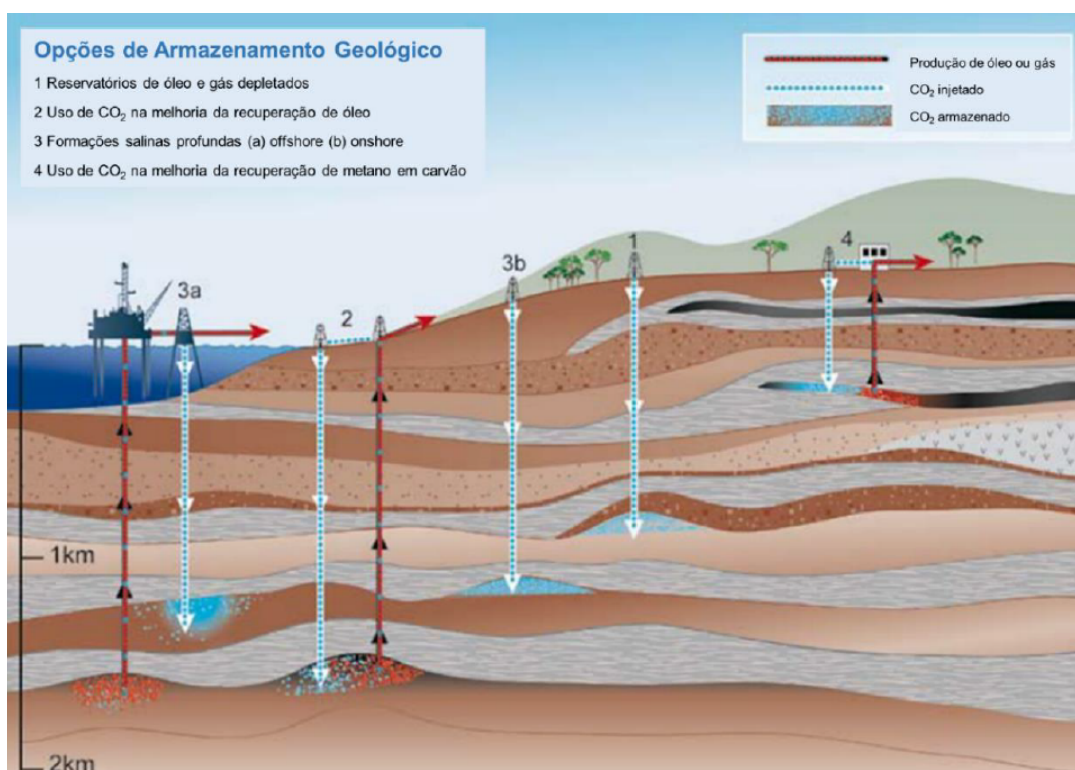


Figura 2.3 – Principais tipos de reservatórios geológicos para armazenamento de CO₂

Fonte: Adaptado de EPE (2022) apud IPCC (2005)

2.2.2.1 Reservatórios de Óleo e Gás

A injeção de CO₂ realizada em campos maduros de petróleo e gás, aqueles em que a produção de hidrocarboneto está em seus estágios finais, é denominada de recuperação avançada de petróleo e conhecida pela sigla EOR (do inglês, *Enhanced Oil Recovery*) (EPE, 2022 e KETZER *et al.*, 2016). De forma similar há a tecnologia denominada de recuperação avançada de gás (GOU *et al.*, 2014). Nesses tipos de processos, quando o CO₂ é injetado, ele fornece a força motriz para a produção de óleo e gás residual local (LEUNG; CARAMANNA; MAROTO-VALER, 2014), pois é capaz de reduzir a viscosidade do óleo e a tensão interfacial no interior do reservatório (EPE, 2022). A Figura 2.4 apresenta um esquema da técnica de EOR.

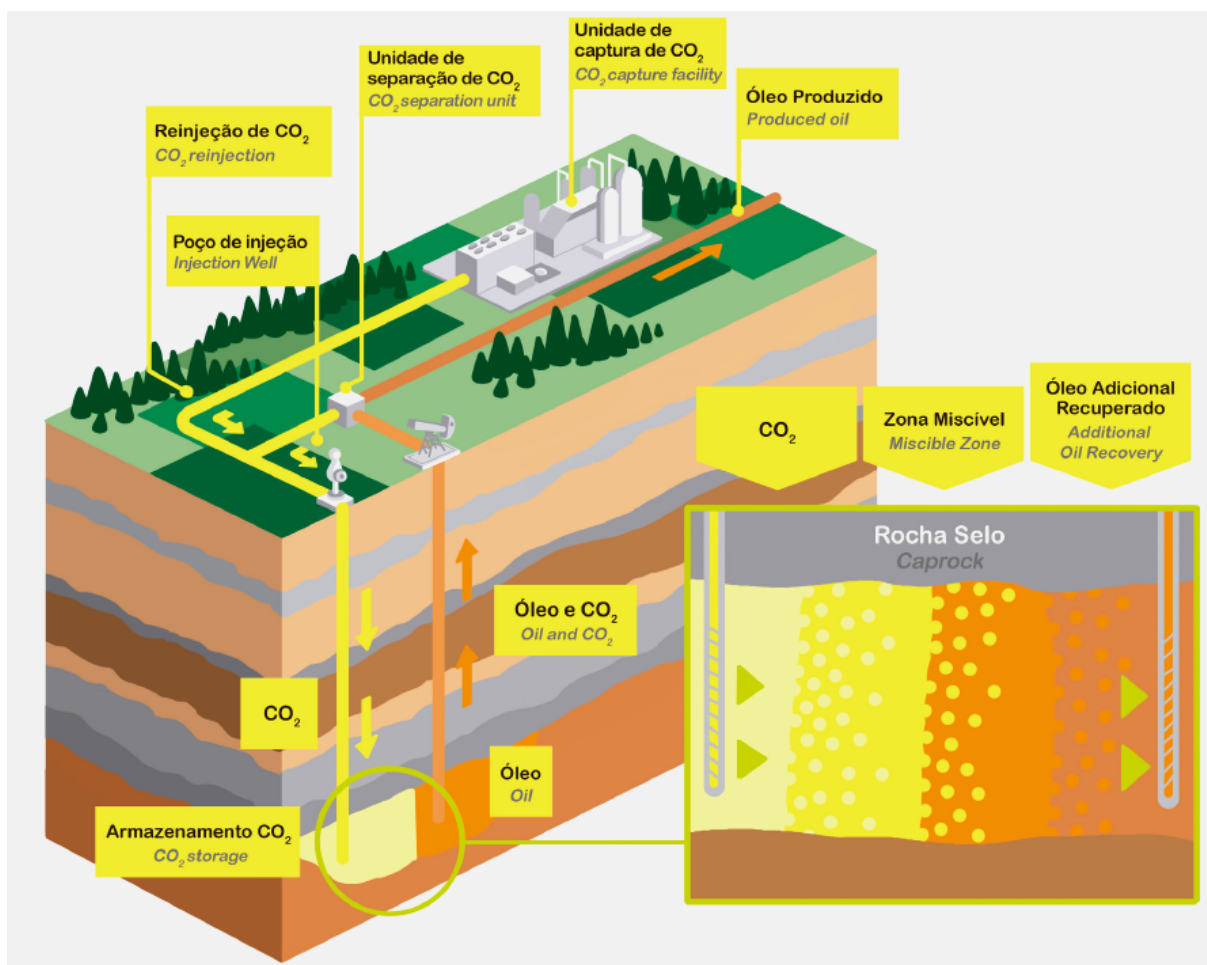


Figura 2.4 – Recuperação Avançada de Petróleo com CO₂

Fonte: KETZER *et al.*, 2016

No EOR, normalmente, uma parte do CO₂ injetado fica armazenado no reservatório, enquanto outra parte é incorporada ao petróleo explotado. A proporção de CO₂ se torna gradativamente maior, sendo necessário separá-la e injetá-la novamente com novas quantidades de CO₂ em um sistema de circuito fechado. Ao final da produção rentável de petróleo, como alternativa, uma porção significativa do CO₂ pode ser utilizada em outros campos de petróleo. Antes de selar e abandonar os poços, a companhia operadora deve assegurar que todo CO₂ está armazenado no reservatório (KETZER *et al.*, 2016).

Já campos depletados de óleo e gás são aqueles em que a produção já foi abandonada e permanece somente o petróleo residual (aprisionado nos poros da rocha reservatório), podendo assim, serem utilizados para o armazenamento de CO₂ (KETZER *et al.*, 2016). Os dados disponíveis sobre o armazenamento de óleo e gás nesses campos, bem como a existências de poços perfurados e estruturas de

escoamento, são as principais vantagens para o uso dessa tecnologia. Como desvantagem, deve-se considerar a capacidade de armazenamento disponível de CO₂, isso porque ela deve ser menor do que a capacidade inicial de hidrocarbonetos produzido, pois deve-se evitar pressões excedentes que possam vir a fraturar o reservatório ou causar vazamentos através do revestimento e/ou cimentação de poços abandonados (EPE, 2022).

2.2.2.2 Prospecção para Utilização dos Reservatórios de Óleo e Gás

A evolução do processo geológico da Terra resultou em uma série de depressões ou bacias em várias partes do território brasileiro, as quais permitiram, durante anos, o acúmulo de rochas sedimentares, incluindo depósitos significativos de óleo, gás e carvão (KETZER *et al.*, 2016).

No Brasil, há 31 bacias sedimentares, cobrindo uma área de aproximadamente 6,4 milhões km². Cada uma dessas bacias possui capacidades distintas de armazenamento de CO₂. Segundo o Atlas Brasileiro de Captura e Armazenamento Geológico de CO₂ (2016) é possível classificá-las, em relação a prospecção de armazenamento, em três grupos: baixa, alta, média. A Figura 2.5 apresenta as bacias sedimentares divididas nesses três grupos.

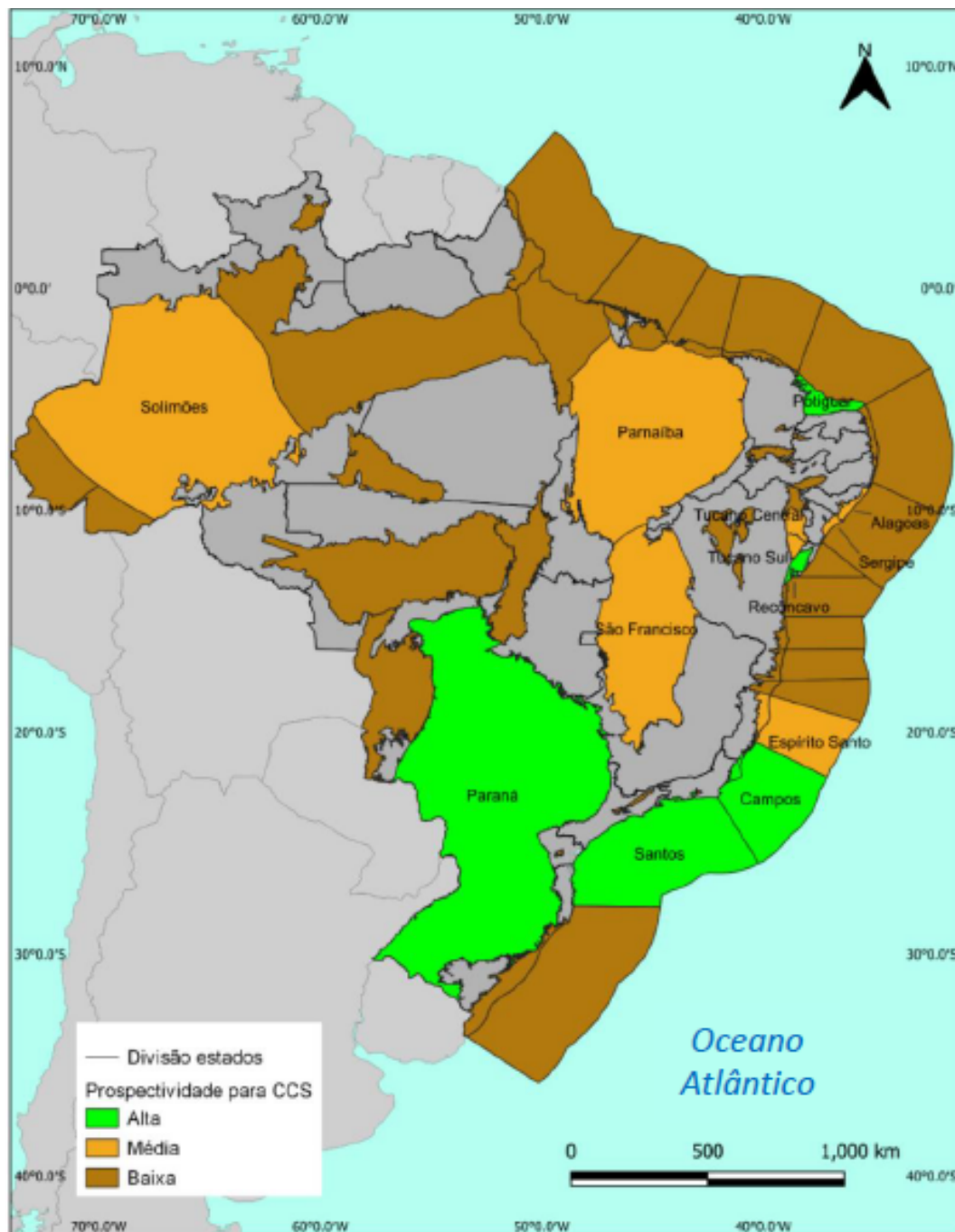


Figura 2.5 – Prospectividade para CCS

Fonte: KETZER *et al.*, 2016

Em relação aos campos de produção de óleo e gás, a bacia de Campos apresenta uma capacidade teórica considerável para o armazenamento de CO₂. Além disso, está nas proximidades de regiões onde há fonte estacionárias de emissão de CO₂ (ROCKETT *et al.*, 2013) e rede de dutos o transporte de petróleo, gás e minerais, aumentando assim sua perspectiva (KETZER *et al.*, 2016).

A Bacia de Campos está localizada em área *offshore* no sudeste do Brasil, ocupando uma área que vai do Espírito Santo, na altura de Vitória, até Arraial do Cabo, no litoral norte do Rio de Janeiro. Atualmente, possui cerca de 280 poços produtores em operação, distribuídos em 25 plataformas marítimas (PETROBRAS, 2023). Segundo estudo realizado por Rockett *et al.* em 2013, sobre a capacidade de armazenamento dessa região, existiam, já nessa época, 36 campos de petróleo que haviam atingido o pico de produção ou entrariam, nos próximos anos, na fase madura. A Figura 2.6 apresenta um esquema da região da bacia de Campos.

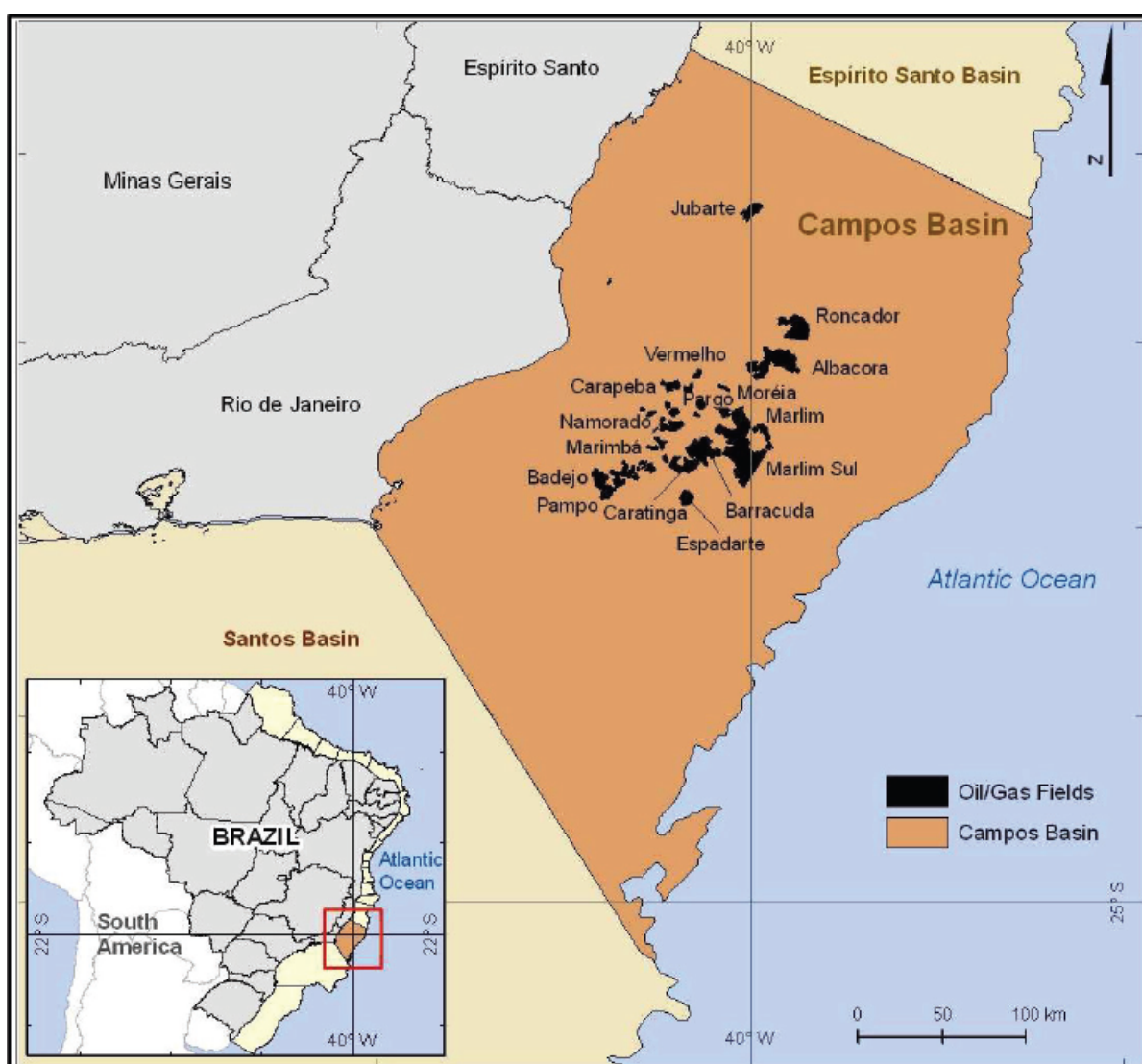


Figura 2.6 – Bacia de Campos

Fonte: ROCKETT *et al.*, 2013

Os resultados dos estudos de Rockett *et al.* (2013), mostraram que a bacia de Campos, para 17 campos de petróleo avaliados, possui uma capacidade de armazenamento de aproximadamente 950 milhões de toneladas (Mt) de CO₂. O critério de seleção desses 17 campos foi a disponibilidade de dados publicados relacionados aos campos e aos reservatórios.

Dentre os campos de petróleo analisados, o campo de Roncador é o que possui a maior capacidade de armazenamento (aproximadamente 265 MtCO₂), seguido pelos campos de Marlim, Albacora e Barracuda com capacidades de armazenamento de 174, 163 e 118 MtCO₂, respectivamente. Na Figura 2.7 é possível verificar a capacidade de armazenamento dos 17 campos analisados no estudo de Rockett *et al.* (2013).

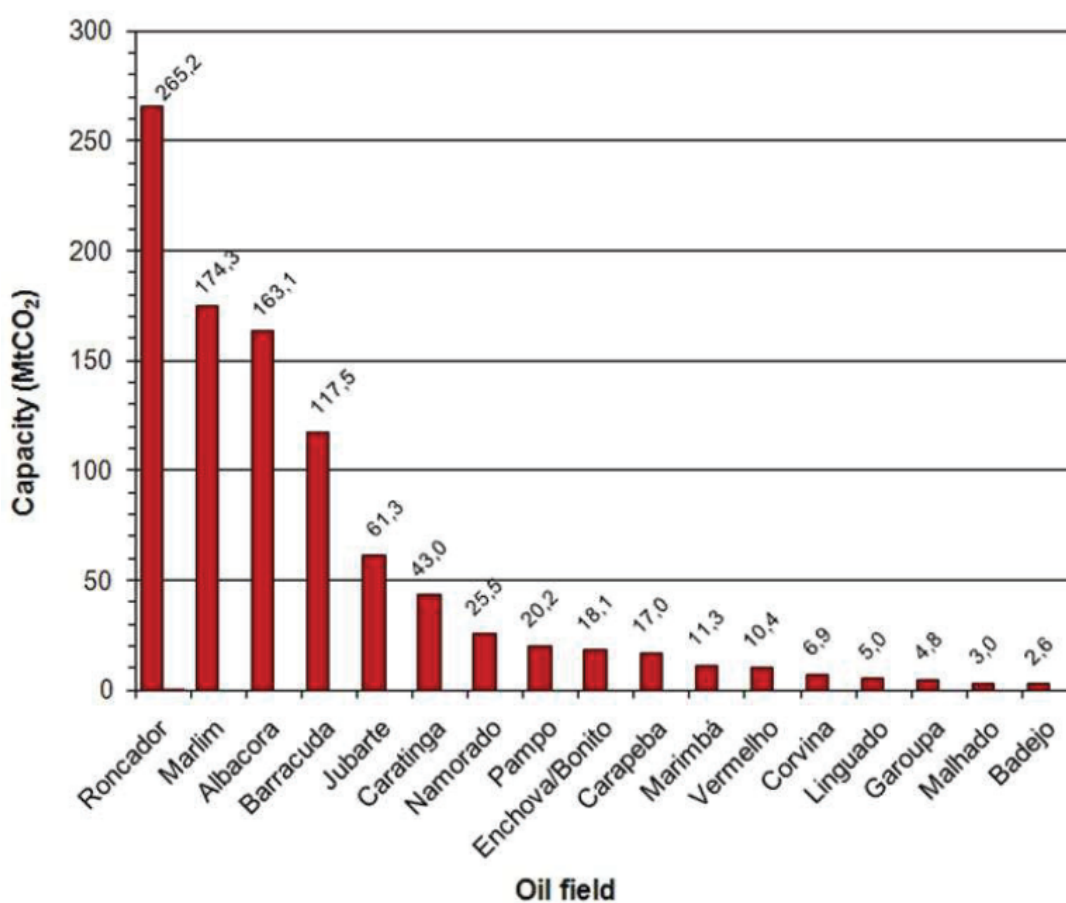


Figura 2.7 – Capacidade de armazenamento de CO₂ na Bacia de Campos

Fonte: ROCKETT *et al.*, 2013

2.3 HIDROGÊNIO AZUL

O hidrogênio não possui uma cadeia de suprimentos única, pode ser obtido a partir de diferentes matérias-primas e tecnologias de produção e consumido em diversos processos industriais e de geração de energia.

É possível classificar a produção de hidrogênio por meio do tipo da matéria-prima (principal), do processo empregado na produção ou devido a ocorrência de emissões de dióxido de carbono. A partir de uma qualificação internacional realizada através de cores, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2022), apresentou uma classificação para a produção de hidrogênio conforme definições da Figura 2.8.

Cor	Resumo do processo de produção do hidrogênio
Preto	Gaseificação do carvão mineral (antracito ¹) sem CCUS ²
Marrom	Gaseificação do carvão mineral (hulha ³) sem CCUS
Cinza	Reforma a vapor do gás natural sem CCUS
Azul	Reforma a vapor do gás natural com CCUS
Turquesa	Pirólise do metano ⁴ sem gerar CO ₂
Verde	Eletrólise da água com energia de fontes renováveis (eólica/solar)
Musgo	Reformas catalíticas, gaseificação de plásticos residuais ou biodigestão anaeróbica de biomassa ou biocombustíveis com ou sem CCUS
Rosa	Fonte de energia nuclear
Amarelo	Energia da rede elétrica, composta de diversas fontes
Branco	Extração de hidrogênio natural ou geológico

Figura 2.8 – Classificação da produção de hidrogênio

Fonte: EPE, 2022

A sigla CCUS apresentada na Figura 2.8, se refere às técnicas de captura, utilização e armazenamento de carbono (do inglês *Carbon Capture, Utilization and Storage*) e, portanto, abrange as alternativas de captura e utilização do carbono, representada pela sigla CCU (do inglês, *Carbon Capture and Utilization*), e a captura e armazenamento do carbono, já apresentada pela sigla CCS na seção anterior.

Atualmente, a indústria química é a maior produtora e consumidora de hidrogênio. Isso ocorre, pois o H₂ é fundamental para os processos das refinarias de petróleo e para a fabricação da amônia, utilizada na produção de fertilizantes e de

metanol, o qual é matéria-prima para diversos polímeros (ROBLES; ALMARAZ e AZZARO-PANTEL, 2018).

Na indústria química, geralmente, o hidrogênio é produzido através de processos de gás de síntese a partir de combustível fóssil, como o gás natural, petróleo e carvão. A reforma a vapor do gás natural (do inglês *Steam Reforming of Natural Gas – SMR*) é de longe o processo dominante (ROBLES; ALMARAZ e AZZARO-PANTEL, 2018).

De forma simplificada, esse processo inicia com gás natural dessulfurizado, pois o catalisador do processo é extremamente sensível ao enxofre. Então, o gás natural, com a adição de água, é reformado a um gás de síntese em reação endotérmica entre 500 e 900°C, composto, majoritariamente, por uma mistura de hidrogênio e monóxido de carbono. Na sequência, o gás de síntese passa pela reação de deslocamento gás-água (ou reação de *shift*), que consiste na reação do monóxido de carbono (CO) com vapor d'água para produzir ainda mais H₂. Como subproduto dessa etapa, há a produção de CO₂. A produção de hidrogênio puro exige a separação do combustível da corrente de processo. A fonte de calor do processo é, de forma geral, a combustão de gás natural (EPE, 2022 e ROBLES; ALMARAZ e AZZARO-PANTEL, 2018). A Figura 2.9 apresenta um esquema do processo SMR.

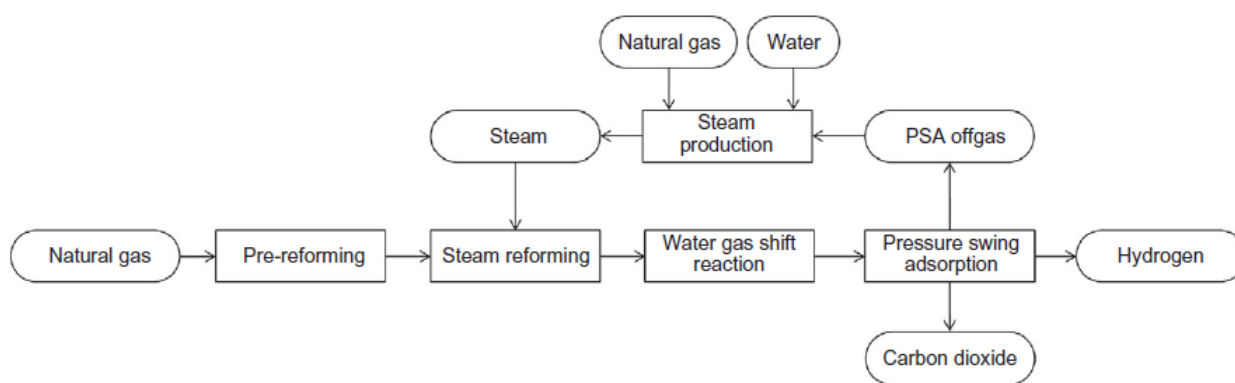


Figura 2.9 – Processo SMR

Fonte: ROBLES; ALMARAZ e AZZARO-PANTEL, 2018

Em 2021, uma pesquisa realizada pela Agência Internacional de Energia (IEA, em inglês) reforçou que o setor industrial e o de refino petróleo são os maiores consumidores de hidrogênio, sendo o uso do hidrogênio para fins energéticos ainda

muito baixo (AMÉRICA ENERGIA S.A, 2023). A Figura 2.10, apresenta as demandas de hidrogênio por setor no ano de 2020 (ano avaliado) e a projeção de utilização para 2025 e 2030.

Para a projeção de 2030, percebe-se uma diversificação na demanda de hidrogênio e destaca-se o setor de fontes renováveis (energia elétrica - hidrogênio verde). Nesse contexto, o hidrogênio ganha ainda mais relevância no planejamento para a transição energética, pois seu potencial de utilização como combustível com emissão de carbono baixa ou nula é inserido como uma alternativa à utilização dos atuais combustíveis fósseis.

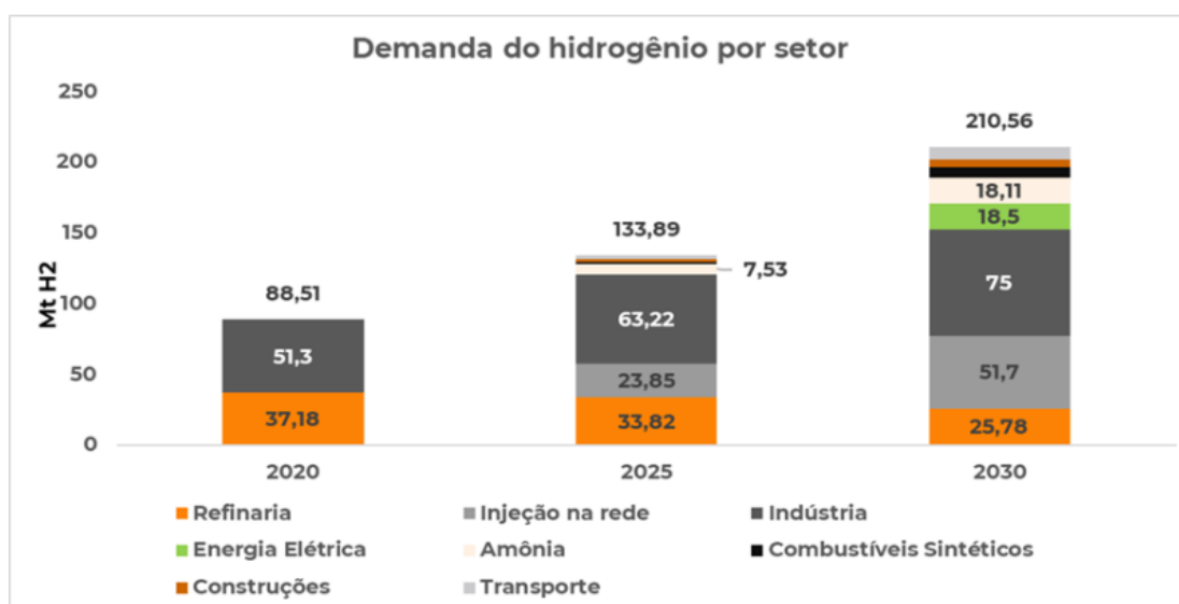


Figura 2.10 – Demanda do hidrogênio por setor
Fonte: Adaptado de IEA por AMÉRICA ENERGIA S.A.

Na esfera da indústria química, o hidrogênio azul tem potencial para gerar um energético flexível e limpo a partir do gás natural, abrindo oportunidades para a cadeia do gás desempenhar um papel essencial na indústria de baixo carbono, expandindo assim a função desse combustível fóssil de transição. Isso porque, o hidrogênio azul, possui processo de produção idêntico ao hidrogênio cinza, ou seja, ambos utilizam o gás natural como matéria-prima principal e possuem o CO₂ como subproduto. No entanto, o hidrogênio azul utiliza tecnologia de CCUS durante o processo para a captura e armazenamento do CO₂ (EPE, 2022).

A importância de existirem projetos e processos na indústria alinhados com a tecnologia CCS ou CCUS ganham força, uma vez que há a necessidade, cada vez mais urgente, de minimamente equilibrar as emissões e as remoções dos gases de efeito estufa da atmosfera, visando a estabilização da temperatura média global, principal objetivo do Acordo de Paris, assinado em 2015 por 195 países, entre eles o Brasil (EPE, 2022 e IEA, 2022).

Em uma pesquisa realizada por Martin-Roberts *et al.* (2021), os autores apresentaram a quantidade de CO₂ armazenada através de projetos de CCS desde o ano de 1972 até uma projeção em 2035 (Figura 2.11). É possível perceber que, semelhante à situação no ano de 2009, a grande maioria dos projetos em 2021 ainda estavam no setor *upstream* (predominantemente usinas de processamento de gás natural). Isso contraria o acordo do G8 (2008) para aumentar a cooperação internacional em CCS, o qual tinha como objetivo o lançamento de 10 projetos de CCS em larga escala até 2010. Dessa forma, a projeção até 2035 mostra claramente que, se a CCS pretende mitigar os efeitos dos setores de energia e da indústria, é urgente a implantação dessa tecnologia.

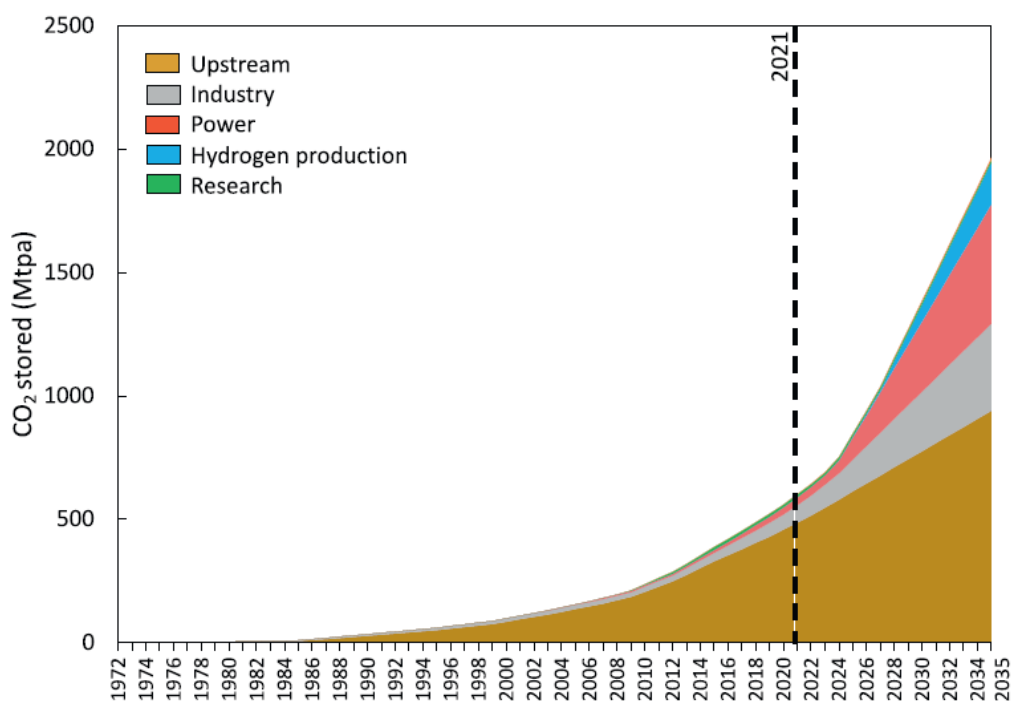


Figura 2.11 – Projetos de CCS desenvolvidos ao longo dos últimos anos

Fonte: Martin-Roberts *et al.*, 2021

Isso torna-se ainda mais urgente, quando a IEA e o IPCC (do inglês, *Intergovernmental Panel on Climate Change*) destacam que CCS é essencial para a redução das emissões globais e o cumprimento das normas climáticas internacionais, pois, é responsável por até 15% das reduções de emissões até 2050, ficando atrás apenas do uso de energias renováveis e eficiência energética, sendo estes três setores responsáveis por cerca de 70%. Ou seja, para atingir essas metas, estima-se que deve ser necessário capturar e armazenar cerca de 5,6 Gt/ano de CO₂ até 2050 (MARTIN-ROBERTS *et al.*, 2021).

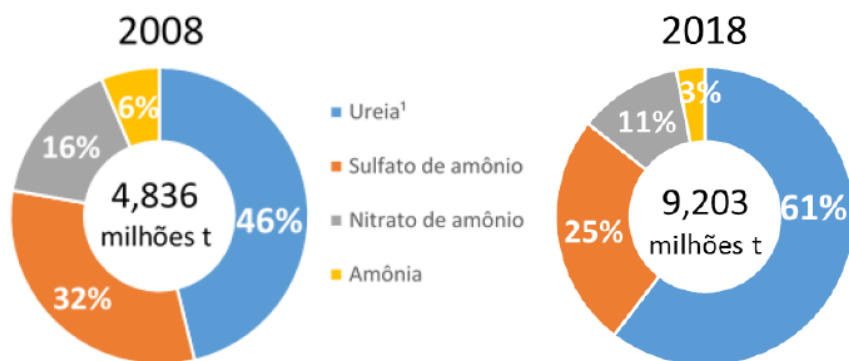
Assim, impulsionar a produção do hidrogênio azul na indústria de fertilizantes é uma das formas de alinhamento com os tratados para as reduções das emissões globais e o cumprimento das normas climáticas internacionais.

2.3.1 Fertilizantes Nitrogenados

Os fertilizantes nitrogenados possuem o gás natural e a amônia como matéria prima básica e intermediária, respectivamente (EPE, 2019). O gás natural é o mais utilizado e a melhor fonte de hidrogênio para a produção desse tipo de fertilizante. Já a produção de amônia, para fins de fertilizantes no Brasil, utiliza gás natural, gás de refinaria ou resíduo asfáltico como matéria-prima, sendo o gás natural o que reúne as melhores condições energéticas e ambientais para a produção desse tipo de fertilizante (LIMA, 2007). Como produto, os nitrogenados podem ser classificados em quatro tipos: ureia, nitrato de amônia, nitrocálcio e sulfato de amônia (EPE, 2019).

O Brasil possui um grande mercado consumidor de fertilizantes, uma vez que é um dos maiores produtores e exportadores agrícolas do mundo. No entanto, a importação de fertilizantes é responsável por atender cerca de 80% da necessidade do mercado brasileiro (EPE, 2019).

Uma comparação realizada pelo Ministério da Economia em 2019, apresenta a crescente importação de fertilizantes nitrogenados quando comparados os anos de 2008 e 2018. Em uma década, a necessidade de importação praticamente dobrou, a Figura 2.12 apresenta essa evolução.



Nota: ¹Ureia mesmo em solução aquosa, com teor de nitrogênio (azoto) superior a 45 %, em peso, calculado sobre o produto anidro no estado seco.

Figura 2.12 – Evolução da participação das importações brasileiras dos tipos de fertilizantes nitrogenados (2008-2018)

Fonte: EPE, 2019

Essa dependência internacional é desfavorável para a economia do país. Visto que crises e conflitos mundiais agravam ainda mais essa questão, faz-se necessário a instalação de novos empreendimentos de fertilizantes e (EPE, 2019 e MAGRI, 2022).

Diversos são os fatores que fundamentam a decisão de investimento em uma nova planta de fertilizantes nitrogenados. Uma das mais relevantes é a disponibilidade de matéria-prima (EPE, 2019). Dessa forma, uma produção de nitrogenados deve considerar a facilidade em obter o gás natural.

2.4 TRANSPORTE DE CO₂

O transporte, seguro e confiável, de CO₂ tem papel crucial no sistema CCS (HONGFANG *et al.*, 2020), uma vez que é o elo entre o processo de captura e o armazenamento (LEUNG; CARAMANNA; MAROTO-VALER, 2014).

Conforme apresentado pelo *Global CCS Institute* (2015), o CO₂ capturado é transportado para um ponto de armazenamento *onshore*, sendo parte desse CO₂ transportado para o oceano e armazenado em reservatórios geológicos. Dessa forma, esse sistema de transporte pode ser dividido em terrestre e marítimo. Entre eles, rodovias, ferrovias e dutos podem ser utilizados para transporte *onshore*, enquanto gasodutos e navios para transporte *offshore*. A Figura 2.13 apresenta esquematicamente o transporte de CO₂.

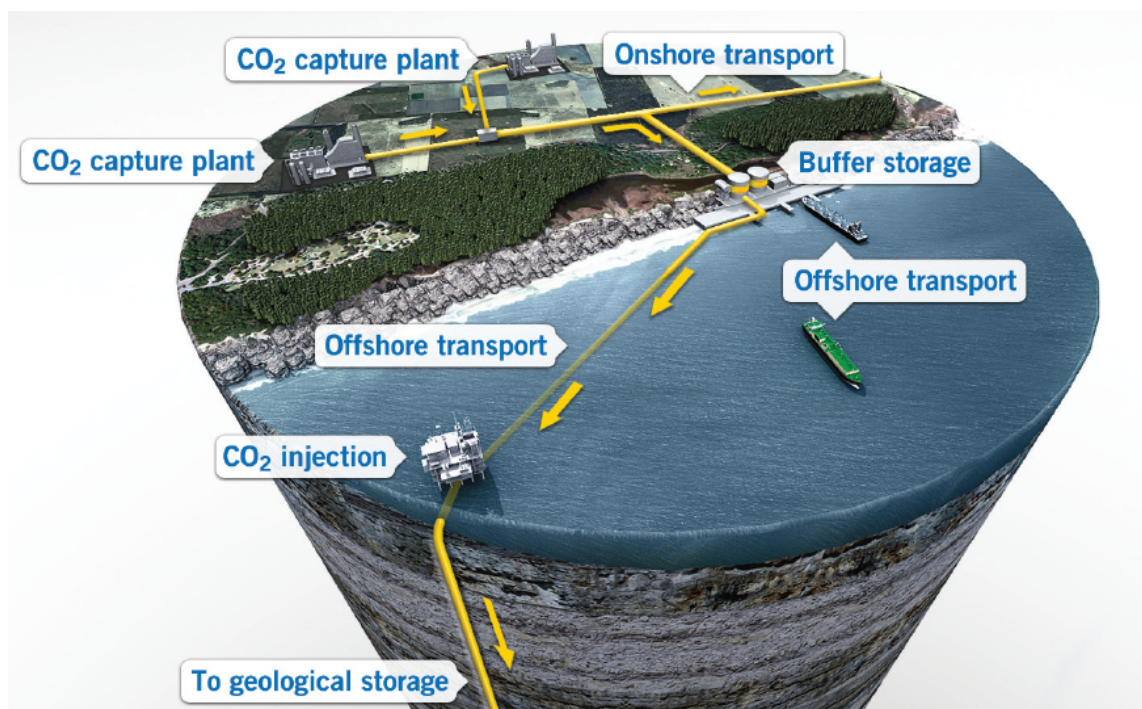


Figura 2.13 – Visão geral do transporte de CO₂

Fonte: *Global CCS Institute*, 2015

O transporte de CO₂ por caminhão e trem é possível para pequenas quantidades. Caminhões geralmente são utilizados nos locais onde ocorrem os projetos de CCS, transportando o CO₂ capturado para um ponto de armazenamento próximo. No longo prazo, dadas as grandes quantidades de CO₂ que devem ser capturadas via CCS, é improvável que o transporte por rodovias (caminhão) e ferrovias torne-se significativo (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2015).

O transporte marítimo de CO₂ pode ser uma opção alternativa para várias regiões do mundo. Esse tipo de transporte já ocorre, em pequena escala (aproximadamente 1000 toneladas), na Europa (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2015). Esse tipo de transporte exige elevado controle das condições de temperatura e pressão do CO₂, no entanto, essa tecnologia já é bastante conhecida, uma vez que há semelhanças com o transporte de gás liquefeito de petróleo (GLP) (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2015 e HONGFANG et al., 2020).

Muitos autores defendem que para as quantidades e distâncias necessárias para a captura e armazenamento de CO₂, o uso de dutos deve ser pensado como o principal meio de transporte, uma vez que garante o funcionamento eficaz do sistema CCS, é seguro e possibilita operações mais econômicas. Muito dessas conclusões, se dá devido a ampla utilização de dutos no setor de energia, como

gasodutos e oleodutos nos processos de produção de óleo e gás e carvão (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2015; HONGFANG et al., 2020 e ZHANG et. al., 2006).

2.4.1 Características do CO₂

As propriedades do CO₂ diferem e dependem do meio de transição. Na pressão atmosférica e à temperatura ambiente o CO₂ é um gás. Ao comprimi-lo, removendo o calor da compressão, esse gás se transforma em líquido (SKOVHOLT, 1993).

O ponto crítico do CO₂ é 31,1 °C e 7,38 MPa (73,8 bar). Um sistema de transporte com pressão superior a 7,38 MPa e temperatura acima de 31,1 °C, resultará em transporte supercrítico. Caso a pressão de transporte esteja abaixo da pressão crítica, a fase do dióxido de carbono pode ser líquida ou gasosa (ou ambas), dependendo da temperatura. Caso o CO₂ apresente pressão acima da pressão crítica, porém temperatura abaixo da crítica, a fase existente é chamada de densa (HONGFANG et al., 2020; SERPA; MORBEE; TZIMAS, 2011; WANG; CHEN; LI, 2019 e ZHANG et al., 2006). A Figura 2.14 mostra o diagrama de fases para o CO₂.

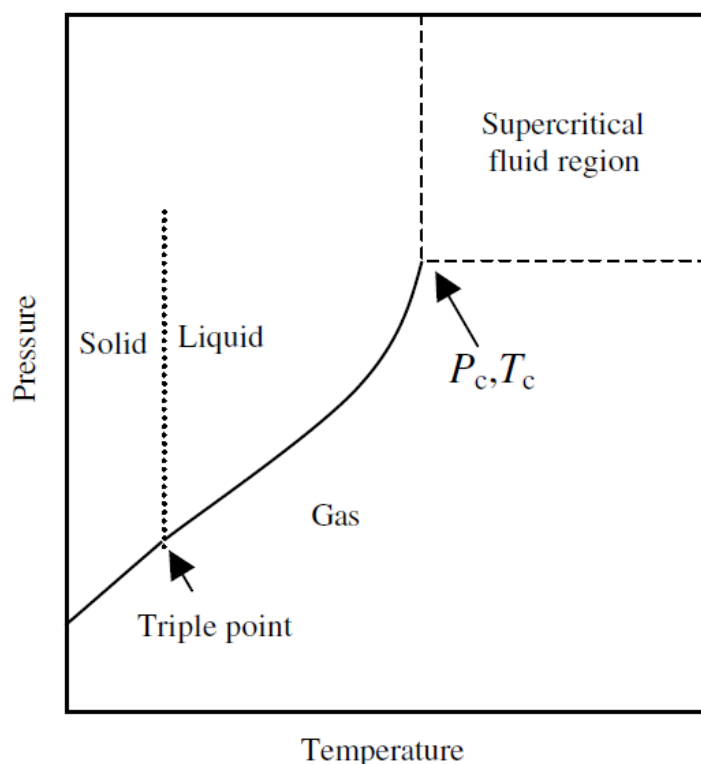


Figura 2.14 – Diagrama de fase esquemático para o CO₂

Fonte: Zhang et al., 2006

2.4.2 Características do Transporte de CO₂

Em dutos, é possível transportar o CO₂ como gás, líquido, uma mistura de gás e líquido ou ainda como um gás de alta densidade em alta pressão. Em geral, um transporte eficiente requer alta densidade do meio a ser transportado. No caso do CO₂, as maiores densidades são alcançadas quando esse é transportado como líquido ou gás de alta densidade (SKOVHOLT, 1993). Isso é importante, pois a alta densidade de um fluido diminui os riscos de mudança de fase, o que corresponde a uma menor queda de pressão ao longo da tubulação por unidade de massa de CO₂, quando comparado ao transporte do CO₂ como gás ou como uma combinação bifásica de líquido e gás (SERPA; MORBEE; TZIMAS, 2011).

Para longas distâncias, muitos autores apresentam que a forma mais eficiente de transportar CO₂ é na fase supercrítica (SERPA; MORBEE; TZIMAS, 2011; SKOVHOLT, 1993; WANG; CHEN; LI, 2019 e ZHANG et al., 2006). Geralmente, o CO₂ supercrítico possui densidade mais próxima ao líquido e, propriedades como viscosidade e difusividade mais próximas ao gás, conforme Figura 2.15. Na condição supercrítica o CO₂, muitas vezes, é transportado em faixas de temperatura e pressão entre 12°C a 44°C e 85 bar a 150 bar, respectivamente (WRI, 2008 e SERPA; MORBEE; TZIMAS, 2011 apud MOHITPOUR; GOLSHAN; MURRAY, 2003). O limite de pressão inferior é definido pelo comportamento de fase do CO₂ e deve ser suficiente para manter a condição supercrítica, já o limite de pressão superior é devido, principalmente, as preocupações econômicas (custos). Em relação às temperaturas, o limite superior é determinado pela temperatura máxima de descarga do compressor e pelo revestimento externo da tubulação, enquanto o limite inferior é determinado pelas temperaturas mínimas do solo nas estações mais frias (WRI, 2008).

Properties	Gas	Supercritical	Liquid
Density (g/cm ³)	~0.001	0.2–1.0	0.6–1.6
Diffusivity (cm ² /s)	0.1	0.001	0.00001
Viscosity (g/(cm s))	0.0001	0.001	0.01

CO₂ critical parameters: $T_c = 31.1\text{ }^\circ\text{C}$; $P_c = 7.38\text{ MPa}$; $\rho_c = 0.47\text{ g/cm}^3$.

Figura 2.15 – Propriedades do CO₂

Fonte: Zhang et al., 2006

Além da temperatura e da pressão, o CO₂ possui outras características relevantes para o transporte (HONGFANG et al., 2020):

- Geralmente contêm impurezas, as quais podem alterar os requisitos de pressão e temperatura do transporte devido as mudanças na propriedade do gás;
- Forte propriedade de corrosão em contato com a água e, portanto, medidas de proteção anticorrosão são essenciais.

O CO₂ capturado, tanto de processos da combustão em larga escala de combustíveis fósseis como de processos industriais, contém impurezas como vapor de água, H₂S, N₂, CH₄, O₂, Hg e hidrocarbonetos (WRI, 2008). A presença dessas impurezas tem impacto significativo nas propriedades físicas do CO₂ transportado, afetando, conseqüentemente, o projeto da tubulação (capacidade) e do compressor (potência), a distância entre as estações de compressão (recompressão) e, também, interferindo nas prevenções de propagação de fratura na tubulação (SEEVAM; RACE; DOWNIE, 2007).

Por exemplo, a presença de impurezas pode alterar o regime operacional da tubulação, uma vez que essas agem sob os parâmetros como pressão, temperatura, densidade e viscosidade do fluido (SERPA; MORBEE; TZIMAS, 2011). Na presença de impurezas, pressões mais altas podem ser necessárias para manter o CO₂ como fluido supercrítico monofásico ou fase densa, exigindo mais da tubulação projetada. A Figura 2.16 apresenta a densidade, em relação a temperatura, do CO₂ puro e de uma mistura contendo 95% CO₂, 3% N₂, 2% O₂, ambos a 100 bar de pressão. Na temperatura de 40°C, a densidade da mistura é de apenas 60% da densidade do CO₂ puro, densidades menores resultam em velocidades de fluxo mais altas e, conseqüentemente, quedas de pressão mais altas.

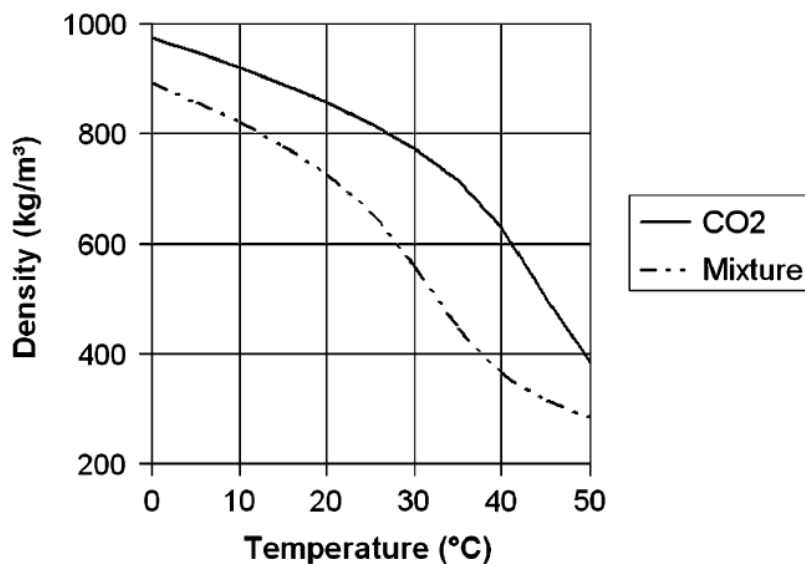


Figura 2.16 – Diferença entre CO₂ puro e CO₂ com impurezas

Fonte: SERPA; MORBEE; TZIMAS, 2011

Além disso, essas características implicam na seleção do material e do revestimento para a tubulação, bem como na seleção de materiais para vedações, gaxetas, revestimento interno de outros componentes críticos para a integridade do sistema, influenciando também os custos de transporte (SERPA; MORBEE; TZIMAS, 2011).

A presença de água no transporte de CO₂ contribui para a formação de ácido carbônico, altamente corrosivo para aço carbono, e de hidratos sólido de água que reduzem a capacidade de escoamento. Antes do transporte é indicado que o CO₂ seja desidratado a níveis abaixo de 50 ppm de água (SERPA; MORBEE; TZIMAS, 2011).

Dessa forma, etapas de purificação do CO₂ podem ser necessárias para ajustar a composição do CO₂ capturado. Atualmente não há um padrão estabelecido para a composição do CO₂ para CCS (SERPA; MORBEE; TZIMAS, 2011 apud MIT, 2007). Como melhores práticas, adotam-se as considerações dos principais operadores de dutos para EOR relacionadas a qualidade do duto (WRI, 2008) e ao destino final (EOR ou armazenamento). Por exemplo, para EOR, a concentração de CO₂ no gás transportado via gasoduto normalmente varia entre 95 e 99%. Porém, durante projeto do duto devem ser realizadas simulações composicionais, garantindo o comportamento da fase supercrítica nas condições de operação do duto (SERPA; MORBEE; TZIMAS, 2011 e ZHANG et al., 2006).

Alguns autores defendem o estabelecimento de um padrão de pureza de CO₂ acima de 90%, porém muitos acreditam que há incerteza suficiente em relação à composição precisa do fluxo de CO₂ e, portanto, o ideal é realizar inúmeras simulações durante o desenvolvimento dos projetos com materiais e procedimentos que considerem essas questões adicionais na composição do gás (SERPA; MORBEE; TZIMAS, 2011 e WANG; CHEN; LI, 2019).

2.4.3 Sistema de Dutos para o Transporte de CO₂

No transporte de CO₂, além de um sistema de dutos, há outros processos envolvidos, os quais contemplam uma cadeia de transporte. A Figura 2.17 apresenta esquematicamente essa cadeia de transporte.

Inicialmente, há o condicionamento do CO₂ capturado que inclui a etapa de purificação do CO₂ para a composição desejada. Na sequência, há a compressão do gás na pressão requerida para entregá-lo ao sistema de transporte de dutos. Geralmente, essas duas etapas são identificadas como partes finais do processo de captura (SERPA; MORBEE; TZIMAS, 2011).

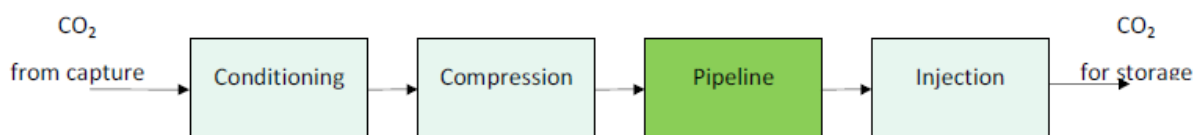


Figura 2.17 – Cadeia de transporte do CO₂ via dutos

Fonte: SERPA; MORBEE; TZIMAS, 2011

Para seguir para as etapas de injeção e armazenamento, utiliza-se todo o sistema de transporte de CO₂ que, geralmente, além das tubulações, inclui compressores, bombas, estações de controle de pressão e vazão, válvulas, câmeras lançadoras e receptoras de *pig*, sistema de controle de supervisão e aquisição de dados, sistemas de proteção contra corrosão, sistemas de proteção contra descargas elétricas e sistemas de segurança.

2.4.4 Comparação entre Dutos para CO₂ e para Gás Natural

Um duto de CO₂ é semelhante a um duto de gás natural, uma vez que é possível atravessar montanhas, cidades e oceanos, atingindo milhares de quilômetros. No entanto, o meio de transmissão, operação e resistência do material do duto podem diferenciá-los no transporte (HONGFANG et al., 2020).

O CO₂ é semelhante ao gás natural em cor, odor e meio transporte, porém não é tóxico nem inflamável, mas asfixiante em elevada concentração. Como o CO₂ é mais pesado que o ar, quando há um vazamento, ele se difunde mais lentamente que o gás natural, se acumulando nas áreas mais baixas. Como suas propriedades físicas são bastante diferentes das propriedades do gás natural, sua forma de transporte é fortemente afetada pela temperatura, pressão e impurezas. No transporte de gás natural, atenção especial deve ser dada a temperatura e pressão para controlar a formação de hidratos. Para o CO₂, o limite de impurezas é um fator que também deve ser considerado (HONGFANG et al., 2020 e SERPA; MORBEE; TZIMAS, 2011).

Além disso, tubos de CO₂ são mais propensos a fratura dúctil devido à baixas temperaturas no transporte e ondas de descompressão (HONGFANG et al., 2020). Dessa forma, o material dos tubos pode possuir requisitos mais elevados ou exigir diversas simulações para mapear todas as propriedades do CO₂ a ser transportado.

Por fim, embora haja diferenças entre esses dois gases, ao se pensar nas necessidades e equipamentos de um sistema de transporte via dutos para o CO₂, conforme apresentado na seção 2.4.3, pode-se considerar os arranjos utilizados nos sistemas de transporte de gás natural, uma vez que esses, geralmente, possuem as mesmas necessidades de estações, equipamentos e sistemas de controle e de segurança.

3 ESTUDO DE CASO

A partir da revisão bibliográfica, este trabalho se dedicou a estabelecer uma rota estratégica para o transporte de CO₂ no cenário brasileiro de CCS, considerando a captura do CO₂ oriunda do subproduto de uma planta de fertilizantes, a qual utiliza como matéria-prima o gás natural, até o armazenamento dessa substância em um campo depletado de Petróleo. Abaixo estão detalhadas todas as etapas avaliadas nesse estudo de caso.

3.1 DUTO DE TRANSPORTE DE CO₂

Frequentemente se assume que é possível utilizar a infraestrutura de dutos existentes para o transporte de CO₂, visto que há uma extensa rede de oleodutos e gasodutos ao redor do mundo, visualizando oportunidades para a reutilização dessa infraestrutura. No entanto, quando comparado algumas características do transporte de gás natural e de dióxido de carbono e, avaliado as demandas ainda crescentes desse hidrocarboneto, surgem incertezas, reduzindo as possibilidades de reutilização dessa infraestrutura.

Os dutos existentes para o transporte de gás natural, em sua grande maioria, são fabricados em aço carbono e, portanto, são metalurgicamente adequados para transportar CO₂, desde que baixas temperaturas sejam criteriosamente avaliadas e o teor de umidade seja mantido em nível baixo. O fator limitante dessas instalações existente, geralmente é a pressão. Para serviços de transporte de óleo e gás *onshore* a pressão, normalmente, varia entre 60 e 80 bar, com pressões de projeto igual a 100 bar. Para o transporte de CO₂ o ideal é que os valores estejam entre 85 e 150 bar (WRI, 2008 e SERPA; MORBEE; TZIMAS, 2011 apud MOHITPOUR; GOLSHAN; MURRAY, 2003). A consequência dessa limitação é, principalmente, a redução na capacidade de transporte em comparação com um novo gasoduto para o transporte de CO₂, projetado para absorver pressões mais altas.

Outro ponto é que os gasodutos de CO₂ possuem histórico de vida operacional menor quando comparado com os gasodutos de gás natural. Como muitos gasodutos e oleodutos existentes estão em operação por mais de 20 anos, gera-se uma incerteza relacionada a vida útil restante dessa infraestrutura para o transporte de CO₂. Para estimar, seguramente, essa vida útil restante deve-se

realizar avaliações caso a caso, considerando a vida operacional da tubulação, características de corrosão interna e vida restante à fadiga (SERPA; MORBEE; TZIMAS, 2011 apud IEA, 2009).

Os riscos envolvidos na operação de dutos para o transporte de CO₂ podem ser tão prejudiciais quanto no transporte de hidrocarbonetos. Em um evento de vazamento ou ruptura de duto, os hidrocarbonetos, quando não dissipados, podem inflamar e explodir, causando acidentes catastróficos. Já o CO₂, se em altas concentrações, pode causar asfixia e morte, uma vez que se acumula nas depressões das instalações e pode ser imperceptível. Dessa forma, Serpa; Morbee e Tzimas (2011) defendem que a infraestrutura de gasoduto existente pode ser utilizada como uma opção potencialmente viável para estabelecer uma rede de gasodutos para o transporte de CO₂, desde que requalificados para esse tipo de transporte, ou seja, obedecendo aos mesmos requisitos de novos dutos projetados para esse transporte específico. No entanto, os autores destacam que o cumprimento de todas as recomendações para um novo duto pode inviabilizar técnica e economicamente a utilização da estrutura existente.

Além das características técnicas, deve-se avaliar a capacidade das estruturas existentes para os papéis nos quais elas foram projetadas e instaladas, no caso, para o transporte de hidrocarbonetos. Segundo o Plano Indicativo de Processamento e escoamento de Gás Natural, desenvolvido pela EPE no ano de 2019, é previsto um aumento considerável na produção líquida nacional de gás natural (EPE, 2019a). De um volume de 59 milhões de m³/dia em 2018, para 147 milhões de m³/dia em 2030. Esta previsão de crescimento se deve, principalmente, à produção no Pré-Sal nas Bacias de Santos e Campos e em campos marítimos no litoral do Espírito Santo e do Sergipe. Sendo assim, instalações de novas infraestruturas de processamento e escoamento de gás natural ou a duplicação de infraestruturas existentes serão necessárias para permitir a monetização do gás natural proveniente destas regiões.

A Figura 3.1 compara as perspectivas de produção com a capacidade existente de escoamento de gás natural a partir do Pré-Sal e, portanto, destaca essa necessidade de ampliação da infraestrutura, para o gás natural, a partir do ano de 2027.

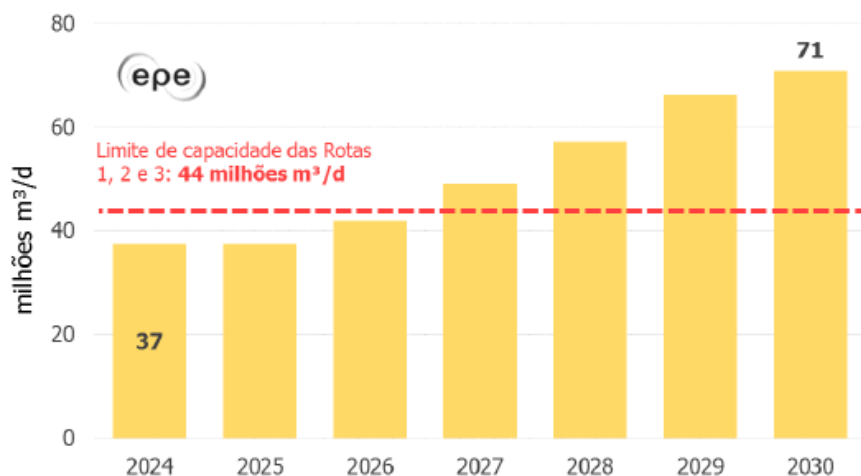


Figura 3.1 – Perspectivas de produção de gás natural no Pré-Sal e capacidade existente de escoamento

Fonte: EPE, 2019a

Na Figura 3.2 (imagem ampliada e disponível no Anexo A) é possível visualizar o mapa da infraestrutura de transporte *onshore* no Brasil. Já na Figura 3.3 há uma representação dos gasodutos existentes para as rotas *offshore*.

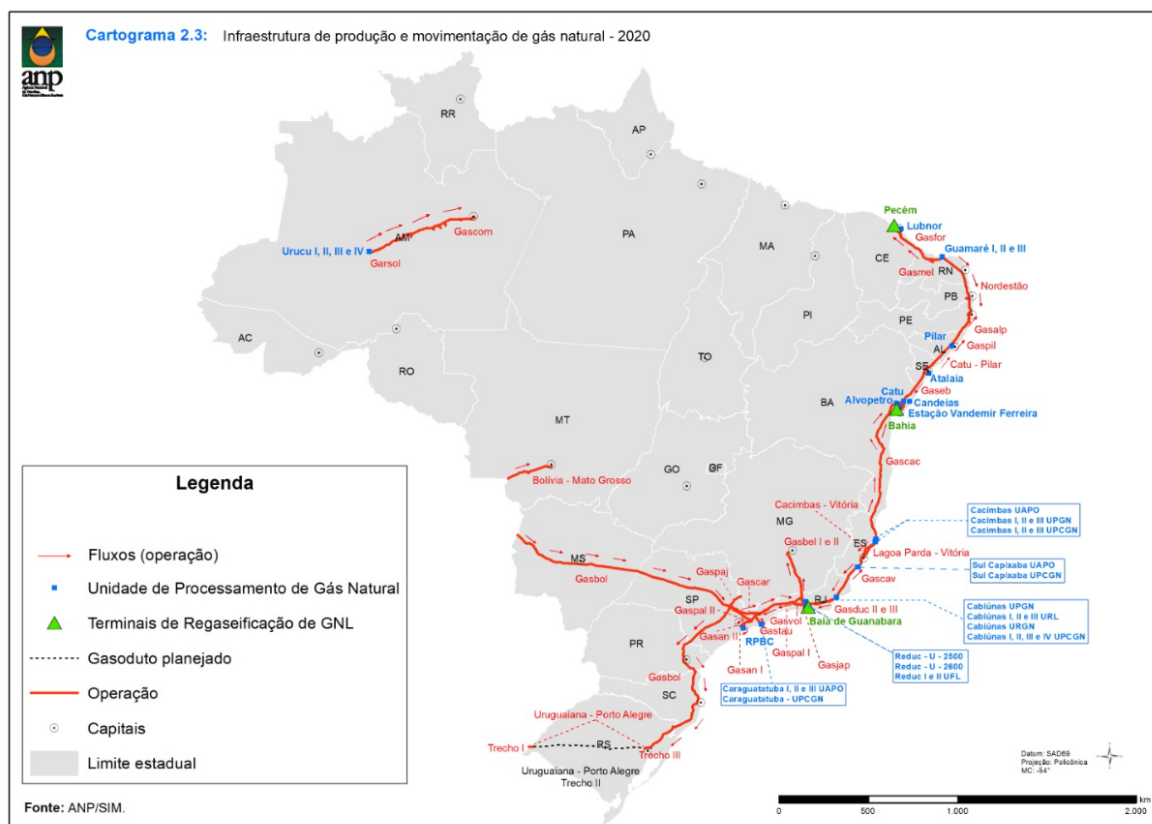


Figura 3.2 – Infraestrutura de produção e movimentação de gás natural

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2023)

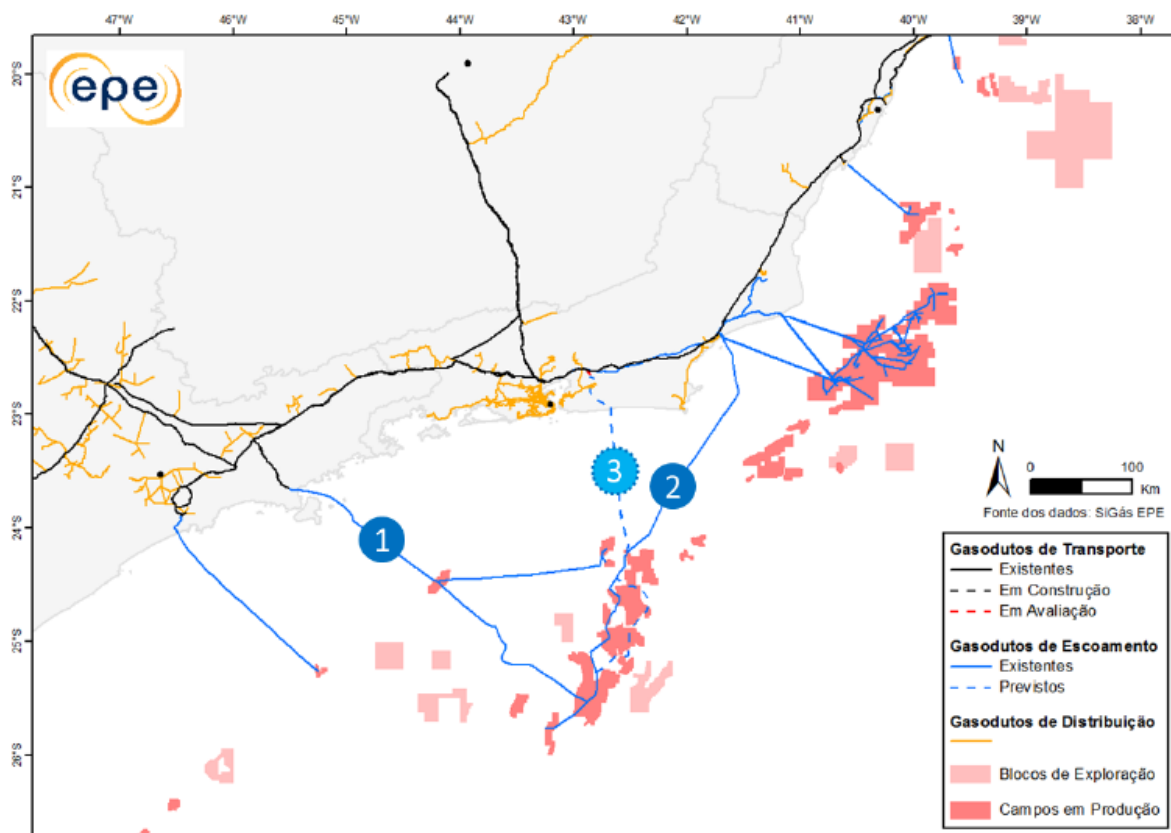


Figura 3.3 – Representação dos gasodutos de escoamento no pré-sal

Fonte: EPE, 2019a

Em 2021, novamente no Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural, a EPE conclui que as análises das projeções de expansão da produção de gás natural no horizonte de 2021 a 2030, evidenciam a necessidade de infraestruturas para escoamento e processamento de gás natural de modo a suportar as perspectivas de aumento da produção nacional nesse período (EPE, 2021).

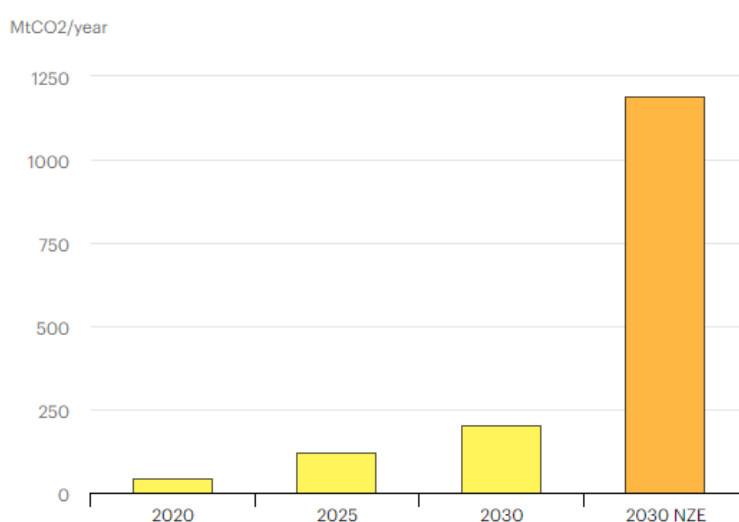
Além disso, um estudo realizado por Branski e Esteves (2018), comparou as práticas logísticas na cadeia de petróleo *offshore* entre Brasil, Noruega e Golfo do México. Um ponto de destaque foi a superioridade da Noruega e do Golfo do México quanto à infraestrutura de dutos para transporte do gás e do óleo.

Dessa forma, torna-se claro que, no Brasil, o potencial de produção de gás natural é gigantesco e ainda não atingiu sua máxima. No entanto, para que isso ocorra, a infraestrutura de transporte precisa ser reforçada com novos dutos ou duplicações de infraestruturas existentes para que a capacidade de transporte de

gás natural acompanhe o potencial de produção. Sendo assim, torna-se inviável projetar o transporte de CO₂ a partir dos gasodutos existentes para gás natural, pois esses já estão com suas capacidades de transporte comprometidas e, de acordo com as previsões dos próximos anos, urgindo por ampliação.

Corroborando com isso, publicações indicando que, embora o transporte de CO₂ já ocorra diariamente em várias partes do mundo, investimentos significativos em infraestrutura de transporte são necessários para permitir a implantação em larga escala no âmbito do CCS (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2015, 2022).

Segundo o IEA, atualmente existem cerca de 9.000 km de dutos de CO₂ (maioria na América do Norte) e 7 operações dedicadas ao armazenamento geológico de CO₂ com uma capacidade combinada de 10 Mt/ano. Com base em projetos em estágio inicial e avançado de desenvolvimento, a capacidade dedicada de armazenamento de CO₂ pode atingir cerca de 110 MtCO₂/ano até 2030, o que ainda é bastante inferior aos quase 1.200 MtCO₂/ano que devem ser capturados e armazenados até 2030 no cenário *Net Zero* (Figura 3.4). Porém, para alcançar essa capacidade de armazenamento em desenvolvimento, a infraestrutura de transporte de CO₂ precisará aumentar, minimamente, na mesma proporção que o armazenamento (IEA, 2022a).



IEA. Licence: CC BY 4.0

● Current and planned ● NZE

Figura 3.4 – Cenário mundial da capacidade de armazenamento de CO₂ atual e planejado *versus* o cenário zero de emissões líquidas de carbono (*Net Zero*)

Fonte: IEA, 2022a

Sendo assim, a rota estratégica estabelecida nesse trabalho para o transporte de CO₂ no cenário brasileiro de CCS, considerou a construção de um novo gasoduto específico para CO₂.

3.2 LOCAL DE INSTALAÇÃO DA PLANTA DE FERTILIZANTES

A região metropolitana do estado do Rio de Janeiro, é composta pelas cidades Rio de Janeiro, Duque de Caxias, São João de Meriti, Belford Roxo, Nilópolis, Mesquita, Nova Iguaçu, Queimados, Japeri, Paracambi, Seropédica, Itaguaí, Magé, Guapimirim, Niterói, São Gonçalo, Itaboraí, Maricá, Tanguá e Rio Bonito. Essa região é uma das que mais contribui para a emissão de gases de efeito estufa, devido à grande concentração populacional, à elevada demanda final de energia pelas indústrias e pelo setor de transporte e, em menor escala, pelos centros de transformação (centrais elétricas, coquearias e carvoarias).

Conforme *Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa do Estado do Rio de Janeiro* para o ano de 2015, a região Metropolitana foi responsável por 34,0% das emissões do estado, atrás apenas da região Norte Fluminense, responsável por 48,3% devido, principalmente, à grande produção termoelétrica a gás natural da região. A Figura 3.5 apresenta as emissões de GEE, através de dióxido de carbono equivalente, para as oito regiões do Estado do Rio de Janeiro avaliadas em 2015 (RIO DE JANEIRO (ESTADO), 2017).

Fonte de Emissão	Região de Governo								
	Metropolitana	Noroeste Fluminense	Norte Fluminense	Serrana	Baixadas Litorâneas	Médio Vale do Paraíba	Centro-Sul Fluminense	Costa Verde	Total Estado RJ
	GgCO ₂ e								
Consumo Final de Energia	20.997,3	661,3	9.362,7	1.604,3	1.678,5	5.666,8	705,5	403,6	41.079,9
Produção de Energia	2.652,8	0,0	17.753,2	4,0	0,0	1.614,2	0,0	0,0	22.024,2
Emissões Fugitivas	189,5	0,0	6.852,9	0,9	4,9	49,7	0,6	0,0	7.098,6
Total	23.839,7	661,3	33.968,8	1.609,2	1.683,3	7.330,7	706,1	403,6	70.202,7
	34,0%	0,9%	48,4%	2,3%	2,4%	10,4%	1,0%	0,6%	100,0%
Bunker									1.221,0

Figura 3.5 – Emissões regionais de GEE do Estado do Rio de Janeiro, em 2015

Fonte: Rio de Janeiro (Estado), 2017

Dessa forma, a instalação da planta de fertilizantes, utilizando como matéria-prima o gás natural foi prevista para a região Metropolitana do Rio de Janeiro, mais precisamente na cidade de Duque de Caxias uma vez que:

- Para a instalação de uma planta de fertilizante um dos pontos mais relevantes é a disponibilidade da matéria-prima (EPE, 2019) e, portanto, uma produção de fertilizantes que utilize o gás natural como matéria-prima, deve considerar a facilidade em obtê-lo. Conforme apresentado no Anexo A e destacado na Figura 3.6, a região de Duques de Caxias é consideravelmente abastecida pela malha existente de gasodutos de transporte.
- Essa região é uma das que mais emite CO₂ equivalente, considerando o estudo apresentado na Figura 3.5, a região Metropolitana do Rio de Janeiro pode chegar a aproximadamente 24 Mt CO_{2eq} ao ano. Portanto, além da captura do subproduto da nova fábrica de fertilizantes, ao longo do tempo, um *hub* pode ser criado para capturar CO₂ de diversas fontes emissoras nessa região (*hub* - termo em inglês que, no contexto CCS, significa coleta de CO₂ de vários emissores e distribuição para um ou vários locais de armazenamento (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2015)).



Figura 3.6 – Malha de transporte de gás natural da região sudeste operada pela empresa NTS (Nova Transportadora do Sudeste S.A), com destaque para a região de Duque de Caxias no Rio de Janeiro

Fonte: Adaptado site NTS

3.3 ARMAZENAMENTO DE CO₂

No processo de CCS, o CO₂ capturado deve ser transportado até um local onde possa ser armazenado de forma segura e permanente. Considerando as informações apresentadas na revisão bibliográfica desse trabalho, item 2.2.2.2 *Prospecção para Utilização dos Reservatórios de Óleo e Gás*, percebe-se que o Brasil possui capacidade de armazenamento em campos depletados de óleo e gás.

Embora, recentemente, a mídia destacou o início de projetos de recuperação avançada de petróleo em campos já há muitos anos em operação, como no caso do campo de Roncador (EQUINOR, 2022), esse trabalho irá considerar as análises realizadas no estudo de Rockett et al. (2013) para identificar um local de armazenamento para o CO₂ capturado e descrito no item 3.2 *Local de Instalação da Planta de Fertilizantes*. Sendo assim, devido ao estudo em questão ter concluído que o campo de Roncador é o que possui a maior capacidade de armazenamento de CO₂ da Bacia de Campos, o Roncador foi o local escolhido neste trabalho.

O campo de Roncador localiza-se na porção norte da Bacia de Campos, à aproximadamente 125 km da costa do estado do Rio de Janeiro, em lâmina d'água que varia de 1.500 a 1.900 m (ANP, 2016). A Figura 3.7 apresenta um esquema dessa localização.

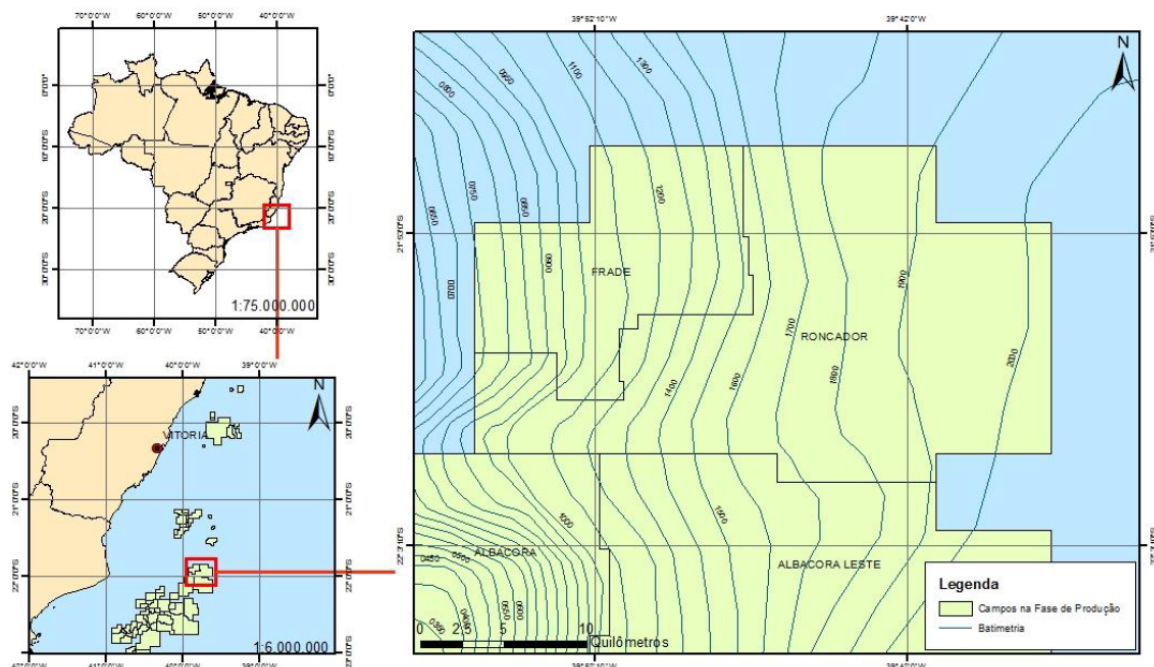


Figura 3.7 – Mapa de localização do Campo de Roncador

Fonte: Adaptado ANP, 2016

Considerando que a capacidade de armazenamento do campo de Roncador é de aproximadamente de 265 MtCO₂ (ROCKETT et al., 2013) e a capacidade de captura de CO₂, a partir do subproduto da nova planta de fertilizante e das emissões da região metropolitana do Rio de Janeiro, alcance cerca de 24 MtCO₂ ao ano (RIO DE JANEIRO (ESTADO), 2017), conclui-se, de forma simples, que o campo de Roncador possui capacidade, durante alguns anos, para receber o CO₂ a ser capturado e transportado.

De forma mais criteriosa, deve-se estar claro que, na extremidade da captura de CO₂, inúmeros projetos devem ser desenvolvidos para, minimamente, se aproximar do potencial de 24 MtCO₂ ao ano. Já na extremidade do armazenamento, uma série de estudos multidisciplinares precisam ser realizados para compreender a real capacidade e vida útil de um campo depletado de petróleo receber quantidades anuais de CO₂. Todos os dados disponíveis sobre o armazenamento inicial de óleo e gás, bem como a quantidade de poços perfurados e as estruturas de escoamento existente devem ser avaliadas criteriosamente a fim de evitar que a capacidade estimada de armazenamento de CO₂, em determinado projeto, seja maior que a capacidade inicial de hidrocarbonetos produzido, excedendo a pressão do reservatório, causando fraturas na rocha ou vazamentos através do revestimento e/ou cimentação de poços abandonados.

3.4 ROTA *ONSHORE* E *OFFSHORE* PARA O TRANSPORTE DE CO₂

Uma vez estabelecido o local de captura (Região Metropolitana do Rio de Janeiro, Duque de Caxias) e armazenamento do CO₂ (Bacia de Campos, Campo de Roncador), foi possível desenhar a rota de transporte *onshore* e *offshore*.

3.4.1 Rota *Onshore*

Como rota *onshore*, o gasoduto de transporte de CO₂ iniciaria na região de Duque de Caxias e, após percorrer cerca de 180 km, terminaria na região próxima ao Terminal de Cabiúnas (TECAB) na cidade de Macaé / RJ. Essa trajetória utilizaria a faixa existente do gasoduto bidirecional de transporte de gás natural denominado de GASDUC III, o qual também possui as extremidades na região de Duque de Caxias e do TECAB (Macaé). A Figura 3.8 destaca de forma esquemática a localização do GASDUC III e, conseqüentemente, a trajetória *onshore* para o gasoduto de transporte de CO₂.

O GASDUC III foi inaugurado pela Petrobras no início de 2010 com o objetivo de ampliar a flexibilidade na oferta e a capacidade de transporte para o mercado do Sudeste, uma vez que esse duto possui diâmetro de 38" (equivalente a 96,5 cm) e uma capacidade de transporte de 40 milhões de m³/dia. Na época, o investimento realizado para esse empreendimento foi de aproximadamente R\$2,54 bilhões. Como parte do GASDUC III foi construído em uma área de proteção ambiental, local da Serra de Santana, em Cachoeiras de Macacu / RJ, uma parcela da sua extensão utilizou um túnel de 3.758 metros, a fim de reduzir os impactos ao meio ambiente (TN PETRÓLEO, 2010). Atualmente, esse gasoduto faz parte da malha de transporte de gás natural da Nova Transportadora do Sudeste – SA (NTS).

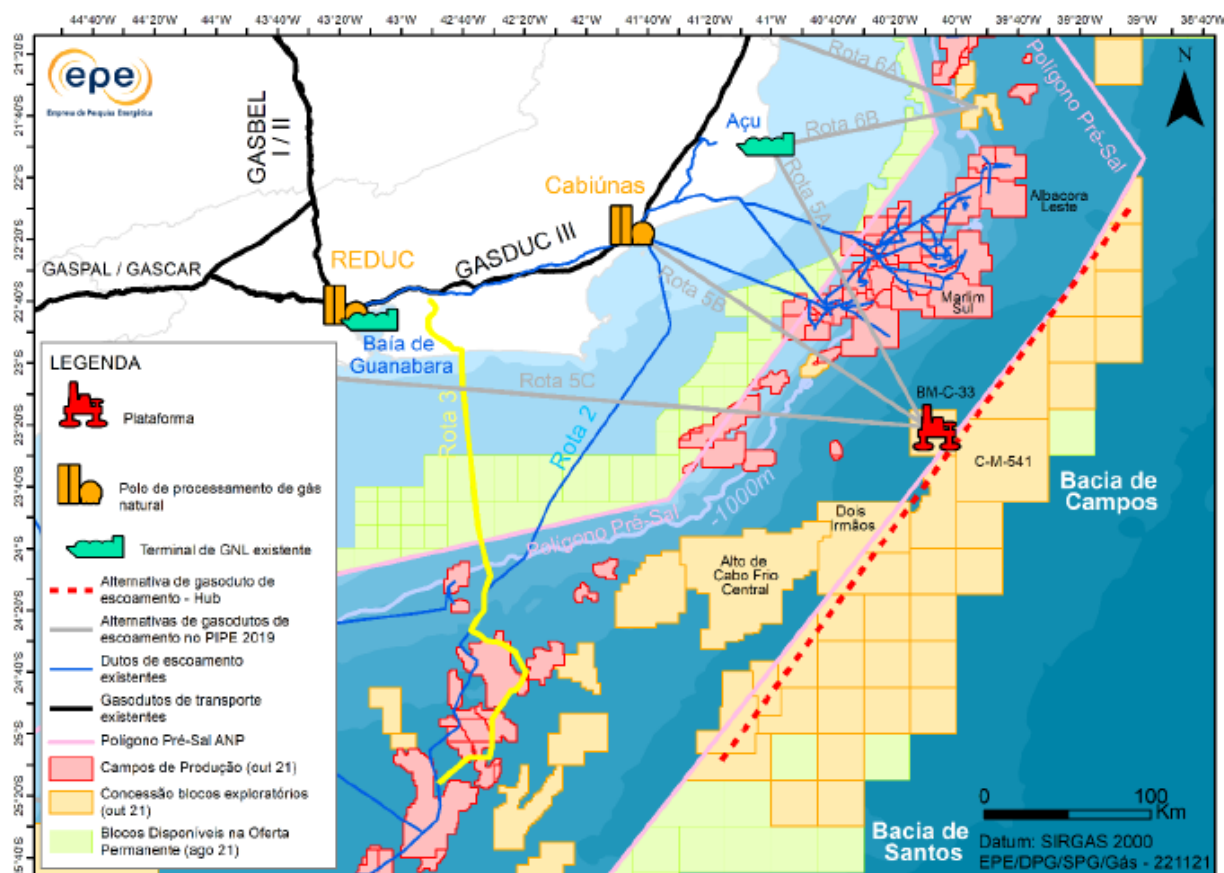


Figura 3.8 – Hub da Bacia de Campos com destaque do gasoduto de transporte GASDUC III

Fonte: EPE, 2019a

Ao propor a construção de um novo gasoduto em uma faixa de dutos existente é possível, geralmente, obter maior eficácia no empreendimento, visto que:

- Algumas características técnicas (relevo, solo, travessias, cruzamentos, entre outros) necessárias para o projeto do novo gasoduto e, posterior, construção já são conhecidas;
- Já existem áreas com direito de passagem, ou seja, com direito de uso de terrenos para a implantação de dutos por servidão administrativa (propriedade privada), ou formalmente concedido para áreas de domínio público ou sob alçada de entidades da administração pública;
- Muitos aspectos ambientais que possam influenciar diretamente no cronograma e no custo de um projeto já estão mapeados (por exemplo, necessidade de construção de um túnel para o GASDUC III), e
- Possibilidade de compartilhar programas de manutenção de faixa, os quais devem envolver atividades de limpeza e roçagem da faixa, obras de contenção

e estabilização, limpeza e manutenção do sistema de drenagem, conservação dos elementos de sinalização, controle do revestimento vegetal, manutenção de acessos próprios à faixa, entre outras.

Outro ponto que contribui para a escolha da rota *onshore* entre a região de Duque de Caxias e Macaé, é o fato de que a região Norte Fluminense do Rio de Janeiro, formada por 9 municípios, agrupados em duas microrregiões em Campos do Goytacazes e em Macaé, é fortemente responsável pelas emissões de CO₂ do estado, devido principalmente à grande produção termoelétrica a gás natural (Figura 3.5). Dessa forma, no futuro, um complexo de armazenamento de CO₂ pode ser considerado na região de Macaé, o qual concentraria o CO₂ capturado das regiões Metropolitana e Norte Fluminense do Rio de Janeiro, antes do armazenamento em campos depletados de óleo e gás.

O projeto *Northern Lights* operado pela norueguesa Equinor, possuindo Shell e Total como parceiras e previsão de início para 2024, embora apresente algumas características diferentes das consideradas até aqui para a rota *onshore*, reforça a necessidade de haver possibilidades de criação de *hubs* e complexos de armazenamento para fortalecer o transporte de CO₂ e os investimentos em uma estrutura de CCS. Isso porque, nesse projeto, o transporte de CO₂, a partir da captura em múltiplas instalações industriais, será realizado através de navios até um terminal *onshore* (Noruega), onde, temporariamente, será armazenado em tanques para, posteriormente, seguir por dutos para o reservatório geológico onde será estocado de forma permanente (EQUINOR, 2019 e 2019a). A rede de transporte fará parte de uma infraestrutura de acesso aberto, pois terá flexibilidade para incluir volumes adicionais de CO₂ de clientes terceiros, inclusive de outros países europeus, sendo essa uma solução comercial chave para o sucesso do projeto (NOGUEIRA, 2020).

A Figura 3.9, identifica as fontes potenciais de fornecimento de CO₂ para o projeto norueguês, destacando a característica da infraestrutura aberta para inclusão de capturas de terceiros e criação de complexos de armazenamento de CO₂.

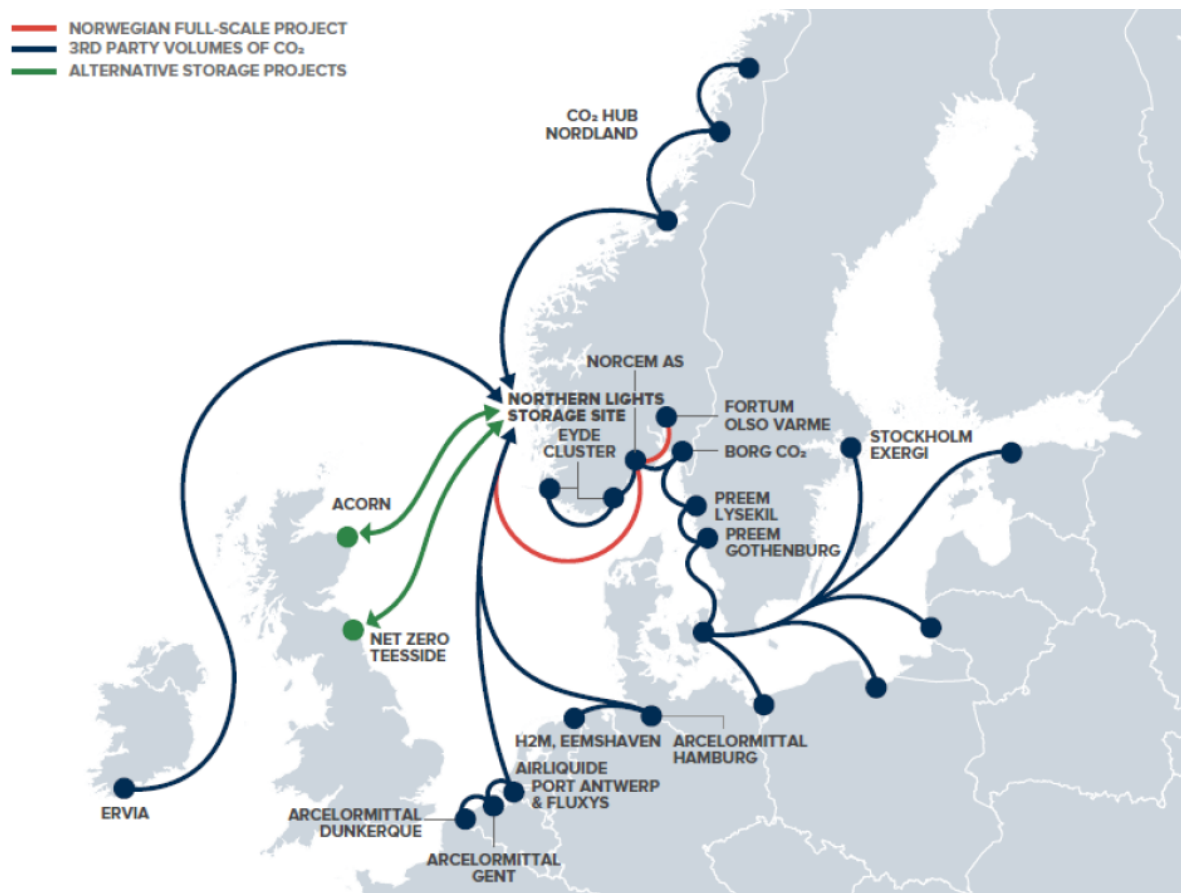


Figura 3.9 – Infraestrutura de transporte de CO₂ do projeto *Northern Lights*

Fonte: adaptado de EQUINOR (2019a)

3.4.2 Rota *Offshore*

Para definição da rota *offshore* faz-se necessário entender o contexto atual das rotas existentes de escoamento de gás natural no Brasil. O país tem duas rotas *offshore* principais, denominadas de Rota 1 e 2, conectando a Bacia de Santos até Caraguatatuba (no estado de São Paulo) e até Cabiúnas (Macaé, no estado do Rio de Janeiro), respectivamente. Um terceiro gasoduto *offshore*, entre a Bacia de Santos e Itaboraí (RJ), definido como Rota 3, está em construção e possui previsão para iniciar a operação em 2024 (BN AMÉRICAS, 2022 e RUDDY; CARRO, 2022).

Conforme apresentado na Figura 3.1 do item 3.1, nos próximos anos é previsto um aumento considerável na produção líquida de gás natural, de 37 para 71 milhões de m³/d até 2030. Uma vez que o limite da capacidade de escoamento das Rotas 1, 2 e 3 é cerca de 44 milhões de m³/d, percebe-se a necessidade de ampliação da infraestrutura de escoamento no pré-sal. Dado essa previsão de aumento de produção, a EPE, mapeou 11 alternativas de gasodutos de escoamento

distribuídas na área do pré-sal, nas Bacias de Santos e Campos e na área do pós-sal, nas Bacias do ES-Mucuri e de SEAL (EPE, 2019a). A Figura 3.10 apresenta as alternativas mapeadas nas Bacias de Santos e Campos.

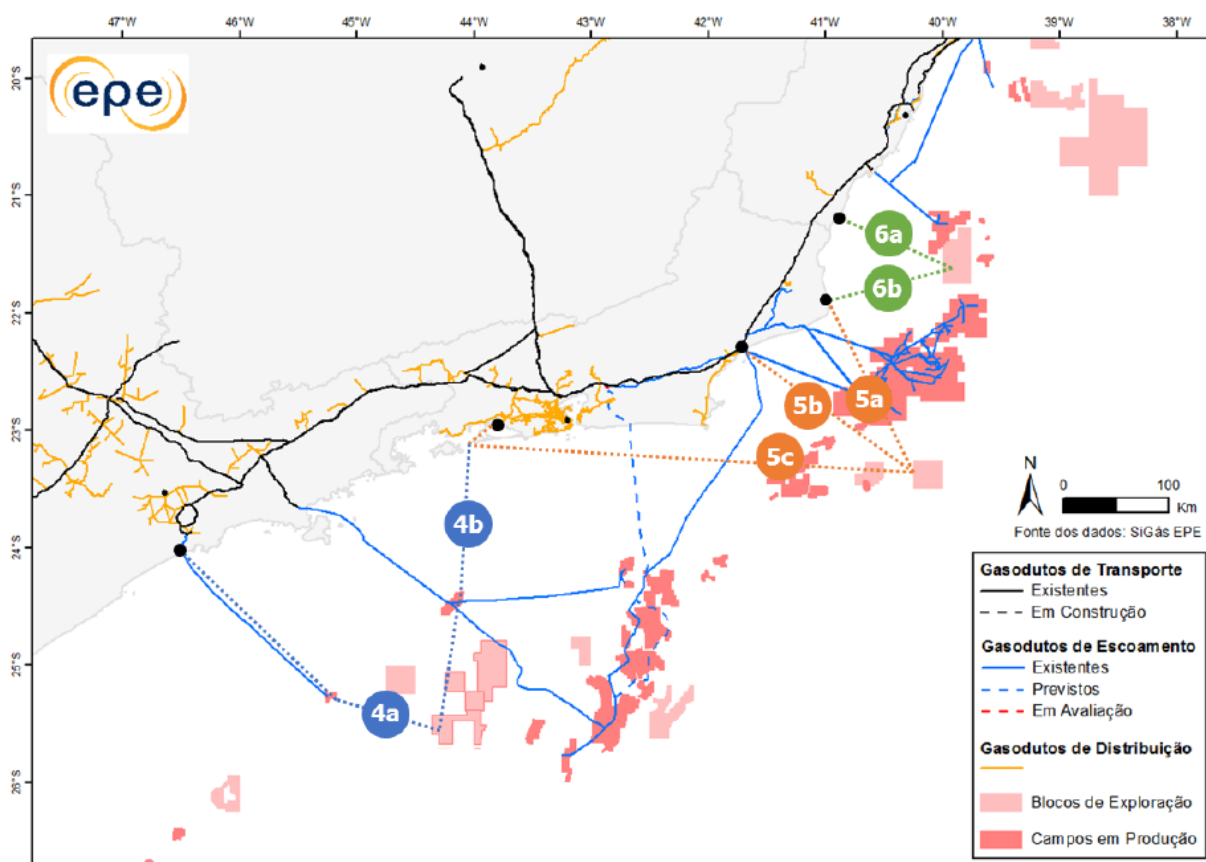


Figura 3.10 – Alternativas de gasodutos de escoamento nas Bacias de Santos e Campos

Fonte: EPE, 2019a

Entre essas alternativas previstas, as identificadas pelo número 5 tem como objetivo movimentar o gás natural a ser produzido no pré-sal na Bacia de Campos, através do campo Pão de Açúcar do bloco exploratório BM-C-33, localizado a aproximadamente a 200 km da costa brasileira, em profundidade de até 2.900 metros e com capacidade de escoamento de gás de 16 Mm³/dia, o que poderá representar 15% da demanda brasileira de gás natural no início da produção (EQUINOR, 2023).

Conforme notícias recentes, a empresa Equinor, representando a licença do BM-C-33, que conta com os parceiros Repsol Sinopec Brasil e Petrobras, divulgou a celebração de contratos para iniciar os investimentos nesse projeto. Gastos de aproximadamente US\$ 9 bilhões são previstos para iniciar a produção de gás natural

por volta de 2028. Nesse projeto, chama atenção, a divulgação do comprometimento em usar tecnologias para reduzir substancialmente as emissões de CO₂ durante a vida útil do campo (EQUINOR, 2023).

Dessa forma, a rota *offshore* de transporte de CO₂, saindo da região de Macaé e chegando no campo de Roncador na Bacia de Campos com aproximadamente 210 km de extensão, poderia ser construída aproveitando a mobilização e infraestrutura de obra dos novos projetos para a exploração *offshore* de óleo e gás do pré-sal. A Figura 3.11 apresenta a localização dos campos Roncador e do bloco exploratório BM-C-33, ambos na bacia de Campos.

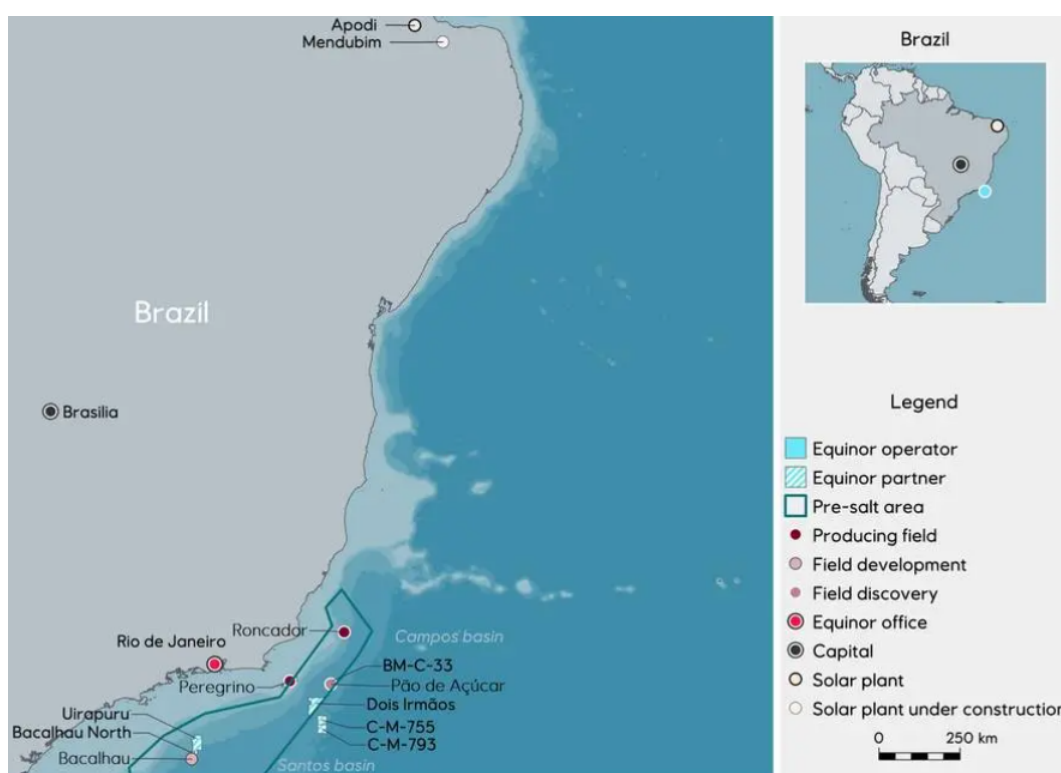


Figura 3.11 – Representação da localização do Campo de Roncador e do BM-C-33

Fonte: Site Equinor

Por fim, a Figura 3.12 apresenta esquematicamente a rota estratégica proposta para o transporte de CO₂, sendo aproximadamente 180 km de duto *onshore* e 210 km de duto *offshore*.



Figura 3.12 – Rota estratégica *onshore* e *offshore* proposta para o transporte de CO₂

Fonte: Produção própria

Visualizar a Figura 3.12 faz pensar que uma rota *offshore* mais curta poderia ser alcançada, resultando, principalmente, em menores custos de implantação, se essa partisse da região do Porto do Açu, no município de São João da Barra / RJ, ao invés da região de Macaé. Conforme Figura 3.13, nesse local, a rota *offshore* poderia ter um comprimento de aproximadamente 130 km até atingir o campo de Roncador. No entanto, ao se estudar o transporte de CO₂ deve-se avaliar toda a cadeia de captura e armazenamento de CO₂ e, conforme demonstrado ao longo desse trabalho, há dois importantes pontos para a rota estratégica apresentada:

- A rota *offshore* parte da região de Macaé (início) direcionada para a região central da Bacia de Campos, possibilitando, no futuro, que interligações sejam realizadas mais facilmente nessa rota, permitindo que outros reservatórios depletados dessa bacia sejam conectados e utilizados para o armazenamento de CO₂. No exemplo apresentado através da pesquisa realizada por Rockett et al. (2013), a capacidade de armazenamento de CO₂ pode alterar de, aproximadamente, 265 MtCO₂ para 950 MtCO₂, caso outros 16 reservatórios da Bacia de Campos sejam adicionados (Figura 2.7). Isso vale também para os possíveis reservatórios depletados na Bacia de Santos, uma vez que essa está posicionada na costa brasileira logo abaixo da Bacia de Campos.

- A rota *onshore* permite capturar o CO₂ da região metropolitana do Rio de Janeiro e, no futuro, adicionar a região norte fluminense. Ao se pensar em uma rota a partir da região do Porto de Açu, perde-se a capacidade de estabelecer um *hub* de captura de CO₂ na principal região industrial do estado do Rio de Janeiro.



Figura 3.13 – Possibilidade de rota *offshore*

Fonte: Produção própria

3.5 CUSTOS PARA INSTALAÇÃO DA ROTA ESTRATÉGICA

Os custos dos dutos de CO₂ podem ser divididos em três categorias: construção, operação e manutenção e custos diversos. A categoria construção inclui os custos de materiais e equipamentos e os custos de instalação (mão de obra de construção). A categoria de operação e manutenção inclui custos com monitoramento de campo e supervisão de engenharia, custos de manutenção e possíveis custos de energia. Já os custos diversos incluem desenvolvimentos de projetos, gerenciamento desses projetos, taxas de registro regulatório, custos de seguro, custos de direito de passagem e provisões de contingência (SERPA; MORBEE; TZIMAS, 2011).

O custo para a rota estratégica apresentada nesse trabalho considerou o investimento necessário para a construção e instalação desse sistema de transporte. Custos de operação e manutenção, bem como custos futuros relacionados ao abandono da instalação, não foram considerados. O trabalho publicado por Silva *et al.* (2018), relacionado ao projeto de uma rede de transporte para a captura de CO₂ em destilarias de etanol no Brasil, reforça a característica de que os investimentos para a construção da infraestrutura de dutos representam a maior parte nos custos de composição da rede de transporte.

Segundo Smith (2021), existem três variáveis principais nas estimativas de custos de transporte de CO₂: 1) distância, 2) escala (ou seja, quantidade de CO₂ transportada) e 3) pressupostos de custo de transporte subjacentes.

Nesse contexto, a distância foi bastante explorada no estudo de caso apresentado, possuindo 180 km e 210 km para a rota *onshore* e *offshore*, respectivamente.

A quantidade de CO₂ a ser transportada está conectada diretamente com o diâmetro da tubulação. O dimensionamento desse parâmetro desempenha um papel importante na estimativa do custo de construção (SERPA; MORBEE; TZIMAS, 2011; SMITH, 2021; VANDEGINSTE; PIESENS, 2008).

Muitos fatores técnicos, incluindo vazão, queda de pressão por comprimento da tubulação, densidade e viscosidade do CO₂ a ser transportado, material da tubulação, diferenças topográficas, coeficientes empíricos, entre outros, interferem no dimensionamento do diâmetro (VANDEGINSTE; PIESENS, 2008). Dessa forma, cabem estudos específicos e simulações, envolvendo minimamente as características citadas acima. Para esse trabalho, será estimado uma capacidade de transporte entre 1,8 e 6,4 Mt/ano e um diâmetro de tubulação igual a 14", conforme pesquisa realizada por Vandeginste e Piessens (2008), no qual dutos existentes para o transporte de CO₂ foram avaliados considerando diferentes métodos de cálculos disponíveis na literatura.

Dutos de CO₂, tanto *onshore* como *offshore*, embora exijam atenção e cuidados com os teores de umidade, uma vez que o CO₂ pode ser altamente corrosivo em presença de água, eles podem ser construídos de forma semelhante aos gasodutos e oleodutos de hidrocarbonetos, para os quais já se possui uma base bastante estabelecida e compreendida de engenharia e experiências (EPE, 2022 e SERPA; MORBEE; TZIMAS, 2011). Dessa forma, nesse trabalho, assumiu como

premissa que o gasoduto para transporte de CO₂ pode ser planejado e construído da mesma forma que os gasodutos de transporte de gás natural e óleo. Portanto, valores relacionados aos investimentos para a implantação da infraestrutura de transporte de CO₂ serão adotados do setor de óleo e gás.

Conforme apresentado pela EPE, no *Plano Decenal de Expansão da Malha Dutoviária* em 2022, é razoável utilizar como referência de custos para a construção de gasodutos no Brasil o valor de US\$ 80/m.pol (EPE, 2022a).

Para obter esse valor, inicialmente, a EPE considerou informações de dezoito gasodutos em operação no território brasileiro. A média simples do custo deste conjunto de gasodutos foi de US\$ 123,34/m.pol. Em seguida, essa média foi refeita, retirando o conjunto de gasodutos com custos superiores a US\$ 200/m.pol (Japeri-REDUC; Coari-Manaus e Caraguatatuba-Taubaté). A média ajustada para os quinze gasodutos restantes alcançou o valor de US\$ 91,23/m.pol. A Figura 3.14 apresenta os custos de gasoduto no Brasil avaliados pela EPE, em US\$/m.pol, de acordo com o ano de entrada em operação comercial, bem como os valores médios estimados considerando as duas hipóteses avaliadas e descritas acima (média de US\$ 123,34/m.pol e média ajustada de US\$ 91,23/m.pol).

Vale ressaltar que o valor de US\$ 91,23/m.pol considera o gasoduto GASDUC III, pois seu custo do metropol era ligeiramente abaixo do limite estabelecido de US\$ 200/m.pol. Ao se retirar esse gasoduto, a média ajustada para os catorzes gasodutos restantes atinge o valor de US\$ 83,54/m.pol.

Para firmar o valor de US\$ 80/m.pol, uma vez que esse é menor que o valor estimado com base nos gasodutos existentes, a EPE destacou que se espera que a entrada em vigor do novo marco regulatório da indústria de gás natural estimule quedas nos valores de construção dos gasodutos. Além disso, a comparação de custos médios de investimentos em gasodutos internacionais, reforçou a opção de se utilizar US\$ 80/m.pol como premissa de custos de gasodutos para o Brasil nesta fase do estudo.

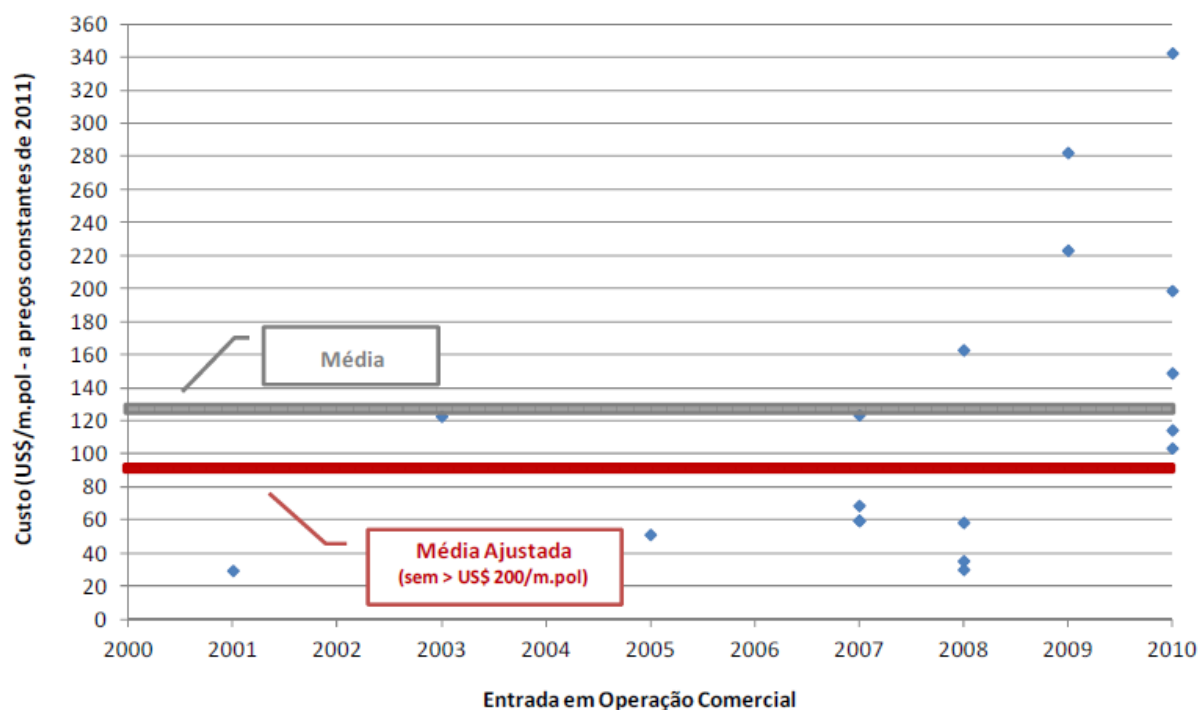


Figura 3.14 – Custo médio de gasodutos no Brasil

Fonte: EPE, 2022a

Dessa forma, para a rota *onshore* proposta nesse trabalho será adotado o valor de US\$ 80/m.pol, pois embora essa rota utilize o trajeto do GASDUC III, entende-se que o compartilhamento de faixa possibilitará redução no custo de implantação e, espera-se que incentivos governamentais atrelados a uma definição legal e regulatória sejam criados para impulsionar não só a construção de dutos para o transporte de CO₂, mas toda a cadeia de CCS.

Para a estimativa dos custos para a rota *offshore* foram utilizadas considerações feitas pela EPE no PIPE 2019 e no relatório sobre *Hidrogênio Azul: Produção a partir da reforma do gás natural com CCUS* (EPE, 2019a e EPE, 2022). No primeiro documento a EPE estimou valores de CAPEX para o duto, denominado de rota 6a, com diâmetro de 14” e comprimento aproximado de 120 km. A partir disso, obteve-se o custo específico de 3,86 milhões de dólares por quilômetro.

A justificativa para escolha do duto de referência denominado de 6a e do CAPEX atrelado a ele foram o diâmetro da tubulação, uma vez que essa característica é prioritária para estimativas de custos (SERPA; MORBEE; TZIMAS, 2011; SMITH, 2021; VANDEGINSTE; PIESSENS, 2008) e, a disponibilidade do valor do custo específico por quilômetro de duto.

Dessa forma, o CAPEX para a rota estratégica *onshore* e *offshore* apresentada nesse trabalho pode ser visualizado na Tabela 3.1. Destaca-se que esses custos de investimentos são estimados, baseados em análises conceituais com precisão de -30% a -50% e +50% a +100%.

Tabela 3.1 - Investimentos para construção da rota *onshore* e *offshore* proposta para o transporte de CO₂ via duto

Localização	Comprimento (km)	Diâmetro Tubulação	Custo específico	CAPEX (US\$)	CAPEX (R\$)
<i>Onshore</i>	180	14"	US\$ 80,00 / m.pol	201,6 MM	983,81 MM
<i>Offshore</i>	210	14"	US\$ 3,86 MM / km	810,6 MM	3.955,7 MM

*Nota: Referência 11/06/23, 1 US\$ = R\$ 4,88.

3.6 PONTOS IMPORTANTES PARA VIABILIZAÇÃO DO TRANSPORTE DE CO₂

3.6.1 Redução nos Riscos de Investimento de Toda a Cadeia de CCS

Um dos principais desafios para a implantação de infraestruturas para realizar a captura, transporte e armazenamento de CO₂ é a redução dos inúmeros riscos envolvidos nas tomadas de decisão durante toda a cadeia de valor.

Conforme apresentado por Greig e Uden (2021), um projeto integrado de CCS normalmente seguirá uma sequência de desenvolvimento e, conseqüentemente, de decisão de investimento. Tal sequência, inicia com a exploração de recursos de armazenamento de CO₂, progredindo para a avaliação de uma série de locais de destino, muitas vezes em paralelo com estudos de escopo e viabilidade de potenciais projetos de captura de CO₂. Ainda antes da decisão de seguir com o projeto de engenharia, há o planejamento do desenvolvimento de campo e estudos de meio ambiente para informar a viabilidade e permitir decisões integradas de um projeto de CCUS.

Segundo os autores, apenas essa sequência de desenvolvimento leva cerca de 3 a 8 anos, uma vez que as decisões dependem de estabelecer laços de confiança entre múltiplos agentes, que operam em diferentes setores e com visibilidade limitada de toda a cadeia de valor (GREIG; UDEN, 2021).

Na captura, uma das pontas da cadeia do CCS, estão os emissores de CO₂. Esses agentes, geralmente, carecem de capacidade para desenvolver o armazenamento, ou até mesmo compreender os custos, riscos e incertezas envolvidos em todo o processo de CCS. Na outra extremidade, costumam estar os produtores de petróleo e gás, com a capacidade para desenvolver e operar armazenamento geológico de CO₂. Conectando esses dois processos há os proprietários dos gasodutos, que podem ser um dos agentes mencionados acima ou, um agente independente do setor de transporte e distribuição de gás natural.

Nesse contexto, os responsáveis pelo armazenamento de CO₂ podem relutar em investir sem absoluta confiança no suprimento de CO₂ a longo prazo, pois isso não os permitiria permanecerem em uma atividade competitiva no futuro. Ao mesmo tempo que os agentes emissores de CO₂ resistem avançar em processos e instalações de captura, uma vez que não há certeza sobre o acesso ao armazenamento no longo prazo, especialmente quando especula-se que a utilização de alternativas de baixo carbono podem ser mais competitivas no curto ou médio prazo. Junta-se a isso o sistema de transporte que aguarda uma solicitação de demanda para realizar investimentos pertinentes a construção de dutos.

Dessa forma, dado os múltiplos agentes, com habilidades e perfis de riscos diferentes, bem como visibilidade limitada de toda a cadeia de valor, é fundamental reduzir os riscos envolvidos nas tomadas de decisão de investimento para que o CCS se torne uma opção real para implementação em escala comercial. Sendo assim, é preciso que o governo esteja a frente de uma série de ações e investimentos, reduzindo as ameaças e facilitando a execução dos projetos, como por exemplo:

- Auxiliar no estabelecimento da confiança em relação a capacidade de armazenamento geológico de CO₂, incentivando/financiando a caracterização precoce de recursos de armazenamento. Isso, provavelmente, envolveria uma relação público/privada de colaboração com o setor de óleo e gás para avaliar as possibilidades de armazenamento e planejar o investimento do desenvolvimento de campo;
- Investir em projetos pioneiros de CCS em larga escala, considerando *hubs* de captura de CO₂ em diferentes setores como industrial, energia, bioenergia etc.;

- Estabelecer modelos comerciais e arranjos contratuais entre operadores de redes de transporte e das áreas de armazenamento CO₂, bem como a forma como esses irão repassar suas taxas para os operadores da captura de CO₂;
- Promover constantemente ações em toda a cadeia do CCS e amplo envolvimento das partes interessadas, com foco em pesquisas relacionadas a reservatórios para o armazenamento de CO₂, desenvolvimento de regras regulatórias, caminhos a serem percorridos para obtenção de licenciamentos e avaliações de impactos.

3.6.2 Regulamentação do Transporte de CO₂

O sucesso de uma implantação não só do transporte, mas sim da captura, utilização e armazenamento de CO₂, depende do desenvolvimento e estabelecimento de estruturas legais e regulatórias para garantir a administração eficaz das atividades de CCS e o armazenamento seguro de CO₂ (IEA, 2022b).

Já existem países com algum tipo de estrutura legal e regulatória abrangente para CCS, formando assim uma base de conhecimento valiosa para o crescente número de territórios que identificam o papel do CCS no cumprimento de suas metas climáticas. O IEA, além de disponibilizar essas diretrizes existentes em seu site (IEA, 2022b), possui um relatório técnico, intitulado de *Legal and Regulatory Frameworks for CCUS*, no qual identifica questões prioritárias que as estruturas devem abordar para implantação dessa tecnologia, apresenta estudos de caso globais e examina como diferentes jurisdições abordaram essas questões (IEA, 2022c).

Neste relatório, o Brasil é mencionado como um país associado ao IEA e como um dos países, entre Austrália, Canadá, China, Noruega, Arábia Saudita, Estados Unidos, Emirados Árabes e Catar, em que projetos CCUS começaram a surgir nos últimos anos. No entanto, não há menção sobre uma estrutura, isso porque, o Brasil não possui um arcabouço legal e regulatório para essa atividade.

Em abril de 2022, o Projeto de Lei nº 1425 foi apresentado ao Senado Federal, tendo como emenda “*disciplina a exploração da atividade de armazenamento permanente de dióxido de carbono de interesse público, em reservatórios geológicos ou temporários, e seu posterior reaproveitamento*”. Sendo, apenas em maio de 2023, incluído na pauta de reuniões dessa instituição (BRASIL, 2022).

Dessa forma, além do aspecto econômico associado, principalmente, as incertezas do investimento, a elaboração de estruturas legais e regulatórias é outro pilar urgente e desafiador para implementação de projetos CCS em larga escala no Brasil. Estabelecer responsabilidades dentro dos possíveis arranjos comerciais e responsabilidades técnicas, por exemplo, sobre os limites da composição do CO₂ a ser transportado, possíveis vazamentos de CO₂ ao longo da cadeia, são alguns dos principais temas para a aprovação pública.

4 CONCLUSÕES

Visando cumprir as metas globais de redução de emissões que manterão as temperaturas abaixo de 1,5 °C, está claro que a tecnologia de CCS deve ser utilizada para alcançar remoções permanentes de CO₂ da atmosfera, a fim de compensar emissões antigas, atuais e futuras dos gases de efeito estufa. Dessa forma, promover estudos que provoquem avaliações, discussões e questionamentos sobre o tema CCS é fundamental para ampliar a base de conhecimento e incentivar o desenvolvimento de projetos e, conseqüentemente, de investimentos para implantação de sistemas CCS.

Sendo assim, com o desenvolvimento desse trabalho e da proposta de rota para o transporte de CO₂, em território brasileiro *onshore* e *offshore*, é possível concluir que o estudo em questão contribui para ampliação do conhecimento e divulgação teórica de todo o sistema CCS, uma vez que esse percorre pelas principais características da captura, transporte e armazenamento de CO₂.

No âmbito da captura e do armazenamento de CO₂, percebe-se a urgência em se propagar mundialmente a tecnologia CCS, principalmente entre os setores de energia e industrial, dada às elevadas taxas de emissão de CO₂ e baixa capacidade disponível, atualmente, para a captura e armazenamento permanente desse gás.

A utilização, no estudo de caso, de uma fábrica de fertilizantes para a captura do CO₂ a partir da produção de hidrogênio azul permite destacar o potencial que o gás natural possui, na indústria de baixo carbono, se a ele for atrelado a tecnologia CCS.

Em relação ao armazenamento de CO₂ em reservatórios depletados de óleo e gás, conclui-se que esta extremidade do sistema CCS deve ser explorada e progredir com avaliações de diversos locais de destino, na maioria das vezes, já na fase inicial de um projeto de CCS. Sendo que nessas avaliações devem ser criteriosamente desenvolvidos estudos multidisciplinares capazes de verificar os dados disponíveis sobre o armazenamento inicial de óleo e gás no reservatório, bem como a quantidade de poços perfurados e as estruturas de escoamento existentes, para se compreender a real capacidade e vida útil de um campo depletado de petróleo receber quantidades anuais de CO₂. No entanto, o vasto conhecimento em produção de petróleo *offshore* no Brasil é um ponto favorável a essa necessidade dentro do sistema CCS.

Para o transporte de CO₂, compreende-se que a utilização de dutos é a melhor estratégia para atender as distâncias e a quantidade de CO₂ a ser transportada para alcançar as metas de redução de emissões estabelecidas em acordos mundiais, como o de Paris (2016). Além disso, conclui-se que, no futuro, um sistema de transporte via duto, se planejado e projetado para uma capacidade superior, pode fomentar a criação de *hubs* de captura de CO₂ em diversas regiões *onshore* e possibilitar ampliações da estrutura *offshore* para adicionar outros reservatórios depletados de óleo e gás ao sistema CCS.

A base de conhecimento e experiências, relacionadas ao desenvolvimento de projetos e implantação de dutos, já bastante estabelecida no setor de óleo e gás no Brasil, é favorável a construção de um sistema de transporte de CO₂, via dutos, *onshore* e *offshore*.

Por fim, conclui-se que o mercado de carbono, através da comercialização rentável de CO₂, tem capacidade para viabilizar investimentos em CCS. No entanto, para que ocorra aumento no número de projetos e implementação em escala comercial da tecnologia CCS, é necessário reduzir uma série de riscos envolvidos nas tomadas de decisão de investimentos durante toda a cadeia de valor de CCS. Para isso, é preciso que o governo esteja à frente de ações que auxiliem na integração entre as três principais partes desse sistema (captura, transporte e armazenamento), invista em projetos pioneiros e desenvolva uma estrutura legal e regulatória que permita estabelecer responsabilidades comerciais e técnicas dentro dos possíveis arranjos comerciais em um sistema CCS.

4.1 PRÓXIMOS PASSOS

Os tópicos abaixo são apresentados como possibilidades de estudos, visando uma continuação do trabalho apresentado:

- Propor detalhadamente um volume de CO₂ a ser transportado, estabelecer as propriedades desse gás e desenvolver um estudo criterioso para obter um dimensionamento preciso do diâmetro da tubulação, dos equipamentos e dos sistemas que compõem o transporte via dutos para, então, refinar o custo de instalação da rota estratégica proposta.
- Desenvolver simulações para avaliar o comportamento de fase do CO₂ durante o transporte, considerando diversos cenários de composição desse

gás para compreender as condições operacionais do gás a ser transportado e a influência dessas sobre o duto dimensionado.

- Melhor compreender os locais potenciais de emissões de CO₂ do estado do Rio de Janeiro e de outros estados do Brasil, a fim de estabelecer outros *hubs* de captura, aumentando a quantidade de CO₂ a ser transportada e contribuindo para viabilizar o investimento necessário na implantação da estrutura CCS.
- Pesquisar por outras literaturas relacionadas à capacidade de armazenamento de CO₂ *offshore*, a fim de considerar outros locais para essa atividade, bem como desenvolver estudos que contribuam para a base de conhecimento relacionada a esse assunto.
- Adicionar na rota estratégica apresentada, uma segunda rota *onshore* a partir do Porto do Açu até a região de Macaé / RJ.
- Avaliar uma nova rota de transporte, considerando a região de Itaboraí / RJ como limite entre a rota *onshore* e *offshore*, a fim de compartilhar oportunidades com a Rota 3 de escoamento de gás natural (gasoduto *offshore*, entre a Bacia de Santos e Itaboraí / RJ).

REFERÊNCIAS

AMÉRICA ENERGIA S.A. **A produção e o consumo de hidrogênio no mundo estão em crescimento.** 2023?. Disponível em: <<https://www.americaenergia.com.br/noticia/16>>. Acesso em: 17 jun. 2023.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Gasodutos de Transporte – Instalações.** 2023. Disponível em: < <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/transporte-de-gas-natural/gasodutos-de-transporte/gasodutos-de-transporte-instalacoes>>. Acesso em: 17 jun. 2023.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Roncador.** 2016. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/roncador.pdf>>. Acesso em: 25 jun. 2023.

BN AMÉRICAS. **Os novos gasodutos offshore no Brasil.** BN AMÉRICAS, 2022. Disponível em: < <https://www.bnamericas.com/pt/feature/em-destaque-os-novos-gasodutos-offshore-no-brasil>>. Acesso em: 24 jun. 2023.

BRANSKI, R.; ESTEVES R. L. Logística na cadeia de petróleo *offshore*: Brasil, Noruega e Golfo do México. **XXXVIII Encontro nacional de engenharia de produção,** 2018. Disponível em: <https://www.abepro.org.br/biblioteca/TN_STO_258_481_35200.pdf>. Acesso em: 25 jun. 2023.

BRASIL. **Projeto de Lei**, n. 1425, de 2022. Disciplina a exploração da atividade de armazenamento permanente de dióxido de carbono de interesse público, em reservatórios geológicos ou temporários, e seu posterior reaproveitamento. Disponível em: <<https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/153342>>. Acesso em: 17 jun. 2023.

CARREGOSA, L. Transportadoras de gás estimam investimentos de R\$ 10 bi até 2026. **Poder 360,** 2022. Disponível em: <<https://www.poder360.com.br/energia/transportadoras-de-gas-estimam-investimentos-de-r-10-bi-ate-2026/>>. Acesso em: 17 jun. 2023.

CUÉLLAR-FRANCA, R. M.; AZAPAGIC, A. Carbon capture, storage and utilization technologies: a critical analysis and comparison of their life cycle environmental impacts. **Journal of CO₂ Utilization**, v. 9, p. 82-102, 2015.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética (2019). **Competitividade do gás natural: estudo de caso na indústria de fertilizantes nitrogenados.** 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/EPE-DEA-IT-01-19%20-%20GN_Fertilizantes.pdf>. Acesso em: 24 jun. 2023.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética (2019a). **PIPE: Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural**. 2019. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-processamento-e-escoamento-de-gas-natural-pipe#:~:text=O%20Plano%20Indicativo%20de%20Processamento,ser%20implementados%20nos%20pr%C3%B3ximos%20anos>>. Acesso em: 17 jun. 2023.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética (2021). **PIPE: Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural**. 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-640/Plano%20Indicativo%20de%20Processamento%20e%20Escoamento%20de%20G%C3%A1s%20Natural%20-%20PIPE.pdf>>. Acesso em: 17 jun. 2023.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética (2022). **Hidrogênio Azul: produção a partir da reforma do gás natural com CCUS**. 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/notas-tecnicas-dedicadas-ao-hidrogenio-cinza-e-ao-hidrogenio-azul>>. Acesso em: 17 jun. 2023.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética (2022a). **Plano decenal de expansão da malha de transporte dutoviário: PEMAT**. 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-da-malha-de-transporte-dutoviario-pemat/plano-decenal-de-expansao-da-malha-de-transporte-dutoviario-pemat-2022>>. Acesso em: 25 jun. 2023.

EQUINOR. **Northern Lights Project Concept Report**. RE-PM673-00001, p. 139, 2019. Disponível em: <https://norlights.com/wp-content/uploads/2021/03/Northern-Lights-Project-Concept-report.pdf>. Acesso em: 25 jun. 2023.

EQUINOR, 2019a. **Northern Lights Contribution to Benefit Realisation**. 2019. Disponível em: <<https://ccsnorway.com/wp-content/uploads/sites/6/2020/07/Northern-Lights-Contribution-to-Benefit-Realisation-sladdet-versjon-1.pdf>>. Acesso em: 25 jun. 2023.

EQUINOR. **Petrobras e Equinor iniciam produção no projeto de recuperação avançada de petróleo no campo de Roncador**. 2022. Disponível em: <<https://www.equinor.com.br/noticias/petrobras-e-equinor-iniciam-producao-no-projeto-de-recuperacao-avancada-de-petroleo-no-campo-de-roncador>>. Acesso em: 25 jun. 2023.

EQUINOR. **Equinor celebra dois grandes contratos para o projeto BM-C-33**. 2023. Disponível em: <<https://www.equinor.com.br/noticias/20230510-dois-grandes-contratos-para-o-projeto-bm-c-33>>. Acesso em: 25 jun. 2023.

GLOBAL CCS INSTITUTE. **Transporting CO₂**. 2015. Disponível em: <<https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/transporting-co2/>>. Acesso em: 24 jun. 2023.

GLOBAL CCS INSTITUTE. **Global status of CCS 2022**. 2022. Disponível em: <<https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-of-ccs-2022/>>. Acesso em: 17 jun. 2023.

GOU, Y. et al. Numerical simulation of carbon dioxide injection for enhanced gas recovery (CO₂-EGR) in Altmark natural gas field. **Acta Geotechnica**, v. 9, p. 49-58, 2014. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s11440-013-0221-z>>. Acesso em: 17 jun. 2023.

GREIG, C.; UDEN, S. The value of CCUS in transitions to net-zero emissions. **The Electricity Journal**, v. 34, n. 107004, 2021.

HOLLOWAY, S.; SAVAGE, D. The potential for aquifer disposal of carbon dioxide in the UK. **Energy Conversion and Management**, v. 34, p. 925-932, 1993. Disponível em: <[https://doi.org/10.1016/0196-8904\(93\)90038-C](https://doi.org/10.1016/0196-8904(93)90038-C)>. Acesso em: 17 jun. 2023.

HONGFANG, L. et al. Carbon dioxide transport via pipelines: A systematic review. **Journal of Cleaner Production**, v. 266, n. 121994, 2020.

HOXHA, A. Clean Hydrogen as a major enabler for making carbon-free ammonia and fertilizers. **The European Files**, 2021. Disponível em: <<https://www.europeanfiles.eu/climate/clean-hydrogen-as-a-major-enabler-for-making-carbon-free-ammonia-and-fertilizers>>. Acesso em: 17 jun. 2023.

IEA. International Energy Agency. **CO₂ storage in depleted gas fields**. Report Number 2009/01. 2009.

IEA. International Energy Agency (2022). **Global energy review: CO₂ emissions in 2021**. 2022. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-energy-review-co2-emissions-in-2021-2>>. Acesso em: 17 jun. 2023.

IEA. International Energy Agency (2022a). **CO₂ Transport and Storage**. 2022. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/co2-transport-and-storage>>. Acesso em: 25 jun. 2023.

IEA. International Energy Agency (2022b). **CCUS Legal and Regulatory Database**. 2022. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/ccus-legal-and-regulatory-database>>. Acesso em: 25 jun. 2023.

IEA. International Energy Agency (2022c). **Legal and Regulatory Frameworks for CCUS**. 2022. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/legal-and-regulatory-frameworks-for-ccus>>. Acesso em: 25 jun. 2023.

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. **Intergovernmental panel on climate change special report on carbon dioxide capture and storage**, in Metz, B.; Davidson, O.; De Coninck, H.; Loos, M.; e Meyer, L. Eds.: Cambridge, UK and New York, USA, 2005.

KETZER, J. M. M. (Org.) et al. **Atlas Brasileiro de Captura e Armazenamento Geológico de CO₂**. Porto Alegre: Edipucrs, 2016, 99 p.

LEUNG, D. Y. C.; CARAMANNA, G.; MAROTO-VALER, M. M. An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 39, p. 426 – 443, 2014.

LIMA, P. C. R. **Fábrica de fertilizantes nitrogenados e produção de etanol no norte fluminense**. Biblioteca Digital da Câmara dos Deputados. Brasília: 2007. Disponível em: <https://bd.camara.leg.br/bd/bitstream/handle/bdcamara/1341/fabrica_fertilizantes_lima.pdf?sequence=3&isAllowed=y>. Acesso em: 24 jun. 2023.

MAGRI, D. Por que o Brasil, potência no agro, depende de fertilizantes russos. **Veja**, 2022. Disponível em: <<https://veja.abril.com.br/coluna/maquiavel/por-que-o-brasil-potencia-no-agro-depende-de-fertilizantes-russos/>>. Acesso em: 24 jun. 2023.

MARTIN-ROBERTS, E. et al. Carbon capture and storage at the end of a lost decade. **One Earth**, v. 4, n. 11, p. 1569-1584, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.oneear.2021.10.002>>. Acesso em: 18 jun. 2023.

MIT. Massachusetts Institute of Technology. **The Future of Coal: Options for a Carbon-Constrained World**. Cambridge, MA: 2007.

MOTA, M. L. A. D. **Panorama atual dos processos de captura e armazenagem de CO₂**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Escola de Química. Rio de Janeiro, 2021, 46 p.

MOHITPOUR, M.; GOLSHAN, H.; MURRAY, A. **Pipeline design & construction: a practical approach**. 2. ed. New York: The American Society of Mechanical Engineers, 2003.

NOGUEIRA, T. F. **Avaliação de alternativas de transporte offshore de CO₂ no Brasil**. 2020. 100 p. Dissertação (Mestrado) - UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, Rio de Janeiro, 2020.

OSMAN, A.I. et al. Recent advances in carbon capture storage and utilization technologies: a review. **Environmental Chemistry Letters**, v. 19, p. 797–849, 2021. Acesso em: <<https://link.springer.com/article/10.1007/s10311-020-01133-3>>. Acesso em: 17 jun. 2023.

PALTSEV, S. et al. Hard-to-Abate Sectors: The role of industrial carbon capture and storage (CCS) in emission mitigation. **Applied Energy**, v. 300, n. 117322, 2021.

PERIDAS, G.; SCHMIDT, B. M. The role of carbon capture and storage in the race to carbon neutrality. **The Electricity Journal**, v. 34, n. 106996, 2021.

PETROBRAS. **Bacia de Campos**. [2023?] Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/bacias/bacia-de-campos.htm>>. Acesso em: 16 abr. 2023.

RASSOL, D. Financing BECCS in developing countries. **Global CCS Institute**. 2019. Disponível em: <<https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2019/02/Financing-BECCS-in-developing-countries-1.pdf>>. Acesso em: 17 jun. 2023.

RIO DE JANEIRO (ESTADO). **Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) do Estado do Rio de Janeiro - Ano Base 2015**. Rio de Janeiro: 2017. Disponível em: <<http://www.inea.rj.gov.br/wp-content/uploads/2019/01/Invent%C3%A1rio-de-Emiss%C3%B5es-de-Gases-de-Efeito-Estufa-do-Estado-do-Rio-de-Janeiro-2015.pdf>>. Acesso em: 25 jun. 2023.

RITCHIE, H.; ROSER M.; ROSADO, P. Fertilizers. **Our World in Data**, 2022. Disponível em: <<https://ourworldindata.org/fertilizers>>. Acesso em: 17 jun. 2023.

ROBLES, J. O.; ALMARAZ, S. D. L.; AZZARO-PANTEL, C. **Chapter 2 - Hydrogen Supply Chain Design: Key Technological Components and Sustainable Assessment**. In: Hydrogen Supply Chain. Academic Press, 2018, p. 37-79.

ROCKETT, G. C. et al. CO₂ Storage Capacity of Campos Basin's Oil Fields, Brazil. **Energy Procedia**, v. 37, p. 5124-5133, 2013.

RUDDY, G. e CARRO, R. Gasoduto rota 3 deve atrasar 10 meses e entrar em operação a partir de 2024, diz Petrobras. **Valor Econômico**, 2022. Disponível em: <<https://valor.globo.com/empresas/noticia/2022/09/26/gasoduto-rota-3-deve-atrasar-10-meses-e-entrar-em-operacao-a-partir-de-2024-diz-petrobras.ghtml>>. Acesso em: 24 jun. 2023.

SEEVAM, P.N.; RACE, J.M.; DOWNIE, M.J. Carbon dioxide pipelines for sequestration in the UK: an engineering gap analysis. **Journal of Pipeline Engineering**, v. 6, p. 133-146, 2007.

SERPA, J.; MORBEE, J.; TZIMAS, E. **Technical and economic characteristics of a CO₂ transmission pipeline infrastructure**. European Commission: Joint Research Centre - Institute for Energy, 2011. EUR 24731. Disponível em: <http://publications.europa.eu/resource/ellar/4ab1c4e2-398e-426c-b06f-1175d3c5a403.0001.02/DOC_1>. Acesso em: 17 jun. 2023.

SILVA, F. T. F. CO₂ capture in ethanol distilleries in Brazil: Designing the optimum carbon transportation network by integrating hubs, pipelines and trucks. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 71, p. 168-183, 2018.

SKOVHOLT, O. CO₂ transportation system. **Energy Conversion and Management**, v.34, p. 1095-1103, 1993.

SMITH, E. E. **The Cost of CO₂ Transport and Storage in Global Integrated Assessment**. 2021. 76 p. Dissertação (Mestrado) - Massachusetts Institute of Technology, 2021.

SOLOMON, S.; CARPENTER, M.; FLACH, TA. Intermediate storage of carbon dioxide in geological formations: a technical perspective. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 2, p 502-510, 2008.

TN PETRÓLEO. Petrobras inaugura gasoduto Cabiúnas-Reduc III (Gasduc III). **TN Petróleo**, 2010. Disponível em: <<https://tnpetroleo.com.br/noticia/petrobras-inaugura-gasoduto-cabiunas-reduc-iii-gasduc-iii/>>. Acesso em: 25 jun. 2023.

UNEP. The United Nations Environment Programme (2019). **Emissions Gap Report 2019**. UNEP, 2019. Disponível em: <<https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/30797/EGR2019.pdf?sequence=1&isAllowed=y>>. Acesso em: 17 jun. 2023.

UNEP. The United Nations Environment Programme (2022). **O aumento alarmante da temperatura global**. UNEP, 2022. Disponível em: <<https://www.unep.org/pt-br/noticias-e-reportagens/reportagem/o-aumento-alarmante-da-temperatura-global>>. Acesso em: 17 jun. 2023.

VANDEGINSTE, V.; PIESENS, K. Pipeline design for a least-cost router application for CO₂ transport in the CO₂ sequestration cycle. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 2, p. 571-581, 2008.

VAN DER MEER, L. G. H. The conditions limiting CO₂ storage in aquifers. **Energy Conversion and Management**, v. 34, p. 959-966, 1993. Disponível em: <[https://doi.org/10.1016/0196-8904\(93\)90042-9](https://doi.org/10.1016/0196-8904(93)90042-9)>. Acesso em: 17 jun. 2023.

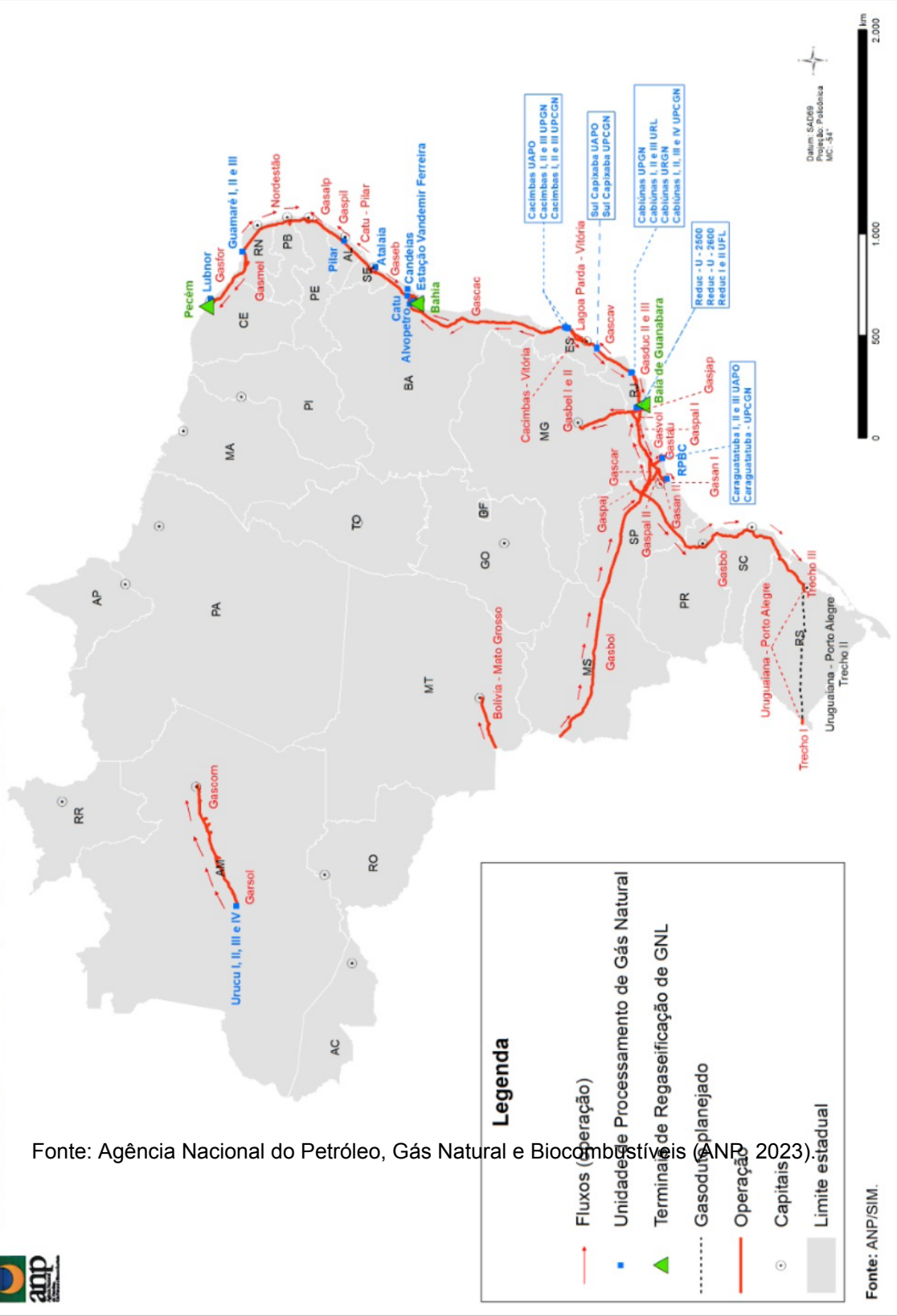
WANG, H.; CHEN, J.; LI, Q. A Review of Pipeline Transportation Technology of Carbon Dioxide. **IOP Conference Series: Earth and Environmental Science**, v. 310, n. 3, 2019. Disponível em: <<https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/310/3/032033>>. Acesso em: 24 jun. 2023.

WRI. World Resources Institute. **CCS guidelines: guidelines for carbon dioxide capture, transport, and storage**. Washington, DC: 2008. Disponível em: <http://pdf.wri.org/ccs_guidelines.pdf>. Acesso em: 24 jun. 2023.

ZHANG, Z. X et al. Optimization of pipeline transport for CO₂ sequestration. **Energy Conversion and Management**, v. 47, p. 702-715, 2006. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0196890405001561?via%3Dihub>>. Acesso em: 17 jun. 2023.



Cartograma 2.3: Infraestrutura de produção e movimentação de gás natural - 2020



Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2023).

Fonte: ANP/SIM.