

2022

Hidrogênio Azul: Produção a partir da reforma do gás natural com CCUS

NOTA TÉCNICA EPE/DPG/SPG/02/2022

EQUIPE EPE

Supervisão

Heloísa Borges Esteves

Coordenação Geral

Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Executiva

Marcelo Ferreira Alfradique

Coordenação Técnica

Gabriel de Figueiredo da Costa

Ana Claudia Sant'Ana Pinto

Equipe Técnica

Carolina Oliveira de Castro

Claudia Maria Chagas Bonelli

Henrique Plaudio Gonçalves Rangel

Suporte Administrativo

Alize de Fátima Antunes Leal

EQUIPE BEP

Diretor de Programa

Clarissa Vargas (FCDO-UK)

Zane Kanderian (ASI)

Diretor Técnico

Gilberto De Martino Jannuzzi

Coordenação Geral

Fernanda Guedes

Luiza Bazan

Supervisão Técnica

Ennio Peres da Silva

Edilaine Camillo

Izana Ribeiro

Suzanne Maia

Autoria técnica (RCGI)

Danilo Perecin

Suani Teixeira Coelho

Julio Romano Meneghini

Colombo Celso Gaeta Tassinari

Edmilson Moutinho dos Santos

Kazuo Nishimoto

Alessandro Alberto de Lima

Marilin Mariano dos Santos

Daniel Prata Vieira

Saulo Batista de Oliveira

Thalles Moreira de Oliveira

Thiago Luis Felipe Brito

Suporte Administrativo

Adriana Sarmiento

<https://epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/petroleo-gas-e-biocombustiveis>



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

Secretária-Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e
Biocombustíveis**

Rafael Bastos da Silva

<http://www.mme.gov.br/>



Empresa de Pesquisa Energética

Presidente

Thiago Vasconcelos Barral Ferreira

**Diretora de Estudos do Petróleo, Gás
e Biocombustíveis**

Heloísa Borges Esteves

**Diretor de Estudos Econômico-
Energéticos e Ambientais**

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretora de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

<http://www.epe.gov.br>



Sumário

1. Introdução	5
2. Tecnologias de produção.....	8
2.1. Reforma a Vapor do Metano (SMR)	8
2.2. Reforma Autotérmica do Metano (ATR)	10
2.3. Intensidade de carbono do hidrogênio azul.....	11
3. Tecnologias para CCUS	14
3.1. Captura do CO ₂	14
3.2. Utilização do CO ₂	17
3.3. Armazenamento geológico do CO ₂	19
3.3.1. Fundamentos do CCS	20
3.3.2. Tipos de armazenamento geológico de CO ₂	24
3.3.3. Panorama mundial de projetos CCS em operação	26
3.3.4. Modelagens aplicadas ao armazenamento de CO ₂	28
3.3.5. Riscos e monitoramento em armazenamento de CO ₂	29
3.3.6. Potencial brasileiro para armazenamento geológico de CO ₂	31
3.3.7. CCUS na produção de hidrogênio azul <i>offshore</i>	32
4. Aspectos Econômicos	35
4.1. Aspectos Econômicos da Captura, Transporte e Armazenamento de Carbono	37
5. Aspectos Logísticos do CCUS	42
5.1. Projetos Internacionais de Hidrogênio Azul	43
5.1.1. Empreendimentos de CCUS <i>offshore</i>	44
5.1.2. Empreendimentos de CCUS <i>onshore</i>	49
5.1.3. Projetos de Utilização de CO ₂	50
5.1.4. Síntese Geral dos Projetos Internacionais	51
6. Estudos de caso.....	53
6.1. Introdução	53
6.2. Ambiente <i>onshore</i>	54
6.2.1. Custo de produção do H ₂	55
6.2.2. Custo de captura do CO ₂	56
6.2.3. Custo de transporte do CO ₂	57
6.2.4. Custo de armazenamento.....	58

6.2.5. Estimativa do custo do hidrogênio azul em ambiente <i>onshore</i>	59
6.3. Ambiente <i>offshore</i>	60
6.3.1. Custo de captura do CO ₂	61
6.3.2. Custo de captura do CO ₂	62
6.3.3. Custo de transporte do CO ₂	63
6.3.4. Custo de armazenamento.....	64
6.3.5. Estimativa do custo do hidrogênio azul em ambiente <i>offshore</i>	65
6.4. Considerações Finais sobre os Estudos de Caso	65
7. Considerações Finais	68
8. Referências Bibliográficas	71

■ Lista de Figuras

Figura 1. Projeção do consumo global de hidrogênio por uso até 2070.....	5
Figura 2. Opções de localização da captura do CO ₂ em planta com a tecnologia SMR.	9
Figura 3. Opções de localização da captura do CO ₂ em planta com a tecnologia ATR.	11
Figura 4. Comparação entre a intensidade de carbono do gás natural, hidrogênio cinza e azul	13
Figura 5. Abordagens para a captura do CO ₂	15
Figura 6. Tecnologias para captura de CO ₂ pós-combustão.....	16
Figura 7. Principais tipos de reservatórios geológicos para armazenamento de CO ₂	20
Figura 8. Diagrama de fase do CO ₂	21
Figura 9. Tipos de trapeamento de CO ₂	22
Figura 10. Tipos de trapeamento estrutural e estratigráfico de óleo e gás análogos aos de CO ₂	23
Figura 11. Segurança no armazenamento de CO ₂	24
Figura 12. Instalações comerciais de CCS em operação em 2021.....	27
Figura 13. Prospectividade para armazenamento de CO ₂	32
Figura 14. Fluxograma da produção de hidrogênio azul <i>offshore</i> com CCUS (CCS e EOR).	33
Figura 15. Cenários para o custo de hidrogênio cinza, azul, amarelo, verde e rosa entre 2020 e 2050.....	35
Figura 16. Custo de captura de CO ₂ por setor (US\$ 2019).	38
Figura 17. Custos de transporte de hidrogênio com base em distâncias e volumes	42
Figura 18. Mapa indicativo dos parceiros do Projeto Northern Lights	44
Figura 19. Esquema do conceito da Northern Lights, com as capacidades da primeira fase do projeto	45
Figura 20. Complexo Integrado Tees Valley.	47
Figura 21. Visão geral da logística do Porthos.....	48
Figura 22. Diagrama esquemático da Japan CCS.....	49
Figura 23. Visão geral da logística do projeto QUEST.....	50
Figura 24. Diagrama de fluxo simplificado do processo de produção de hidrogênio e captura de CO ₂	56

■ Lista de Tabelas

Tabela 1. Classificação do hidrogênio em escala de cores segundo o processo de produção	6
Tabela 2. Tipos de reservatórios geológicos para armazenamento de CO ₂ e mecanismos de trapeamento	26
Tabela 3. Projetos internacionais de produção de hidrogênio azul	43
Tabela 4. Aspectos logísticos dos projetos internacionais e dos estudos de caso da nota	52
Tabela 5. Parâmetros utilizados no fluxo de caixa descontado (simplificado) para a unidade SMR	55
Tabela 6. Custos de produção de H ₂ em relação à capacidade da planta e ao preço do gás natural.....	56
Tabela 7. Parâmetros do fluxo de caixa descontado (simplificado) para a unidade captura de CO ₂	57
Tabela 8. Parâmetros do fluxo de caixa descontado (simplificado) referente ao transporte de CO ₂	58
Tabela 9. Parâmetros do fluxo de caixa descontado (simplificado) para o armazenamento de CO ₂	59
Tabela 10. Custos de H ₂ Azul em relação à capacidade da planta <i>onshore</i> e ao preço do gás natural	60
Tabela 11. Parâmetros do fluxo de caixa descontado (simplificado) para a unidade SMR <i>offshore</i>	62
Tabela 12. Parâmetros do fluxo de caixa descontado (simplificado) para a unidade captura de CO ₂	63
Tabela 13. Parâmetros do fluxo de caixa descontado (simplificado) para o transporte de CO ₂	64
Tabela 14. Parâmetros utilizados no fluxo de caixa descontado (simplificado) para o armazenamento de CO ₂	64
Tabela 15. Custos de H ₂ Azul em relação à capacidade da planta <i>offshore</i> e ao preço do gás natural	65
Tabela 16. Preço do H ₂ azul com venda do crédito do carbono (\$25/t CO ₂) em função do preço do gás natural e da capacidade da planta <i>onshore</i>	66
Tabela 17. Preço do H ₂ azul com venda do crédito do carbono (\$50/t CO ₂) em função do preço do gás natural e da capacidade da planta <i>onshore</i>	66
Tabela 18. Preço do H ₂ azul com venda do crédito do carbono (\$100/t CO ₂) em função do preço do gás natural e da capacidade da planta <i>onshore</i>	66

1. Introdução

O objetivo principal do Acordo de Paris é a estabilização da temperatura média global, o que exige que se alcance um equilíbrio entre emissões e remoções, da atmosfera, de gases de efeito estufa (GEE). Para manter o aumento de temperatura abaixo de 2°C é preciso que esse equilíbrio seja atingido em cerca de meio século. Portanto, os setores energético, de transportes e industrial, principais responsáveis pelas emissões globais de GEE, necessariamente serão transformados nesse período com a substituição de fontes e processos atuais por alternativas de baixo carbono.

Dentre essas alternativas, o hidrogênio (H₂) se destaca pela versatilidade, tanto no consumo quanto na produção. Assim, seu uso pode viabilizar a redução de emissões, inclusive em setores em que a descarbonização é considerada desafiadora, enquanto sua produção pode se basear em um conjunto de rotas adequadas aos recursos de cada região. Do lado do consumo de hidrogênio, as projeções da Agência Internacional de Energia (IEA) apontam para o crescimento nas próximas décadas, como ilustrado pela Figura 1.

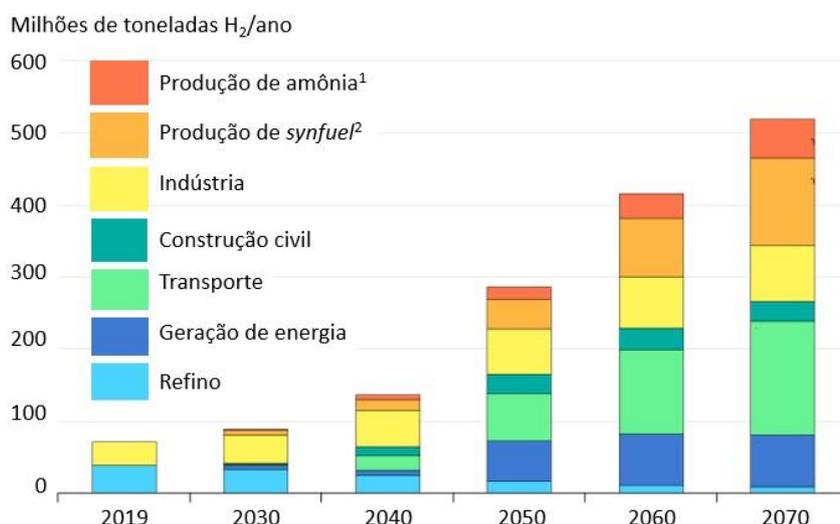


Figura 1. Projeção do consumo global de hidrogênio por uso até 2070

Notas: 1 - A produção de amônia refere-se à navegação marítima, enquanto para usos como matéria-prima está incorporada no segmento Indústria; 2 - *Synfuel* - combustível sintético.

Fonte: Adaptado de IEA (2020a).

A Agência Internacional de Energia (IEA, 2020a) prevê que a utilização do hidrogênio, limitada atualmente ao uso no refino de petróleo e como matéria-prima industrial, deve se multiplicar e ganhar novas aplicações, com destaque para a geração de energia, para o uso direto no setor de transportes e para a produção de combustíveis sintéticos e de amônia.

A produção do hidrogênio, por sua vez, pode ser classificada de acordo com a principal matéria-prima utilizada, com o processo empregado ou com a ocorrência de emissões de dióxido de carbono (CO₂) durante a obtenção do hidrogênio, recebendo o nome de uma cor para facilitar a referência em estudos internacionais, conforme abordado em estudo anterior (EPE, 2021a). Complementando esta classificação internacional para sua melhor aplicação ao potencial brasileiro, têm-se as definições apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1. Classificação do hidrogênio em escala de cores segundo o processo de produção

Cor	Resumo do processo de produção do hidrogênio
Preto	Gaseificação do carvão mineral (antracito ¹) sem CCUS ²
Marron	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

Notas: 1 - Dos tipos menos ricos para os mais ricos em carbono: turfa, linhito, hulha e antracito, este último possui mais de 86% de carbono. 2 - CCUS - *Carbon Capture, Utilization and Storage*. 3 - A hulha possui entre 69 e 86% de carbono. 4 – Entende-se pirólise de metano como pirólise de gás natural, visto que este é o principal componente do gás natural.

Fonte: Adaptado de EPE (2021a).

Ao longo deste documento, a sigla CCUS se refere às técnicas de captura, utilização e armazenamento de carbono (do acrônimo em língua inglesa *Carbon Capture, Utilization and Storage*), cujo objetivo principal é impedir a liberação de CO₂ para a atmosfera. Nessa definição de CCUS, que segue a adotada em IEA (2020b), estão contempladas atividades que configuram uma cadeia, se estendendo da obtenção do CO₂ de diferentes origens e seu transporte até a destinação final, que pode ser a utilização do CO₂ para criar produtos ou serviços e/ou o armazenamento permanente, tipicamente realizado em formações geológicas no subsolo. Trata-se, portanto, de uma definição que 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, representada pela sigla CCS (do inglês, *Carbon Capture and Storage*), bem como as aplicações nas quais a utilização resulta em parte ou todo o CO₂ sendo armazenado permanentemente, como a recuperação avançada de óleo (do inglês, *enhanced oil recovery*, EOR) e o uso de CO₂ em materiais de construção¹.

Com a aplicação de CCUS, o hidrogênio cinza, produzido a partir da reforma a vapor do gás natural, passa a ser chamado de hidrogênio azul. Como tanto a utilização (CCU) quanto o armazenamento (CCS) estão contempladas na definição de CCUS, ambas configuram a produção de hidrogênio azul quando aplicadas ao processo de reforma a vapor do gás natural.

¹ Outra definição para o acrônimo CCUS é apresentada pelo IPCC (2018) em seu glossário, ainda que utilize o mesmo termo (*Carbon Capture, Utilization and Storage*). Nessa definição, que difere da adotada nesta Nota Técnica, CCUS se refere apenas à utilização de CO₂ (ou seja, aplicação em que o CO₂ se destina à criação de um novo produto) na qual o produto gerado retém o CO₂ por um período de tempo relevante para o clima – configurando uma utilização com armazenamento.

No entanto, o resultado em termos de redução de emissões da introdução de CCUS depende de uma série de características dessa cadeia, desde as taxas de captura até a destinação do CO₂.

Há outra rota de produção cuja matéria-prima principal é o gás natural: resultado da pirólise, o hidrogênio turquesa tem como subproduto o carbono sólido (negro de fumo), cuja utilização pode permitir agregação de valor e impedir a liberação do carbono como CO₂ para a atmosfera. Portanto, as rotas de produção do hidrogênio azul e turquesa têm potencial para gerar um energético flexível e limpo a partir do gás natural e abrem oportunidades para a cadeia do gás desempenhar papel essencial na energia e na indústria de baixo carbono, expandindo a função de combustível de transição.

Essa mesma base tecnológica permite se chegar a emissões negativas – ou seja, a remoção líquida de carbono da atmosfera – com a produção do hidrogênio. Tal potencial surge da combinação dos processos do hidrogênio azul ou turquesa com o que caracteriza o hidrogênio musgo, isto é, o uso da biomassa como matéria-prima: faz-se a substituição do metano (CH₄) de origem fóssil pelo metano renovável do biogás para a produção de hidrogênio com CCUS. Emissões negativas são essenciais em cenários que preveem maior ambição climática, ou em casos em que parte da matriz energética e outras atividades não possam ser convertidas para sistemas neutros em carbono (devendo ter, portanto, suas emissões compensadas) – o que confere relevância às tecnologias capazes de atingi-las.

O presente estudo é o terceiro publicado pela EPE sobre o tema Hidrogênio e faz parte da parceria com o Programa de Energia para o Brasil (*Brazil Energy Programme* - BEP). Esta publicação tem como foco o hidrogênio azul, rota tecnológica que adiciona CCUS à rota do hidrogênio cinza, que foi abordado na Nota Técnica “Hidrogênio Cinza: Produção a partir da Reforma a Vapor do Gás Natural” (EPE, 2022).

No documento atual, serão apresentados os aspectos da produção de hidrogênio a partir do gás natural e as técnicas de CCUS que visam à redução de emissões de dióxido de carbono oriundo do processo de produção do hidrogênio. Os temas abordados serão: as tecnologias de produção do hidrogênio, as tecnologias de CCUS, os aspectos econômicos, os aspectos logísticos do CCUS e os estudos de caso em ambientes *onshore* e *offshore*.

2. Tecnologias de produção

O processo de produção do hidrogênio azul é idêntico ao do hidrogênio cinza: ambos são produzidos a partir do gás natural, majoritariamente pela tecnologia de reforma a vapor e tendo o CO₂ como subproduto. A diferença entre as rotas é que, no caso do hidrogênio azul, adicionam-se as etapas de CCUS ao processo. Essas mesmas tecnologias, isto é, reforma a vapor e CCUS, são também aplicáveis no caso de a origem do metano ser renovável, o que, por sua vez, é uma das rotas de produção do hidrogênio musgo, assim caracterizado por ser proveniente da biomassa.

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2019a), cerca de 60% da produção global de hidrogênio tem o gás natural como matéria-prima, e a tecnologia dominante é a reforma a vapor do metano (em inglês, *steam methane reforming* – SMR) sem CCUS – caracterizando-se como hidrogênio cinza. Trata-se de uma tecnologia madura, com potencial de suprir a expansão da demanda por hidrogênio no curto prazo (EPE, 2022). Dada a relevância do hidrogênio cinza, tanto na instalação de novas plantas quanto na conversão da capacidade existente, será apresentada uma breve descrição da implementação de CCUS ao processo SMR.

Por outro lado, diversos estudos têm chamado a atenção para a tecnologia de reforma autotérmica do metano (em inglês, *autothermal reforming* – ATR) e a maior compatibilidade desse processo com o objetivo final de produzir hidrogênio de baixo carbono por meio de CCUS. Nesse sentido, as estimativas de custos futuros da produção de hidrogênio azul tendem a apontar a tecnologia ATR como a mais competitiva – e parte dos novos projetos anunciados já considera adotar esse processo.

A justificativa dessa tendência está justamente na relação dos processos com a etapa de captura. Enquanto a tecnologia ATR produz todo o CO₂ da planta no reator, na tecnologia SMR cerca de 55% a 60% é produzido no reator e os 35% a 40% restantes na combustão do gás natural utilizado para aquecimento, externamente ao reator. A captura do CO₂ contido nos gases de exaustão é mais complexa, tendo custos cerca de 100% maiores em relação à captura do CO₂ diretamente a partir da mistura gasosa proveniente das reações de produção do hidrogênio (BARTLETT & KRUPNICK, 2020).

Os processos de produção de hidrogênio pelas rotas SMR e ATR são apresentados a seguir, com ênfase nos aspectos relacionados à implementação da captura do CO₂. Ambos os processos de reforma exigem a alimentação de metano ao reator, podendo ser necessárias as etapas de dessulfurização e pré-reforma do gás natural, conforme descrito na Nota Técnica do Hidrogênio Cinza (EPE, 2022).

2.1. Reforma a Vapor do Metano (SMR)

De forma simplificada, o processo SMR se baseia na alimentação de metano e vapor d'água a um reator, produzindo gás de síntese (composto majoritariamente de hidrogênio e monóxido de carbono) em reação endotérmica a 500-900°C. 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 mais H₂, também produzindo 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.

Nessa configuração, a combustão do gás é responsável por cerca de 35% a 40% do CO₂ produzido na planta, sendo o restante proveniente do processo de reforma.

Para a produção do hidrogênio azul, que demanda a implementação de CCUS, a captura destes 35-40% de CO₂ é desafiadora. Enquanto a remoção dos 60-65% do CO₂ produzidos pela reforma e reações de *shift* é feita a partir de correntes com concentrações e pressões parciais de CO₂ relativamente altas, o CO₂ nos gases de exaustão está em condições mais restritivas para a captura, devido à diluição deste gás pelo nitrogênio (N₂) atmosférico, oriundo da utilização de ar para a combustão do gás natural durante o aquecimento, o que exige esforços adicionais em termos de equipamentos e operação e eleva significativamente os custos dessa etapa.

Assim, o hidrogênio azul produzido a partir do processo SMR pode se limitar a taxas de captura abaixo de 60-65% – considerando eficiências e a viabilidade apenas da captura do CO₂ do processo. Este tem sido o primeiro estágio do hidrogênio azul de forma global, tendo sido implementado por alguns projetos no mundo (BARTLETT & KRUPNICK, 2020). Alternativamente, pode-se ter taxas de captura mais altas que incluem o CO₂ dos gases de exaustão, mas com uma viabilidade econômica comprometida.

Nesse caso, portanto, a última etapa para obtenção do CO₂ consiste na separação seletiva a partir de uma mistura gasosa. Em plantas com a tecnologia SMR, que têm diferentes opções de *design*, a captura pode ser localizada em diferentes pontos do processo. Cada ponto apresenta misturas diferentes, com concentrações e pressões parciais de CO₂ específicas e, portanto, pode haver tecnologias mais adequadas para remoção do CO₂ em cada caso.

As três principais alternativas são ilustradas na Figura 2.

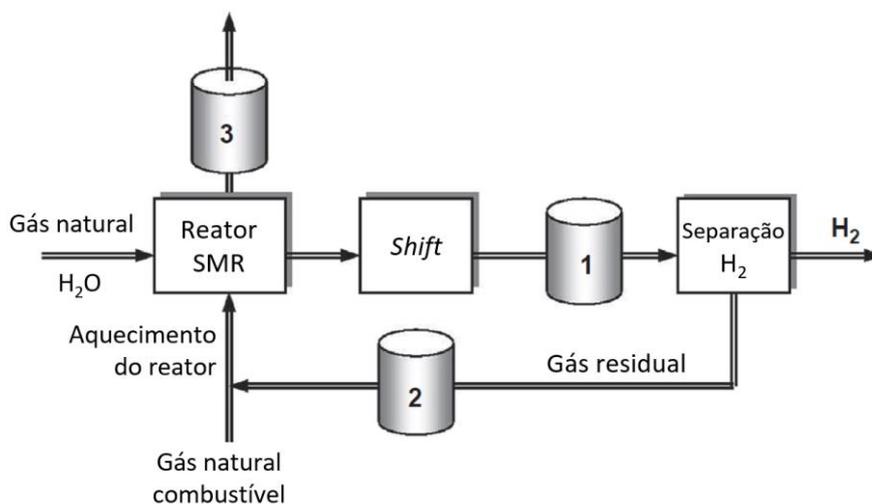


Figura 2. Opções de localização da captura do CO₂ em planta com a tecnologia SMR.

Nota: localização da etapa de captura do CO₂: 1 – após a reação de *shift*; 2 – no gás residual da etapa de separação do hidrogênio (sendo a mais madura a adsorção com modulação de pressão, *Pressure Swing Adsorption* - PSA); 3 – no gás de exaustão da queima do gás natural para aquecimento do reator.

Fonte: Adaptado de MURADOV (2015); COLLODI et al. (2017).

A primeira posição (1) para implementação da captura é na corrente de saída da reação de *shift*, que fica antes da separação do hidrogênio. Assim, essa corrente é uma mistura do hidrogênio e do CO₂ produzidos no processo, de CO produzido e não convertido na reação de *shift*, e de CH₄ não convertido. Tipicamente, a concentração do CO₂ nessa corrente é de cerca de 15%.

A segunda alternativa para localização da captura do CO₂ produzido nos reatores é implementá-la na corrente de gás residual oriundo da separação do hidrogênio (2), que é tipicamente realizada em sistemas de absorção ou de adsorção com modulação de pressão - PSA (em inglês, *Pressure Swing Adsorption*) conforme descrito em EPE (2021b).

Apesar de possibilitar a obtenção de uma corrente pura de hidrogênio, essa separação não é seletiva para o CO₂, que fica no gás residual junto com o CO e o CH₄ e pequenas quantidades de H₂. Nessa mistura, o CO₂ chega a cerca de 45% em volume.

Por fim, há a corrente dos gases de exaustão da queima do gás natural (3) que fornece calor para aquecer o reator da reforma a vapor. Há desenhos de plantas SMR que realizam a mistura dos gases residuais da separação do hidrogênio com a alimentação do gás natural – o que, portanto, faz com que todo o CO₂ gerado no processo esteja presente nessa corrente, caso não seja implementada nenhuma das opções anteriores.

Existe ainda a possibilidade de implementação de duas dessas alternativas em uma mesma planta, como a captura do CO₂ do processo (após a reação de *shift* ou do gás residual da separação do hidrogênio) combinada à captura do CO₂ dos gases de exaustão. As diferenças entre os processos e adaptações necessárias de novas plantas e unidades já existentes são objeto de avaliações técnico-econômicas, estudos cuja relevância é imposta pela capacidade instalada de plantas SMR e pelo potencial para a produção de hidrogênio com menos emissões a partir da implementação da captura (COLLODI, 2010; COLLODI et al., 2017; IEAGHG, 2017).

2.2. Reforma Autotérmica do Metano (ATR)

Outra opção tecnológica de produção de hidrogênio a partir do gás natural é a reforma autotérmica, que combina o processo de reforma a vapor com a oxidação parcial do metano. Nessa configuração, a liberação de calor da oxidação parcial (reação exotérmica) supre a reforma (endotérmica), o que exclui a necessidade de suprimento externo de calor. Na sequência, tal como nas plantas SMR, é realizada a reação de *shift* com o objetivo de maximizar a conversão do CO e a produção de H₂ e CO₂. Assim, todo o CO₂ do processo ATR é produzido na corrente principal, em condições favoráveis à captura – o que permite taxas de captura elevadas para o processo, limitadas apenas à eficiência do sistema de separação escolhido.

Portanto, para a produção de hidrogênio azul de baixa intensidade de carbono, que exige altas taxas de captura, a tendência é que prevaleça a tecnologia ATR sobre a SMR – já há projetos em desenvolvimento optando por essa alternativa (GORSKI, JUTT & WU, 2021; IEA, 2019a). Em comparação de custos entre todas as tecnologias de produção de hidrogênio de baixo carbono para 2030, Bartlett & Krupnick (2020) consideram que a tecnologia ATR com 90% de captura pode levar o hidrogênio azul a ser a alternativa mais competitiva para novas unidades.

A reforma autotérmica requer que o reator seja alimentado com oxigênio (O₂) puro, exigindo a instalação de equipamentos para a separação e o consumo de eletricidade para realizá-la, tipicamente pelo processo criogênico² (JAKOBSEN & ÅTLAND, 2016). Destaca-se que, devido a esta característica, além de todo o CO₂ produzido durante o processo encontrar-se na corrente principal, a utilização de O₂ puro faz com que o CO₂ produzido não seja diluído por N₂ (como ocorre na queima do gás natural com ar atmosférico, durante o aquecimento na reforma a vapor). Isto justifica o maior potencial desta tecnologia comparando-a à tecnologia SMR, para a produção de hidrogênio azul.

Da mesma forma que apresentado para a tecnologia SMR, a Figura 3 ilustra as possibilidades de localização da captura do CO₂ em um fluxograma simplificado de uma planta ATR. Neste caso, a escolha se limita a posicionar a captura antes ou depois da unidade de separação do hidrogênio e está ligada às tecnologias selecionadas para realizar esses processos. A rota tida como mais madura é a ilustrada pela opção 1, em que a captura de CO₂ por absorção é adicionada anteriormente à separação de hidrogênio em unidades de adsorção (PSA).

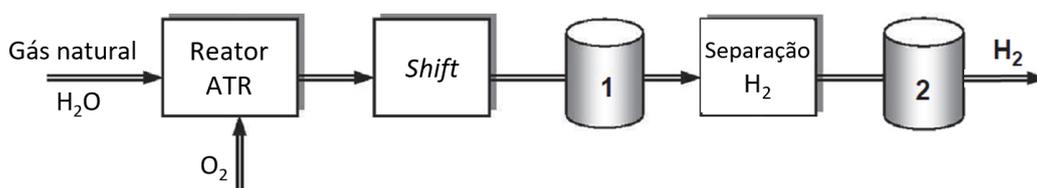


Figura 3. Opções de localização da captura do CO₂ em planta com a tecnologia ATR.

Nota: localização da etapa de captura do CO₂: 1 – após a reação de *shift*; 2 – no gás residual da etapa de separação do hidrogênio (sendo a mais madura a *Pressure Swing Adsorption* - PSA).

Fonte: Adaptado de MURADOV (2015); VOLDSUND, JORDAL & ANANTHARAMAN (2016).

2.3. Intensidade de carbono do hidrogênio azul

O indicador “intensidade de carbono” é uma medida das emissões de GEE por unidade de energia de um combustível (apresentado, por exemplo, em gCO₂ eq/MJ). Idealmente são consideradas todas as emissões da cadeia de produção por meio de uma avaliação de ciclo de vida (ACV) – especialmente em combustíveis como o hidrogênio, cuja etapa de conversão em energia, tanto em células a combustível como na combustão, não contribui diretamente para o efeito estufa.

Há diferentes metodologias para se chegar ao resultado da intensidade de carbono, e as premissas de cálculo e fronteiras dos sistemas de produção avaliados devem ser compatíveis para que seja possível uma comparação rigorosa entre diferentes rotas de produção ou entre combustíveis.

² A demanda por resfriamento típica do processo criogênico para separação do O₂ do ar pode sugerir soluções de integração energética que a viabilizem. Por exemplo, Kim et al. (2021) propõem a integração de uma unidade de produção de hidrogênio azul com a regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL).

No Brasil, por exemplo, a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) considera o uso de uma calculadora (RenovaCalc) para estimar a ACV dos biocombustíveis, permitindo avaliar a intensidade de carbono e compará-la com as de seus substitutos fósseis, com o objetivo de medir a redução de emissões e gerar créditos de descarbonização (CBios); porém, a política e a metodologia desenvolvida têm como foco as instalações que produzem biocombustíveis, não se aplicando a plantas industriais no geral.

A redução da intensidade de carbono é o principal objetivo de se implementar CCUS e de existir uma denominação especial para a rota de produção do hidrogênio azul. Esse parâmetro é relevante para o potencial de participação do hidrogênio azul em um sistema energético e em instalações industriais no contexto de uma economia de baixo carbono.

A intensidade de carbono do hidrogênio azul está diretamente relacionada com as tecnologias utilizadas em sua produção, especialmente com aquelas que impactam diretamente nas taxas de captura de CO₂. A separação seletiva do CO₂ de todas as correntes onde isso seja possível é essencial para viabilizar altas taxas de captura e, por consequência, a produção de hidrogênio de baixo carbono.

Além da taxa de captura, os parâmetros a seguir também impactam nos resultados relativos à intensidade de carbono do hidrogênio azul (ANTONINI et al., 2020; BAUER et al., 2021; GORSKI, JUTT & WU, 2021; HOWARTH & JACOBSON, 2021; IEA, 2019):

- A tecnologia de produção (SMR, ATR) e a eficiência de conversão do gás natural;
- O consumo e as fontes de energia utilizadas no processo de produção do hidrogênio e na cadeia de CCUS;
- As emissões no *upstream* e emissões fugitivas de metano;
- A fonte do metano, que pode incluir a produção de biometano a partir da digestão anaeróbia da biomassa – interface com o hidrogênio musgo;
- As métricas para comparar a mesma massa de diferentes GEE em CO₂ eq (fatores de caracterização), especialmente o horizonte temporal do Potencial de Aquecimento Global (do inglês, *Global Warming Potential*, GWP).

Portanto, a intensidade de carbono do hidrogênio azul é definida por parâmetros que podem ser classificados em diferentes categorias:

- Características da planta de produção, desde as tecnologias utilizadas até condições de operação;
- Características do sistema de suprimento do gás natural e da cadeia de CCUS, que tendem a estar fora do escopo de gerenciamento da planta;
- Parâmetros de cálculo, incluindo suposições sobre valores reais e com potencial de aferição (por exemplo, emissões fugitivas de metano) e fatores de conversão para comparação entre GEE (GWP).

Há uma série de trabalhos publicados buscando estimar a intensidade de carbono do hidrogênio azul e os efeitos das variáveis e parâmetros nos resultados. Trabalho recente de Howarth & Jacobson (2021) ganhou repercussão (TABUCHI, 2021) ao estimar que a intensidade de carbono do hidrogênio azul produzido pelo processo SMR, mesmo com altas taxas de captura, seria maior que a do gás natural. Os resultados evidenciaram o impacto decorrente das emissões fugitivas de metano na cadeia de produção de óleo e gás.

Pelo fato de se usar uma quantidade maior de gás natural para a produção da mesma quantidade de energia de hidrogênio – a eficiência de conversão é de cerca de 75% para a

tecnologia SMR no hidrogênio cinza (EPE, 2022) – as emissões fugitivas de metano no *upstream* impactam mais o hidrogênio do que o gás natural por unidade de energia. Como a captura do CO₂ exige também um maior consumo energético no hidrogênio azul em relação ao cinza, a eficiência do hidrogênio azul é ainda menor – 65%, segundo CCC (2018) –, aumentando o peso das emissões fugitivas.

A estimativa de Howarth & Jacobson (2021) se baseia no uso da métrica GWP para um horizonte de 20 anos (cujo valor é de 84 para o CH₄, contra 28 para um horizonte de 100 anos). Trata-se de um horizonte de tempo menos usual, mas também defendido por outros pesquisadores inclusive no âmbito da avaliação do hidrogênio (ZHOU et al., 2021) por ser mais consistente com os prazos das metas climáticas globais.

O estudo também considera uma taxa de emissões fugitivas de metano de 3,5% do consumo de gás natural, amparado em dados agregados para os Estados Unidos (HOWARTH & JACOBSON, 2021). Em sua análise da intensidade de carbono de hidrogênio a partir do gás natural, cujos resultados são apresentados na Figura 4, Longden et al. (2022) utilizam os valores padrão definidos pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) de 1,7% para as emissões fugitivas de metano. Bauer et al. (2021) apresentam uma série de desafios para incorporar as estimativas das emissões de metano na ACV do hidrogênio azul, destacando a variação espacial e temporal dessas emissões e a falta de dados reais, mas ressaltam que países como Noruega, Reino Unido e Holanda têm taxas de emissões fugitivas menores que 0,5%.

Apesar das incertezas e controvérsias, é certo que o desempenho climático da cadeia de óleo e gás tem impacto relevante na intensidade de carbono do hidrogênio azul. Para cenários com altas taxas de captura, as emissões do *upstream* passam a compor grande parte da intensidade de carbono, uma vez que a maior parte das emissões do processo são evitadas – conforme ilustrado na Figura 4 especialmente para o caso de 90% de captura. Assim, garantir uma produção de hidrogênio azul de baixo carbono exige monitoramento e medidas para reduzir emissões na exploração, produção e transporte de gás natural.

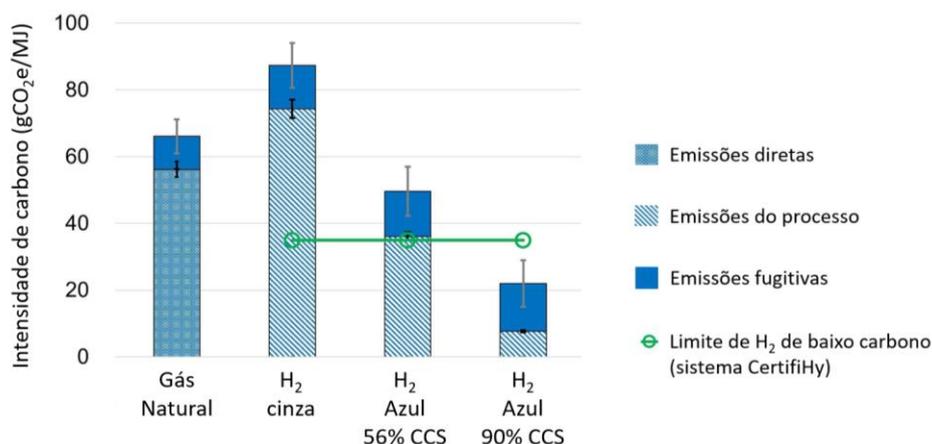


Figura 4. Comparação entre a intensidade de carbono do gás natural, hidrogênio cinza e azul

Nota: O sistema CertifiHy é um sistema europeu de certificação de garantia de origem do hidrogênio. O sistema define um limite mínimo de redução de 60% das emissões em relação ao hidrogênio cinza para considerar um hidrogênio de baixo carbono (LONGDEN et al., 2022).

Fonte: Adaptado de LONGDEN et al. (2022).

3. Tecnologias para CCUS

Neste capítulo, são abordadas as principais tecnologias de CCUS, com maior foco naquelas que possuem ampla utilização global, e que se encontram em fases mais avançadas de maturidade. As etapas de CCUS são o diferencial entre o hidrogênio azul e o hidrogênio cinza.

3.1. Captura do CO₂

A etapa de captura corresponde à separação seletiva do CO₂, que precede as etapas de transporte e utilização ou armazenamento. A captura é tipicamente classificada em três abordagens para a obtenção de CO₂ de fontes concentradas: (1) pré-combustão, (2) pós-combustão, (3) oxi-combustão, e (4) processos industriais (PROQR, 2021; SREENIVASULU et al., 2015).

Na captura (1) pré-combustão, o CO₂ é obtido diretamente do combustível, sem a ocorrência de combustão, em três etapas: primeiro, produz-se o gás de síntese (H₂ e CO); em seguida, o CO é convertido para maximizar a produção de H₂ com a concomitante produção de CO₂ na reação de *shift*; por último, é realizada a separação do CO₂ da mistura obtida (PROQR, 2021). Na corrente resultante da reação de *shift*, o CO₂ é caracterizado por pressão e concentração relativamente altas, o que facilita a sua remoção (SREENIVASULU et al., 2015) e reduz o gasto energético necessário para o condicionamento para transporte e armazenamento.

No caso do gás natural, as reações que permitem a produção de gás de síntese e, portanto, a captura pré-combustão são as de reforma, tipicamente a reforma a vapor, e a oxidação parcial – além da combinação de ambas, a reforma autotérmica. Estes são os mesmos processos responsáveis pela produção de hidrogênio cinza e azul. A gaseificação, tipicamente associada ao uso de carvão ou biomassa como matérias-primas, é outro processo que permite a captura pré-combustão ao produzir gás de síntese.

Na captura (2) pós-combustão, o CO₂ é separado após a queima na presença de ar atmosférico, sendo removida dos gases de exaustão uma mistura gasosa de baixa pressão na qual o CO₂ está diluído, ou seja, tipicamente abaixo de 15% de concentração. Há uma série de tecnologias capazes de realizar essa separação, mas de forma geral, elas envolvem custos e consumo de energia elevados.

No caso da (3) oxi-combustão, em vez do uso de ar atmosférico, a queima do combustível é realizada com oxigênio (O₂) puro. Nesse caso, transfere-se a complexidade da etapa de captura, que passa a ser mais simples, para a produção do oxigênio. O oxigênio é tipicamente produzido a partir da purificação do ar pela separação criogênica, também incorrendo em custos e consumo de energia elevados. A combustão de *loop* químico é um processo emergente de captura similar à oxi-combustão, que se baseia em um ciclo de oxidação e redução de metais (como Fe, Mn, Cu, Ni e Co) para evitar contato do combustível com o ar atmosférico e dispensar a produção de oxigênio puro (WANG & SONG, 2020).

A captura do CO₂ também pode ocorrer a partir de (4) processos industriais, podendo exigir a remoção do CO₂ de uma corrente gasosa ou processos mais simples, como a captura do CO₂ puro da fermentação para produção de etanol (MOREIRA et al., 2016).

Esses casos não se enquadram em nenhuma das três abordagens apresentadas anteriormente, por estarem vinculadas à captura a partir de combustíveis. A Figura 5 ilustra as quatro opções de obtenção de CO₂ para posterior armazenamento ou utilização.

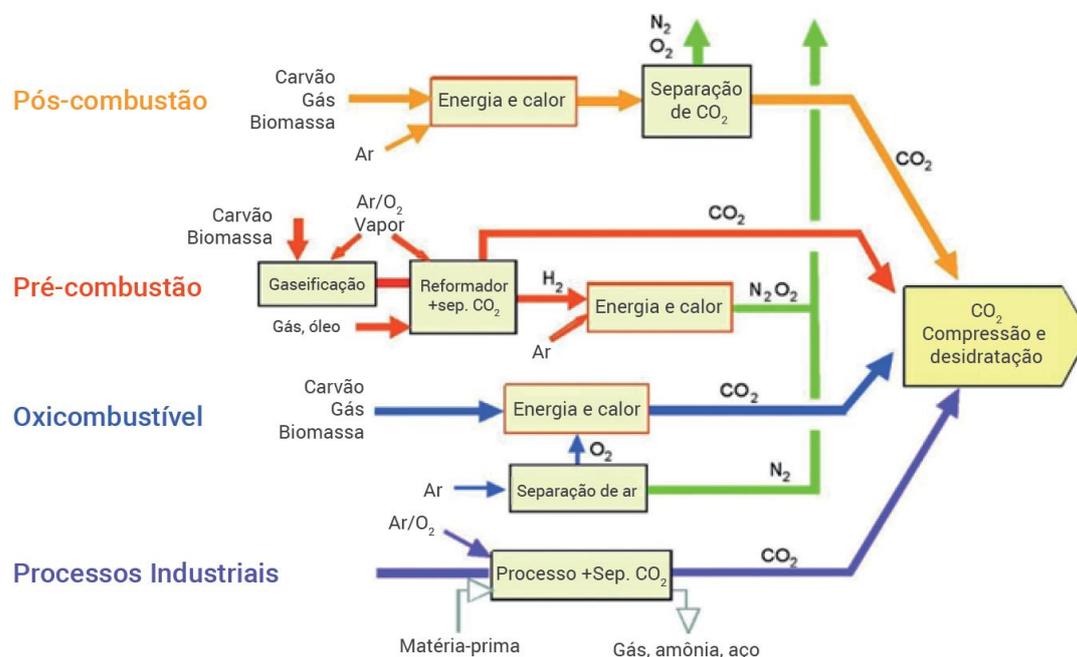


Figura 5. Abordagens para a captura do CO₂.

Fonte: ProQR (2021).

Além da obtenção de CO₂ de fontes concentradas, a captura direta do ar (do inglês, *direct air capture*, DAC) é uma alternativa para obtenção de CO₂ relativamente nova (PROQR, 2021; UNECE, 2021) e que pode, combinada a uma alternativa de armazenamento permanente do carbono, permitir a remoção de CO₂ da atmosfera (emissões negativas).

Na produção de hidrogênio a partir da reforma a vapor do gás natural (SMR), a captura do CO₂ da corrente de processo seria classificada como pré-combustão, enquanto a queima do gás natural para fornecer energia para o processo, como pós-combustão. A reforma autotérmica, por sua vez, corresponde apenas à captura pré-combustão. Esta tecnologia envolve apenas a captura da corrente de processo, já que não há gás natural sofrendo combustão externamente para aquecimento do reator.

A remoção do CO₂ do gás de síntese pode ser realizada em dois pontos: antes ou depois da separação do H₂. Apesar das diferenças de características das correntes das quais o CO₂ é separado, as tecnologias para obtenção do CO₂ a partir do gás de síntese e do gás de exaustão são similares. Trata-se de processos típicos de separação de misturas gasosas.

As principais tecnologias para remoção do CO₂ são as técnicas de absorção física ou química usando um solvente líquido seletivo, ou ainda, a adsorção em materiais sólidos porosos (OSMAN et al., 2021). Para a captura de CO₂ de gases de exaustão, há diferentes tecnologias disponíveis comercialmente e em fase inicial de desenvolvimento, ilustradas pela Figura 6.



Figura 6. Tecnologias para captura de CO₂ pós-combustão.

Fonte: Adaptado de OSMAN et al. (2021).

A absorção gás-líquido é o processo mais comum para separação de CO₂ de misturas gasosas, tipicamente realizado por soluções de aminas. A captura seletiva do CO₂ por absorção pode ocorrer por solubilização, caracterizando um processo físico, ou por ligação química. Esses processos estão associados a elevados consumos energéticos para alterar as propriedades e promover o ciclo de absorção e dessorção do CO₂ da solução (WANG & SONG, 2020; OSMAN et al., 2021). As estratégias para otimização da absorção incluem o resfriamento do fluido absorvente ou aumento da pressão na coluna de absorção para melhorar a transferência do CO₂ e a concentração atingida (BHATTACHARYYA & MILLER, 2017). Para a captura pós-combustão, a monoetanolamina (MEA) é a substância mais empregada (SREENIVASULU et al., 2015), enquanto IEAGHG (2017) reporta que o padrão na indústria para captura do CO₂ de processo em plantas SMR é a dimetiletanolamina (DMEA).

A adsorção gás-sólido é um processo em que as moléculas de gás se fixam na área superficial de materiais adsorventes. Empregada em sistemas PSA, é considerada o sistema principal para separação do hidrogênio do gás de síntese após a reação de *shift* (COLLODI, 2010; IEAGHG, 2017; EPE, 2022), tendo substituído a absorção química em plantas SMR modernas (MURADOV, 2015). A adsorção é tida como promissora para a captura de CO₂. O fator crítico da adsorção é a seleção do adsorvente, que deve ter alta capacidade, ser seletivo para o componente desejado, e ter tolerância às impurezas da mistura, sendo uma área de pesquisa muito ativa (WANG & SONG, 2020).

No entanto, devido ao grande impacto dos custos do adsorvente na viabilidade da tecnologia, o desempenho técnico não é o único critério para a escolha, podendo ser preferíveis adsorventes menos eficientes de custos mais baixos (SUBRAVETI et al., 2021). O tipo do equipamento também é relevante para a dinâmica do processo, podendo ser do tipo leito fixo, que é o mais comum e desenvolvido, leito fluidizado ou leito móvel.

Além da modulação de pressão e o uso de vácuo, a modulação de temperatura também é uma estratégia para promover os ciclos de adsorção e dessorção (BHATTACHARYYA E MILLER, 2017; ANTONINI et al., 2020; SUBRAVETI et al., 2021). Pesquisas têm avaliado o uso de sólidos com função catalítica e de adsorção de CO₂ durante os processos de reforma e *shift*, e não somente após esses processos, com o objetivo de retirar o CO₂ e deslocar o equilíbrio para favorecer a produção de hidrogênio (SOLTANI et al., 2021).

De modo geral, os sistemas baseados na absorção por aminas tendem a apresentar menores custos operacionais em larga escala, enquanto os sistemas baseados em adsorventes podem ser mais interessantes em média e pequena escala devido à sua menor complexidade (SUBRAVETI et al., 2021).

O uso de membranas para separação se vale da diferença de pressão e/ou concentração, sendo mais adequado aos sistemas de captura pré-combustão. As membranas podem ser orgânicas (ou poliméricas), inorgânicas (cerâmicas ou metálicas) ou híbridas (WANG & SONG, 2020). As membranas poliméricas estão em estágio de maturidade elevado, mas tipicamente operam em temperatura abaixo do requerido em processos de pré-combustão. Membranas cerâmicas apresentam baixo custo e elevada resistência química, mas baixa seletividade (GIORDANO et al., 2019). A tecnologia de separação de CO₂ por membranas vem sendo estudada como opção para a remoção de CO₂ na produção de petróleo e gás no Brasil, devido às condições das reservas brasileiras (REIS, 2017).

Há ainda a alternativa de fixação ou absorção do CO₂ por microalgas, que se baseia no elevado desempenho de fotossíntese e alta taxa de crescimento desses organismos (OSMAN et al., 2021).

Todas as técnicas de separação do CO₂ apresentam limitações de eficiência que impedem a captura de todas as emissões do processo, o que impacta na redução de emissões possibilitadas pelo CCUS e, portanto, na intensidade de carbono do hidrogênio azul. A taxa de captura (ou taxa de recuperação do CO₂) sofre um *trade-off* com o nível de pureza exigido para o CO₂ e com o nível de uso de recursos. Isso implica que, em vez de se buscar a maximização da taxa de captura, pode-se otimizar o custo específico de captura, ou seja, o custo por quantidade de CO₂ capturado, desde que a corrente de CO₂ cumpra os requisitos de qualidade.

De forma geral, nas plantas de hidrogênio azul, supõe-se a combinação otimizada de técnicas específicas de captura de CO₂ com outras técnicas de separação do hidrogênio, sendo a rota mais madura a absorção do CO₂ adicionada anteriormente à unidade de PSA – ainda que a PSA e outras técnicas emergentes possam realizar a separação de ambos simultaneamente. A técnica de absorção focalizada na captura do CO₂ não remove impurezas do gás de síntese como CO e CH₄, portanto não produz diretamente hidrogênio de alta pureza (VOLDSUND, JORDAL & ANANTHARAMAN, 2016).

3.2. Utilização do CO₂

A utilização do CO₂ corresponde à sua aplicação para fins produtivos, sendo uma alternativa de destinação das emissões capturadas nas plantas de hidrogênio azul. Para se referir à cadeia de captura e utilização do carbono, adota-se a sigla CCU (do acrônimo em língua inglesa *Carbon Capture and Utilization*). O termo “reciclagem de carbono” também é encontrado para se referir à utilização de CO₂ (ARESTA, DIBENEDETTO & ANGELINI, 2013; WANG et al., 2020).

O aproveitamento do CO₂ não é uma atividade recente. Processos de conversão do CO₂ vêm sendo desenvolvidos desde a segunda metade do século XIX – a síntese do ácido salicílico e o processo Solvay para a produção de carbonato de sódio em 1869 e 1882, respectivamente, e posteriormente a produção de ureia, principal uso atual do CO₂, em 1922 (ARESTA, DIBENEDETTO & ANGELINI, 2013; MAC DOWELL et al., 2017).

Recentemente, a utilização de CO₂ tem atraído a atenção da indústria, de governos, investidores e pesquisadores. O aumento do interesse está ligado à questão climática, e pode ser explicado, entre outros fatores, pela oportunidade de aproveitamento econômico das emissões capturadas, pela substituição de combustíveis fósseis na produção de compostos baseados no carbono, bem como pelos desafios de viabilizar o armazenamento geológico (MAC DOWELL et al., 2017; THE ROYAL SOCIETY, 2017; PALM & NIKOLERIS, 2021). A atenção e os investimentos dos setores público e privado coincidem com o estudo e desenvolvimento de novas rotas e produtos da utilização do CO₂. A diversidade de alternativas tecnológicas, muitas ainda em estágio inicial, resulta em grande incerteza e expectativas conflitantes (PALM & NIKOLERIS, 2021) sobre o papel que a utilização do CO₂ pode realizar, tanto como matéria-prima quanto na redução de emissões. Esse potencial é objeto de diversos estudos (MAC DOWELL et al., 2017; HEPBURN et al., 2019) de avaliação de potencial de rotas e produtos, inclusive para o caso brasileiro (PACHECO et al., 2019).

O consumo global de CO₂ foi de cerca de 230 milhões de toneladas (MtCO₂) em 2015³, principalmente devido à produção de ureia (57%) na indústria de fertilizantes e à recuperação avançada de óleo com 34% (IEA, 2019b). O levantamento de Kamkeng et al. (2021) para 2016 traz valores similares para o consumo na produção de ureia, mas aponta a produção de carbonatos inorgânicos (de cálcio e magnésio) como a segunda maior demanda, de 70 MtCO₂/ano, e EOR como a terceira, de 25 MtCO₂/ano. Outros usos atuais incluem aplicações no setor de alimentos e bebidas, em sistemas de refrigeração e extintores de incêndio, na fabricação de metais e a injeção em estufas para estimular o crescimento de plantas (IEA, 2019b). Cabe notar que a técnica de EOR pode ser considerada tanto uma tecnologia de utilização (CCU) quanto de armazenamento (CCS), de modo que pode ser classificada como CCUS, conforme a definição adotada nesta Nota Técnica. Apesar de incluído nos dados de consumo nesta seção 3.2, o detalhamento da atividade de EOR é realizado na seção 3.3, que trata do armazenamento geológico de CO₂.

Uma forma de classificar as rotas de utilização de CO₂ as divide entre as aplicações que envolvem o uso direto do CO₂ e as que realizam a conversão em outros produtos – ou uso indireto (IEA, 2019b). Apesar de haver usos diretos do CO₂ maduros e outros promissores, a escala potencial dessas alternativas tende a ser pequena (WANG et al., 2020). Por outro lado, a conversão do CO₂ abre uma série de oportunidades como: combustíveis, produtos químicos e materiais que podem ser aplicados em construções (IEA, 2019b).

As tecnologias de conversão do CO₂ se distinguem entre rotas biológicas e químicas. Os processos biológicos podem ser baseados na fotossíntese para a produção de plantas e algas, que posteriormente podem ser convertidos em bioprodutos ou biocombustíveis, ou na fixação de CO₂ não-fotossintética, na qual microrganismos convertem o CO₂ (KAMKENG et al., 2021).

A conversão química, por sua vez, também tem uma série de alternativas. Kamkeng et al. (2021) apresentam sete principais rotas: reforma, hidrogenação, carboxilação, mineralização, eletroquímica, fotoquímica e catálise em plasma.

O principal desafio da conversão química é que a molécula de CO₂ é termodinamicamente estável, tendo natureza inerte: para convertê-la, são necessários o uso de catalisadores, níveis elevados de energia e condições de reação otimizadas (DALENA et al., 2018).

³ Como comparação, as emissões globais de CO₂ em 2020 foram da ordem de 38 bilhões de toneladas (GLOBAL CARBON PROJECT, 2021).

Portanto, a fonte de energia deve ser de baixo carbono para evitar emissões (WANG et al., 2020; KAMKENG et al., 2021), e é possível argumentar que a disponibilidade e atual maturidade de fontes renováveis de energia pode representar um novo paradigma para a utilização de CO₂ (ARESTA, DIBENEDETTO & ANGELINI, 2013).

As rotas mais maduras de conversão química para a produção de químicos e combustíveis são as que geram metano e metanol, ou seja, compostos cuja molécula é formada por apenas um carbono (IEA, 2019b). Uma rota importante para obtê-los é a hidrogenação direta do CO₂, que é a reação com hidrogênio a altas temperaturas na presença de catalisadores (DALENA et al., 2018; KAMKENG et al., 2021).

A produção de metano e metanol a partir de CO₂ tende a custar entre duas e sete vezes mais que a partir de combustíveis fósseis, sendo um dos principais fatores o consumo de eletricidade, correspondendo a cerca de 40% a 70% dos custos de produção (IEA, 2019b).

Devido ao desafio de promover a ligação carbono-carbono, a hidrogenação do CO₂ para a produção de compostos com dois ou mais carbonos tende a ser indireta. Pode-se primeiro reduzir o CO₂ para CO pela reação reversa de *water gas shift* e realizar a hidrogenação do CO por meio da síntese de *Fischer Tropsch*⁴. Outra opção é a reforma do gás natural com CO₂ para a produção de gás de síntese e posterior conversão por *Fischer Tropsch* (WANG et al., 2020; KAMKENG et al., 2021).

Para avaliar os benefícios da utilização do CO₂ para a produção do hidrogênio, é importante notar que não são todos os casos que resultam em redução de emissões de GEE. A não ser em casos de produtos com longa durabilidade, a constatação de que o CO₂ utilizado eventualmente será emitido para a atmosfera implica que os benefícios climáticos surgem da substituição de outro produto – comparação que exige uma avaliação detalhada de ciclo de vida (NAIMS, 2016). Nesse sentido, a Agência Internacional de Energia listou cinco considerações essenciais para avaliar os benefícios climáticos da utilização de CO₂ (IEA, 2020b):

- O tempo de retenção do carbono no produto;
- O produto ou serviço substituído pelo produto a base de CO₂;
- A fonte do CO₂ (de combustíveis fósseis, processos industriais, da biomassa ou do ar);
- O consumo energético na conversão de CO₂ e a fonte dessa energia;
- A escala de oportunidade de utilização do CO₂.

3.3. Armazenamento geológico do CO₂

Na cadeia de captura e armazenamento do carbono (CCS, do acrônimo em língua inglesa *Carbon Capture and Storage*), o armazenamento geológico do CO₂ consiste no último estágio, ocorrendo após a etapa de captura do CO₂ em sua fonte, antes de entrar na atmosfera, e após o transporte dele aos locais de armazenamento – normalmente realizado por gasodutos ou navios, mas também podendo ser efetuado por trens ou caminhões-tanque.

⁴ A síntese de *Fischer Tropsch* é um processo químico catalítico que produz hidrocarbonetos líquidos a partir do gás de síntese, composto de H₂ e CO.

O armazenamento geológico tem por objetivo o sequestro permanente de CO₂ em formações geológicas profundas por um longo período (normalmente mais de 1.000 anos) garantindo que não haja retorno à atmosfera.

Destaca-se, no entanto, que nem todas as camadas e formações geológicas são adequadas ao armazenamento de CO₂. Diferentes tipos de reservatórios geológicos têm sido estudados, apresentando distintos mecanismos físicos e químicos de aprisionamento (*trapping mechanisms*) que permitem o sequestro eficaz de CO₂.

A Figura 7 ilustra esquematicamente alguns dos tipos de reservatórios geológicos considerados para armazenamento de CO₂ que serão abordados em detalhe nesta seção. Os tipos de reservatórios podem ser campos de petróleo e gás depletados, aquíferos salinos profundos, camadas de carvão não-lavráveis, folhelhos negros ricos em matéria orgânica e basaltos, além do uso do CO₂ na recuperação avançada de petróleo EOR e de gás (EGR - *Enhanced gas recovery*).

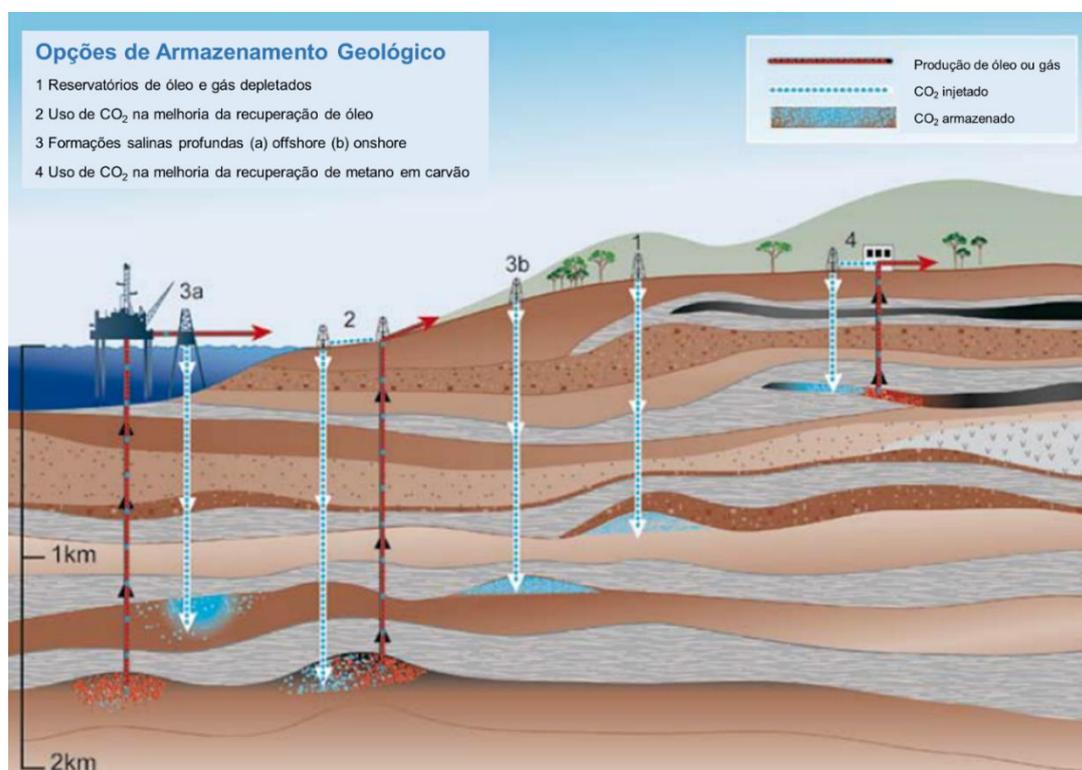


Figura 7. Principais tipos de reservatórios geológicos para armazenamento de CO₂

Fonte: Adaptado de IPCC (2005).

3.3.1. Fundamentos do CCS

O armazenamento geológico, ou geo-sequestro, envolve a injeção de CO₂ em poços, sejam eles pré-existentes ou adaptados, no caso de reservatórios depletados ou exauridos de hidrocarbonetos, ou instalados especificamente para esta finalidade.

O CO₂ pode ser injetado na forma de gás comprimido, líquido ou no estado supercrítico⁵, que é alcançado em condições de temperaturas acima de 31,1 °C e pressão acima de 7,38 MPa (BACHU, 2000). Estudos prévios assumem que o CO₂ atinge o estado supercrítico em torno de 800 m de profundidade (HOLLOWAY & SAVAGE, 1993; VAN DER MEER, 1993). A Figura 8 ilustra o diagrama de fase do CO₂ destacando o campo do estado supercrítico (denso).

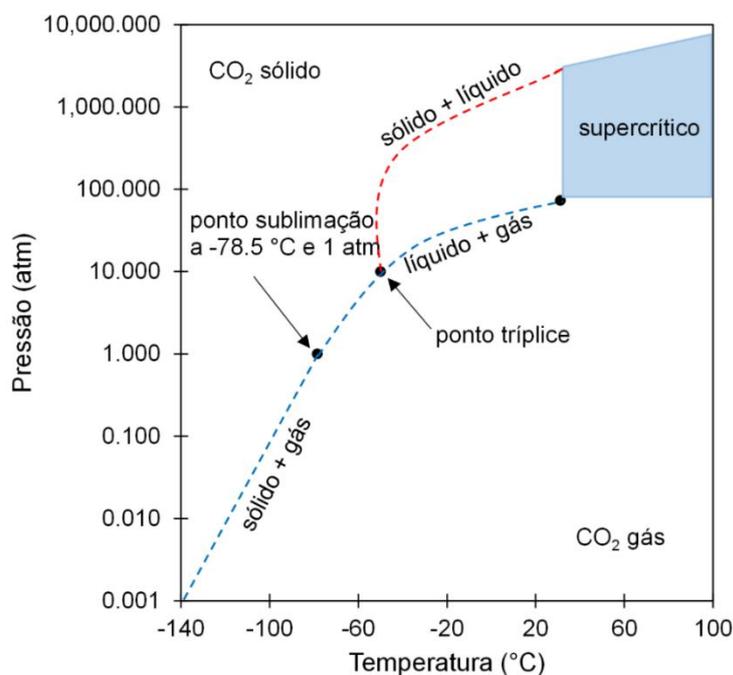


Figura 8. Diagrama de fase do CO₂.

Fonte: Adaptado de BACHU (2000).

A eficiência de armazenamento de CO₂ em uma formação geológica aumenta com o aumento da densidade do CO₂, melhorando a segurança do armazenamento ao se reduzir a força de empuxo (*buoyancy force*). O gradiente de temperatura, que varia em função da profundidade do reservatório, influencia significativamente na densidade do CO₂. Bacias sedimentares com temperaturas mais baixas seriam, portanto, mais favoráveis ao armazenamento de CO₂ (IPCC, 2005). Raza et al. (2019) listam os principais mecanismos de fluxo e transporte que controlam a migração do CO₂ em meios rochosos após a injeção:

- Fluxo de fluido no meio poroso em relação ao gradiente de pressão;
- Fluxo de fluido como resultado de gradientes hidráulicos;

⁵ Segundo Carrilho et al. (2001) quando um composto é confinado em um espaço determinado, gás e líquido estão em equilíbrio entre si. Com elevação da temperatura, as propriedades intrínsecas de ambos convergem para um mesmo ponto até serem idênticas (por exemplo, densidade, viscosidade, índice de refração, condutividade térmica, etc.). Este ponto é denominado ponto crítico, e nele acaba-se a interface gás/líquido, pois a partir deste ponto encontra-se uma única fase supercrítica. Nesse estado, não é possível distinguir entre as fases líquida e gasosa do fluido, e ele adquire propriedades bastante particulares. Fluido supercrítico é, portanto, toda substância que se encontra em condições de pressão e temperatura superiores aos seus parâmetros críticos.

- Pressão de empuxo gerada devido às diferenças entre densidade de CO₂ e dos fluidos de formação;
- Difusão;
- Dispersão e interdigitação (*fingering*) causados pelas heterogeneidades do reservatório e contraste de mobilidade entre CO₂ e fluidos de formação;
- Dissolução do CO₂ no fluido presente no reservatório;
- Mineralização;
- Trapeamento de fase; e
- Adsorção de CO₂ por matéria orgânica.

Os fatores listados acima estão relacionados aos mecanismos de aprisionamento/trapeamento de CO₂ que são distintos em cada tipo de reservatório geológico e podem ser: físicos, incluindo (1) trapeamento estrutural e estratigráfico e (2) residual ou de capilaridade; ou químicos, incluindo (3) trapeamento por solubilidade e (4) trapeamento mineral, conforme a Figura 9.

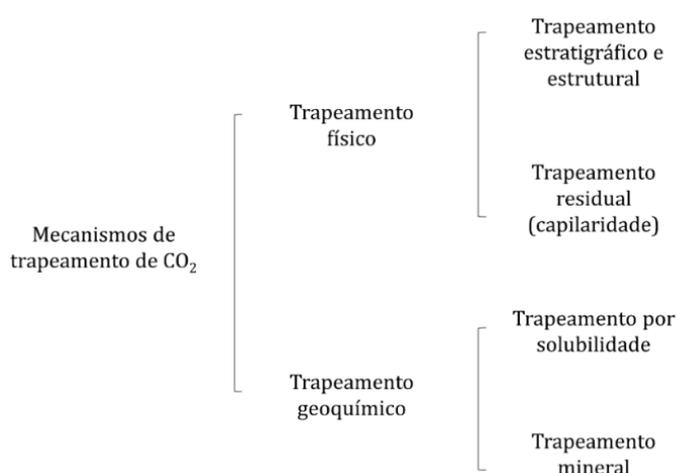


Figura 9. Tipos de trapeamento de CO₂.

Fonte: Adaptado de AJAYI et al. (2019).

O trapeamento estrutural e estratigráfico (1) é similar ao mecanismo que mantém óleo e gás aprisionados nos reservatórios existentes nos campos de hidrocarbonetos. Estruturas geológicas como anticlinais (A), falhas inversas (B), domos de sal (C) e discordâncias estratigráficas (D), que colocam uma rocha selante impermeável sobreposta a uma rocha porosa permeável, são condições ideais para o trapeamento estrutural e estratigráfico de CO₂, como ilustrado na Figura 10.

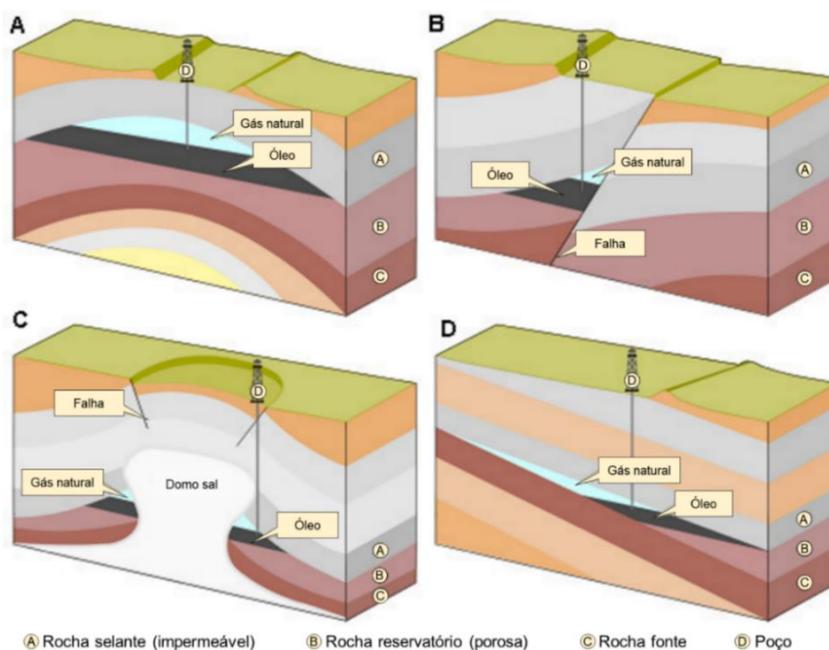


Figura 10. Tipos de trapeamento estrutural e estratigráfico de óleo e gás análogos aos de CO₂.

Fonte: Adaptado de UNIVERSITY OF CALGARY (2021).

Após a injeção, o CO₂ supercrítico tende a migrar nas camadas porosas e permeáveis ascendendo pela diferença de densidade com o fluido do reservatório até alcançar uma das trapas/armadilhas geológicas. Em campos de petróleo e gás depletados, a migração do CO₂ pode ser interrompida por poços abandonados selados com tampões de cimento. Os possíveis riscos seriam vazamentos se houvessem problemas no revestimento e/ou na cimentação dos poços (AJAYI et al., 2019).

O trapeamento residual (2) ocorre quando o CO₂ no estado supercrítico é injetado em aquíferos salinos. Inicialmente o CO₂ desloca a salmoura dentro dos poros por diferenças de densidade e viscosidade gerando espaços que são então preenchidos pelo próprio CO₂ desconectado por capilaridade, que fica então aprisionado como uma fase imóvel (SAADATPOOR et al., 2010). Este mecanismo tende a ser mais eficiente que os demais no curto prazo (BURNSIDE & NAYLOR, 2014), além da vantagem de não haver risco de vazamentos associados às estruturas (AJAYI et al., 2019).

O trapeamento por solubilidade (3) ocorre quando o CO₂ é injetado, tanto na fase supercrítica como na fase gasosa em aquíferos salinos, ele se dissolve na salmoura que passa a se tornar saturada em CO₂ e mais densa. Com o passar do tempo, a salmoura saturada, por ser mais densa do que o fluido do reservatório ao seu redor tende a afundar culminando em um armazenamento seguro.

O trapeamento mineral (4) se refere à incorporação de CO₂ em uma fase estável mineral via reações com matéria orgânica (adsorção) ou com outros minerais do reservatório (ZHANG & SONG, 2014). A dissolução de CO₂ em salmouras gera uma solução ácida que pode dissolver minerais como carbonatos, transportando-os para regiões no reservatório de pH mais alto onde seriam precipitados novamente (PENG et al., 2015). O mineral carbonático recém-gerado captura o CO₂ em uma fase imóvel. Dentre os mecanismos de trapeamento, este é o mais lento para alcançar total efetividade, como mostra o gráfico comparativo da Figura 11.

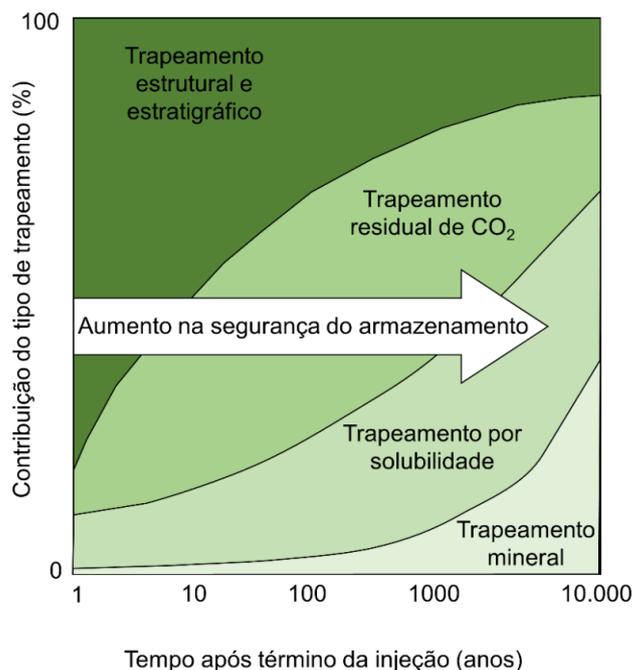


Figura 11. Segurança no armazenamento de CO₂.
Fonte: Adaptado de IPCC (2005).

3.3.2. Tipos de armazenamento geológico de CO₂

Os campos depletados de óleo e gás armazenaram óleo e gás por milhares de anos e possuem dados disponíveis sobre o reservatório, têm poços perfurados e infraestrutura de escoamento. Em termos de desvantagens, deve-se considerar que a capacidade de armazenamento disponível de CO₂ será menor do que a capacidade inicial de hidrocarbonetos produzido devido à necessidade de se evitar pressões excedentes que podem fraturar a rocha capadora e à possibilidade de vazamento através do revestimento e/ou cimentação de poços abandonados. A capacidade de armazenamento estimada varia entre 675 e 900 Gt de CO₂ por projeto (GCCSI, 2021).

A recuperação avançada de petróleo (EOR em inglês) refere-se à injeção de CO₂ em campos maduros ativos para aumentar a recuperação do óleo. Quando injetado, o CO₂ tem a capacidade de reduzir a viscosidade do óleo e reduzir a tensão interfacial e, em alguns casos, tornar-se miscível com o óleo, permitindo o fluxo em fase única. De forma similar, há também a Recuperação Avançada de Gás (GOU et al., 2014). Existem autores, como Cuéllar-Franca e Azapagic (2015), que consideram o uso de CO₂ para a recuperação avançada como um tipo de utilização (CCU) ao invés de armazenamento (CCS). Em 2011, um estudo do IEAGHG estimou a capacidade de armazenamento de CO₂ durante o processo EOR em cerca de 370 Gt de CO₂ (KUUSKRAA et al., 2013). Esta técnica já vem sendo empregada desde a década de 1970, principalmente nos Estados Unidos (EUA), e poderia contribuir para a diminuição dos efeitos do aquecimento global, tendo sido usada em mais de 70 operações em todo o mundo, sobretudo no Texas, no Canadá e na China (AJAYI et al., 2019).

Os aquíferos salinos são reservatórios de água inapropriada para uso humano, agropecuário ou industrial devido à alta salinidade que podem ser alternativas interessantes para o armazenamento de CO₂ por terem capacidade de armazenar capacidades entre 1.000 e 10.000 Gt de CO₂ por projeto (COOK, 2012). Pode envolver até quatro mecanismos de trapeamento (estrutural, estratigráfico, capilaridade ou mineral), nos quais o CO₂ se dissolve no aquífero.

As camadas de carvão não lavráveis também são consideradas potenciais reservatórios geológicos para armazenamento de CO₂. Tratam-se de camadas pouco espessas, profundas, de baixa qualidade e/ou de difícil acesso, ou seja, consideradas não econômicas. No entanto, esta definição ainda é tema de debate, conforme discutido por Corum et al. (2013). O CO₂ armazenado em uma camada de carvão o tornaria inadequado para ser lavrado no futuro, pois neste caso ele liberaria o CO₂, eliminando qualquer benefício ambiental do armazenamento. O armazenamento de CO₂ em camadas de carvão é incentivado devido à possível Recuperação Avançada de Metano (Enhanced Coal Bed Methane – ECBM), gás que pode ser utilizado como fonte de energia. Leitões de carvão têm sistemas de fratura bem desenvolvidos, através das quais as moléculas de gás podem se difundir na matriz e desorver o metano adsorvido. Tem sido demonstrado que o CO₂ pode aumentar a recuperação de metano de 50% para 90% (AJAYI et al., 2019). A capacidade de armazenamento é de 3 a 200 Gt de CO₂ por projeto (COOK, 2012).

O armazenamento em basaltos e outras rochas máficas e ultramáficas considera o trapeamento mineral através de carbonatação como principal mecanismo de retenção de CO₂. Neste caso, o CO₂ injetado em solução aquosa irá reagir quimicamente com alguns minerais que contenham cátions bivalentes como Ca, Fe e Mg para formar novos minerais, como calcita, dolomita e siderita entre outros, ficando retido de forma permanente na estrutura cristalina destes minerais. Os basaltos são rochas com permeabilidade muito baixa, sendo necessária a identificação de zonas hidrologicamente fraturadas e permeáveis ao longo de sua extensão. O potencial de armazenamento de CO₂ em campos geotérmicos hidrotermicamente ativos, hospedados em basaltos, tem sido estudado na Islândia (SNÆBJÖRNSDÓTTIR et al., 2020). É previsto que cerca de 90% do CO₂ injetado seja mineralizado em alguns meses ou décadas (MATTER & KELEMEN, 2009; KELEMEN et al., 2019). O potencial estimado de armazenamento é 60.000.000 Gt de CO₂ por projeto (KELEMEN et al., 2019).

Os estudos em folhelhos negros para armazenamento de CO₂ têm ganhado importância no meio acadêmico por se tratar de rochas com alto teor de matéria orgânica e argilominerais, que são materiais favoráveis à retenção de CO₂ por adsorção. Devido à própria natureza desse mecanismo de trapeamento de CO₂, Rodrigues et al. (2015) destacam que a exigência de camadas geológicas selantes sobrepostas ao reservatório não seriam tão relevantes para o processo de armazenamento em folhelhos ricos em matéria orgânica e em camadas de carvão. Outro aspecto importante é que as camadas de folhelho negro podem conter hidrocarbonetos não convencionais (gás de folhelho - *shale gas* e óleo de folhelho - *shale oil*) (GODEC et al., 2013). Destacam-se na produção de *shale gas*: os Estados Unidos, a Argentina, o Canadá e a China.

As cavernas de sal ou cavidades de sal antrópicas surgem como uma alternativa para localidades offshore e onshore para as quais reservatórios geológicos naturais não estejam disponíveis, ou seja, em locais onde seja necessário a construção de um reservatório. As propriedades geomecânicas da rocha salina oferecem uma série de vantagens do ponto de vista de construção e armazenamento que tornam a solução bastante atraente como, por exemplo, sua característica selante, sua baixa permeabilidade e sua capacidade de auto restauração caso seja danificada ou sofrer rachaduras (DA COSTA et al., 2019).

Basicamente, a caverna é construída pelo processo de dissolução ou lixiviação usando a água do mar. A diluição do sal resulta em uma cavidade de salmoura (mistura de água e sal) que ao longo de sua vida útil é substituída pelo CO₂ pressurizado (estado supercrítico). Pode ser utilizando um poço que serve para construção, injeção e selamento na fase de abandono. Características mais detalhadas da utilização dessa alternativa em conjunto com a produção de hidrogênio azul offshore são apresentadas na seção 3.3.7.

Os oceanos se constituem como alternativa para o armazenamento de CO₂ (IPCC, 2005; BUI et al., 2018; AJAYI et al., 2019), pois estima-se que eles absorveram, de forma natural, aproximadamente 40% do CO₂ antropogênico desde a era industrial (DEVRIES et al., 2017). Esse tipo de armazenamento consiste na injeção de CO₂ a profundidades superiores a 1 km a partir de navios ou plataformas offshore. Nessa profundidade o CO₂ é mais denso do que a água, o que levaria a sua dissolução e dispersão (IPCC, 2005). O potencial estimado seria da ordem de 40.000 Gt de CO₂ por projeto (LAL, 2008). No entanto, existem preocupações ambientais com relação aos impactos possíveis (SEIBEL & WALSH, 2001), e não há ainda projetos em escala piloto, apenas pesquisas acadêmicas (AJAYI et al., 2019).

A Tabela 2 apresenta os diferentes tipos de reservatórios geológicos para armazenamento de CO₂ e seus respectivos mecanismos de trapeamento.

Tabela 2. Tipos de reservatórios geológicos para armazenamento de CO₂ e mecanismos de trapeamento

Reservatório geológico	Principais mecanismos de trapeamento
Campos depletados de óleo e gás	Estrutural e estratigráfico
Aquíferos salinos	Estrutural e estratigráfico Residual Solubilidade Mineral
Camadas de carvão não lavráveis	Adsorção Estrutural e estratigráfico
Folhelhos ricos em matéria orgânica	Adsorção Estrutural e estratigráfico
Basaltos	Estrutural e estratigráfico Mineral
Cavernas de sal antrópicas	Estrutural e estratigráfico

Fonte: Elaboração própria.

3.3.3. Panorama mundial de projetos CCS em operação

Em 2021, existiam 27 instalações comerciais de CCS em operação no mundo, segundo dados do GCCSI (2021), ilustrados na Figura 12.

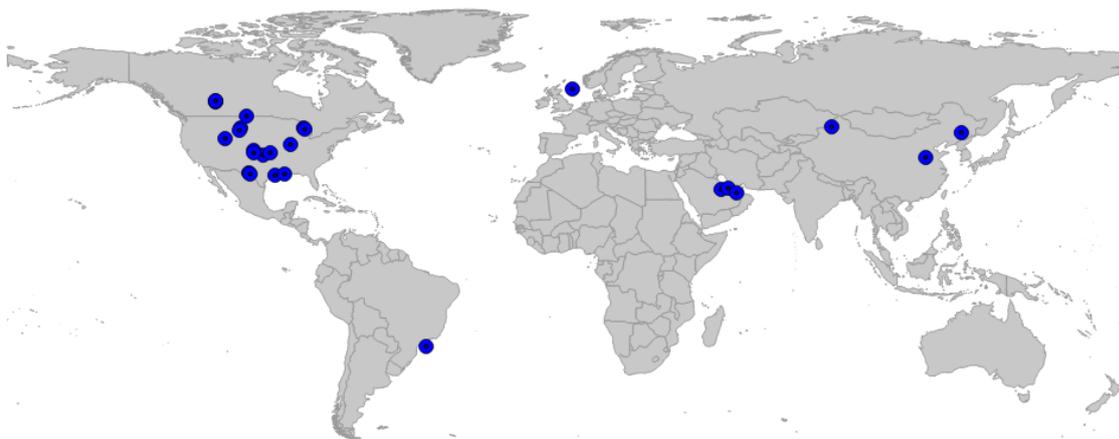


Figura 12. Instalações comerciais de CCS em operação em 2021.

Fonte: Adaptado de GCCSI (2021).

Duas destas instalações estão associadas a indústrias com a produção de hidrogênio: Quest e Air Products.

A Quest, localizada em Alberta, Canadá, adaptou instalações de captura de CO₂ para três reformadores de metano a vapor SMR. Lançada em novembro de 2015, a Quest tem capacidade para capturar aproximadamente 1 MtCO₂/ano. O CO₂ capturado é transportado por meio de um caroduto para o local de armazenamento geológico dedicado (GCCSI, 2021). Em abril de 2021, a Quest anunciou que havia capturado e armazenado mais de 6 MtCO₂.

A Air Products adaptou cada um de seus dois reformadores de metano a vapor SMR, localizados dentro de uma refinaria existente em Port Arthur, no Texas, para separar o CO₂ do fluxo de gás. A capacidade de captura de CO₂ é de cerca de 1 MtCO₂/ano quando as duas plantas estão operando totalmente. O CO₂ capturado é transportado para campos de petróleo no Texas para recuperação avançada de petróleo. Mais de 6 MtCO₂ foram capturadas desde que as instalações entraram em operação, em 2013 (GCCSI, 2021).

Desde 2011, a Petrobras desenvolve sistemas de separação de CO₂ e injeção para a produção de campos de óleo e gás localizados no pré-sal *offshore* da Bacia de Santos. O CO₂ associado ao gás natural é separado e, em seguida, comprimido e injetado em poços para aumento da recuperação de óleo. Em junho de 2021, o desenvolvimento do pré-sal da Bacia de Santos atingiu a marca de 21,4 MtCO₂ injetadas cumulativamente, com 7 MtCO₂ injetados em 2020. A meta do projeto é injetar um total de 40 MtCO₂ até 2025, contribuindo para a evolução tecnológica, redução de custos e demonstração da segurança da tecnologia CCUS (GCCSI, 2021).

Em termos de hidrogênio azul, exemplos de projetos em estágio inicial incluem a produção de hidrogênio do Projeto Pouakai na Nova Zelândia, o projeto Hydrogen Energy Supply Chain na Austrália (planta piloto em construção) e o projeto Hydrogen to Humber Saltend, no Reino Unido (GCCSI, 2021). Os projetos no Reino Unido devem fornecer hidrogênio limpo para ajudar a descarbonizar empresas locais. Todos irão armazenar CO₂ no Mar do Norte, beneficiando-se das economias de escala proporcionadas pelas malhas de escoamento existentes.

Ainda segundo GCCSI (2021), os projetos relacionados ao hidrogênio incluem: (1) Projeto de hidrogênio Saltend da Equinor, acima citado, uma âncora para a rede Net Zero Humber; (2) BP desenvolvendo uma planta de hidrogênio como parte da rede Net Zero Teesside; e (3) Phillips desenvolvendo um projeto de hidrogênio azul na refinaria Humber. A rede Porthos está emergindo como um *hub* de hidrogênio importante. Todas as quatro fontes de captura de CO₂ são usinas de hidrogênio azul operadas pela ExxonMobil, Shell, Air Liquide e Air Products.

Além do desenvolvimento de hidrogênio azul na Holanda, a Air Products anunciou um projeto em Edmonton, Alberta, Canadá. Com base na tecnologia de reforma autotérmica de hidrogênio, a empresa fornecerá à região de Alberta hidrogênio limpo em escala industrial para reduzir as emissões de gases de efeito estufa. O projeto incorpora uma estação de energia movida a hidrogênio para reduzir a intensidade das emissões da rede elétrica local (GCCSI, 2021).

A grande maioria das instalações comerciais de CCS em operação é de EOR, sendo o tipo geológico com maior quantidade significativa de experiência e conhecimento acumulados. Em 2018, 13 das 17 instalações eram desse tipo (BUI et al., 2018), e atualmente são 22 das 27 (GCCSI, 2021). De forma similar, formações salinas profundas têm sido usadas para armazenamento de CO₂ em projetos em escala comercial, incluindo Sleipner CO₂ Storage, Snøhvit CO₂ Storage e Quest (*onshore* e *offshore*). Em contraste, o armazenamento de CO₂ por EGR e o armazenamento em campos depletados não chegaram à operação em escala comercial. E os demais ainda estão nas fases iniciais de desenvolvimento.

Em termos de maturidade técnica *Technology Readiness Level (TRL)*, as alternativas de EOR e em aquíferos salinos atingiram TRL 9, enquanto o armazenamento em campos depletados e EGR estariam em fase TRL 7 (BUI et al., 2018).

3.3.4. Modelagens aplicadas ao armazenamento de CO₂

A modelagem geológica 3D compreende um grupo de métodos usados para representações computadorizadas de qualquer corpo ou superfície geológica em três dimensões (3D) por meio de um software especializado (ex. Petrel, GeoModeller, Leapfrog, GoCAD, Move, Datamine, dentre outros), cujo produto final é conhecido como modelo geológico. Esses modelos são gerados para uma ampla gama de aplicações, incluindo, mas não se limitando a: reservatórios de petróleo e gás, depósitos minerais, plumas de contaminação, aquíferos de água subterrânea, armazenamento subterrâneo de resíduos nucleares, túneis, galerias e outras obras de engenharia subterrâneas.

Modelos de armazenamento de CO₂ são gerados de forma semelhante aos modelos de reservatório de óleo e gás, que consistem na busca por rochas reservatório e selante adequados para o aprisionamento de CO₂. Em aquíferos salinos e campos depletados as principais variáveis de perfis de poços petrofísicos que podem ser visualizados e estimados em 3D são geralmente porosidade, permeabilidade e saturação de água. Em camadas de carvão e folhelhos, a capacidade de adsorção e o carbono orgânico total (COT) são importantes variáveis de interesse. Alguns estudos de caso que exemplificam a aplicação de modelagem 3D no armazenamento geológico de CO₂ estão presentes na literatura (KAUFMANN & MARTIN, 2008; CLAPROOD et al., 2012; ALCALDE et al., 2014; LECH et al., 2016; DE OLIVEIRA et al., 2021).

Os modelos podem ser estáticos ou dinâmicos a depender do tipo de dados que estão sendo representados. Dados estáticos referem-se aos dados geológicos e geofísicos, como dados de descrição de testemunho, dados petrofísicos, porosidade, permeabilidade, dados sísmicos, que são assumidos como constantes durante a injeção de CO₂. Dados dinâmicos variam com o tempo, como por exemplo, saturações de fluido, pressão de fundo de poço (*bottom hole pressure* - BHP), pressão na cabeça de poço (*well-head pressure* - WHP), temperatura, dentre outros.

Em um projeto de avaliação de armazenamento geológico de CO₂ também é utilizada simulação numérica ou modelagem numérica (ISMAIL-ZADEH & TACKLEY, 2010). Segundo Rosa et al. (2006), a simulação numérica é um dos métodos empregados na engenharia de petróleo para se estimar características e prever o comportamento de um reservatório, podendo também ser empregada de forma análoga a reservatórios de armazenamento de CO₂. A simulação numérica é realizada normalmente no estágio posterior à geração do modelo geológico 3D, que já contém os parâmetros geológicos do reservatório. Pode-se, inclusive, fazer uso do modelo geológico 3D gerado previamente, embora esta relação não seja mandatória. Diversos estudos de simulação numérica aplicada ao armazenamento geológico de CO₂ podem ser encontrados na literatura (NAKAJIMA et al., 2014; XU et al., 2019; SUN et al., 2020).

3.3.5. Riscos e monitoramento em armazenamento de CO₂

Os impactos ambientais do armazenamento geológico de CO₂ podem ser divididos em riscos ambientais globais e locais. Os riscos globais surgem pela falta de eficiência do processo de armazenamento de CO₂ e a consequente liberação do gás para a atmosfera. Os riscos locais estão associados ao vazamento de CO₂, que pode resultar em altas concentrações de CO₂ próximo à superfície, dissolução de CO₂ em águas subterrâneas (aquíferos) e efeitos induzidos pelo deslocamento de fluidos com a injeção de CO₂ (atividade sísmica) (ZHANG & BACHU, 2011; RODRIGUES et al., 2015).

Vazamentos locais em grande escala de CO₂ em terra podem resultar em riscos diretos para a saúde, tanto por mortes por asfixia quanto por impactos na saúde ou por exposição prolongada a altas concentrações de CO₂ (GRAUS et al., 2011). Os efeitos do vazamento de CO₂ na fauna e flora locais, entretanto, são menos conhecidos e podem impactar negativamente a ecologia e a agricultura locais (GERARD & WILSON, 2009).

A principal preocupação relaciona-se com a contaminação da água potável e das águas superficiais pelo deslocamento de água salina e/ou CO₂ para os aquíferos. Além disso, a injeção subterrânea de CO₂ pode desencadear eventos sísmicos de baixa magnitude. Embora as probabilidades de ocorrência sejam baixas, é essencial gerenciar com segurança a injeção de CO₂ para garantir a segurança humana e ecológica (GERARD & WILSON, 2009).

Alcalde et al. (2018), com base em uma simulação combinando estimativas quantitativas de retenção geológica de CO₂ na subsuperfície e de vazamento de CO₂ na superfície com resultados de um armazenamento realisticamente bem condicionado em regiões com densidades moderadas de poço, estimaram que existe 50% de probabilidade de que o vazamento permaneça abaixo de 0,0008% ao ano, com mais de 98% do CO₂ injetado retido na subsuperfície por mais de 10.000 anos.

Em um cenário não realístico extremo, onde o armazenamento de CO₂ é conduzido de forma inadequada, estima-se, que mais de 78% serão retidos ao longo do mesmo horizonte de tempo, demonstrando que o armazenamento geológico de CO₂ pode ser uma opção segura de mitigação das mudanças climáticas mesmo nos piores casos, embora o comportamento de longo prazo do CO₂ na subsuperfície permaneça uma incerteza fundamental.

Em relação à migração de CO₂ através de descontinuidades geológicas naturais, como fraturas e falhas geológicas existentes nos reservatórios, os estudos de Miocic et al. (2019) calcularam as taxas de vazamento natural a partir de um paleo-registro de 420.000 anos de migração de CO₂ acima de um reservatório natural de CO₂ no Arizona (EUA), através de datação de carbonatos pelo método U-Th. Os resultados indicam que o vazamento médio ao longo do tempo equivale a uma taxa linear de menos de 0,01%/ano, sendo, portanto, adequado armazenar CO₂ em reservatórios geológicos para fins de mitigação do clima.

As consequências associadas ao vazamento de CO₂ são altamente dependentes da localização do reservatório de armazenamento e de como o país lida com tais incidentes. Por exemplo, o vazamento em reservatórios de armazenamento de CO₂ *onshore* provavelmente afetará um número muito mais significativo de pessoas do que no caso de locais *offshore*. No entanto, o vazamento de CO₂ do mar pode desencadear a acidificação dos oceanos e, conseqüentemente, ter efeitos adversos nos ecossistemas marinhos e na subsistência das populações costeiras (VAN DER ZWAAN & GERLAGH, 2016).

O vazamento de CO₂ de uma instalação CCS provavelmente será um evento gradual, em vez de um vazamento súbito e rápido, e as consequências associadas seriam mais facilmente previstas e remediadas do que no caso de eventos naturais (POP, 2015). Embora isso signifique que a probabilidade de acidentes catastróficos levando a vazamentos extensos e incontroláveis seja extremamente baixa, um grau de incerteza permanece quanto à possibilidade de o CO₂ escapar dos dutos e/ou poços (LAKO et al., 2011). No geral, o risco de vazamento de CO₂ das instalações de CCUS depende significativamente da ação humana e pode ser mitigado pelo monitoramento adequado em tempo real e das medidas de remediação.

O monitoramento é essencial para a implantação segura do armazenamento geológico de CO₂, sendo necessário desde o processo de licenciamento e durante todas as etapas da injeção de CO₂, do planejamento à conclusão. O monitoramento inclui uma caracterização das propriedades do reservatório para selecionar locais adequados com capacidade, injetividade e integridade apropriadas para a injeção de CO₂ de alta pressão (DINO & GALLO, 2009). O monitoramento apropriado inclui: (i) rastrear a localização da pluma de CO₂; (ii) garantir que os poços de injeção e abandonados não estejam vazando; e (iii) verificar a quantidade de CO₂ injetada no subsolo. Além disso, dependendo das considerações específicas do local, o monitoramento pode ser necessário para (iv) garantir que os recursos naturais, como águas subterrâneas e ecossistemas, sejam protegidos e que a população local não seja exposta a concentrações inseguras de CO₂ (BACHU, 2017). Juntamente com os requisitos de monitoramento, é importante quantificar o volume de CO₂ injetado no subsolo para estimar a eficácia do armazenamento.

Recomenda-se as medições de diversos parâmetros, tais como: a taxa de injeção, as composições dos gases e as variações de pressão/temperatura em superfície e no fundo dos poços de injeção. Esses parâmetros servem para ajustar os modelos de reservatório e prever a taxa máxima de injeção e a capacidade de armazenamento (COOPER, 2009; RAZA et al., 2019). Medições sísmicas 4D (3D no tempo) têm se mostrado um método confiável para monitoramento da migração da pluma de CO₂ nos projetos de escala industrial *offshore* de Sleipner e Snøhvit (CHADWICK et al., 2014; JENKINS, 2020). A gravimetria também pode ser útil para fornecer informações complementares sobre a densidade *in situ* de CO₂ e as taxas de dissolução na água de formação, se os dados sísmicos não puderem ser adquiridos devido às limitações orçamentárias (WIPKI et al., 2016; JENKINS, 2020).

3.3.6. Potencial brasileiro para armazenamento geológico de CO₂

Trabalhos iniciais de avaliação de potencial para armazenamento geológico de CO₂ no Brasil incluem avaliação de aquíferos salinos (KETZER et al., 2009; LIMA et al., 2011; DALLA VECCHIA et al., 2020), de camadas de carvão (SOARES et al., 2007; WENIGER et al., 2010; KALKREUTH et al., 2013; SANTAROSA et al., 2013), e folhelhos na Bacia do Paraná (MASULINO, 2020; DE OLIVEIRA et al., 2021; PELISSARI, 2021; ROCHA, 2021), recuperação avançada de óleo na Bacia do Recôncavo (DINO & GALLO, 2009; Câmara et al., 2020), e também nas Bacias de Campos (ROCKETT et al., 2012; ROCKETT et al., 2013) e Santos (MELO et al., 2011; CIOTTA & TASSINARI, 2020; GODOI & MATAI, 2021). Uma abordagem inicial considerando a carbonatação mineral em serpentinitos no Brasil é apresentada por Alves et al. (2013).

Estudos de rede de transporte de CO₂ no Brasil incluem os trabalhos de Moreira et al. (2016), Tagomori et al. (2018) e da Silva et al. (2018).

Revisões com panoramas gerais de CCS no Brasil incluem Beck et al. (2011), Hatimondi et al. (2011), Câmara et al. (2012), Iglesias et al. (2015), e Ketzer et al. (2016), além de mapas regionais de favorabilidade geológica (ROCKETT et al., 2011; MACHADO et al., 2013).

Dois estudos de campo em escala piloto com injeção de CO₂ foram realizados no laboratório denominado Ressacada, em Santa Catarina (FEITZ et al., 2014; MELO et al., 2014; MOREIRA et al., 2014; MOREIRA et al., 2014; OLIVA et al., 2014; MELO et al., 2017a), e no laboratório de Viamão (UFRGS), no Rio Grande do Sul (MELO et al., 2017b; IGLESIAS et al., 2019).

Estudos de caso de CCS na Bacia do Recôncavo considerando EOR podem ser encontrados em Ravagnani and Suslick (2008) e Ravagnani et al. (2009), e para a Bacia de Campos podem ser vistos em Rockett et al. (2012). Além destes, cita-se o estudo de caso de Freitas et al. (2016) como um exemplo de CCU visando produção de ureia a partir de CO₂ do pré-sal *offshore*.

No Atlas Brasileiro de Captura e Armazenamento Geológico de CO₂ (KETZER et al., 2016), as 31 bacias sedimentares brasileiras são classificadas em 3 classes de prospectividade para armazenamento geológico de CO₂: alta, média e baixa. Os critérios para classificação levam em conta: (1) Ocorrência de depósitos de carvão; (2) Produção de hidrocarbonetos; (3) Existência de dados de formações salinas; (4) Capacidade teórica para o armazenamento de CO₂; (5) Existência de campos de petróleo/gás maduros; (6) Fontes emissoras associadas; (7) Existência de infraestrutura de transporte (dutos e terminais).

Assim, destacam-se cinco bacias sedimentares com prospectividade alta para armazenamento de CO₂: Paraná, Campos, Santos, Potiguar e Recôncavo. Também se destacam sete bacias sedimentares com prospectividade média: Parnaíba, Solimões, São Francisco, Espírito Santo, Tucano Central, Tucano Sul e Sergipe-Alagoas. Todas as demais são classificadas com prospectividade baixa, conforme a Figura 13.

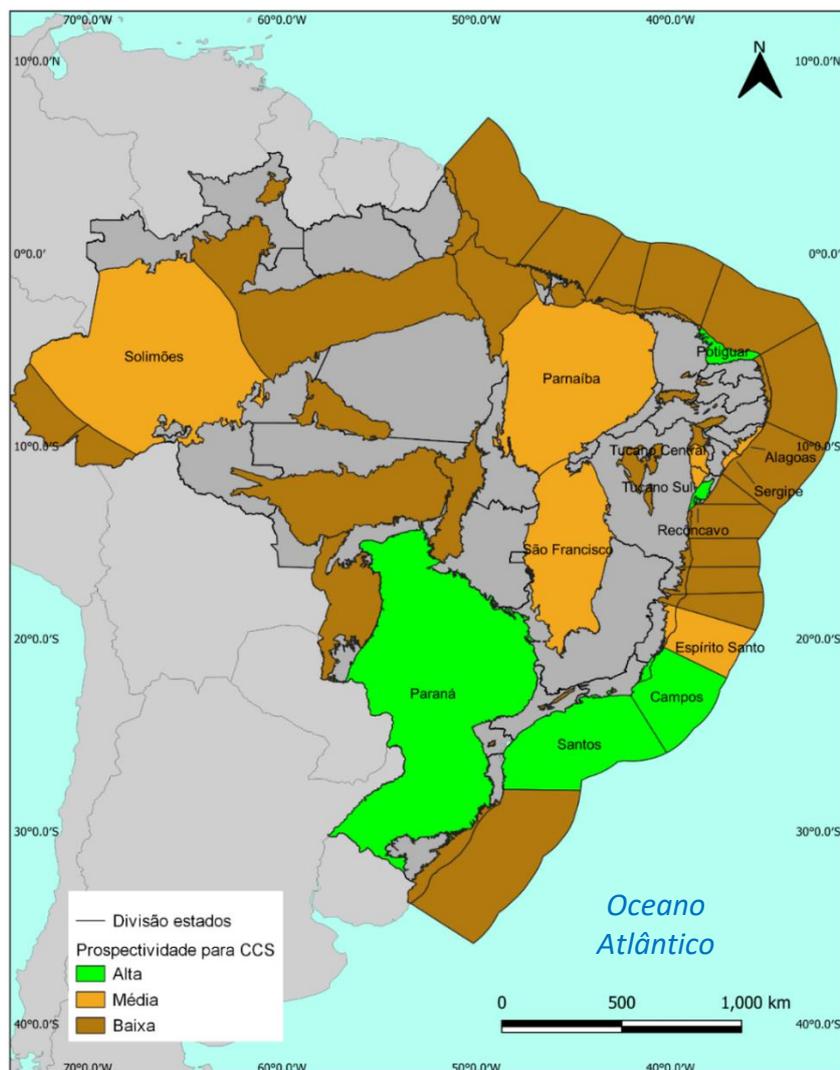


Figura 13. Prospectividade para armazenamento de CO₂.

Fonte: Adaptado de KETZER et al. (2016).

3.3.7. CCUS na produção de hidrogênio azul *offshore*

O hidrogênio azul *offshore* pode ser derivado da produção de petróleo nos casos em que o gás produzido possuir uma alta concentração de CO₂ junto ao metano. A partir do metano é possível produzir o hidrogênio em unidades dedicadas de processamento que devem estar localizadas próximas às unidades de produção de petróleo.

Depois de produzido o hidrogênio deve ser transportado por navios até terminais especializados na costa para entrar na cadeia logística em terra. No entanto, para ser considerado “hidrogênio azul” o carbono excedente da produção deve ser capturado e em seguida reutilizado ou armazenado. A reutilização geralmente está associada à reinjeção do CO₂ nos poços com o intuito de aumentar a pressão e, por consequência, aumentar a recuperação de óleo, ou seja, EOR. O armazenamento pode ser realizado utilizando-se os reservatórios geológicos ou construindo-se novos reservatórios.

Na Figura 14 é apresentado um fluxograma esquemático dos principais produtos envolvidos na produção de hidrogênio azul *offshore*, com CCS em reservatórios construídos na camada de sal e CCUS-EOR em poços produtores.

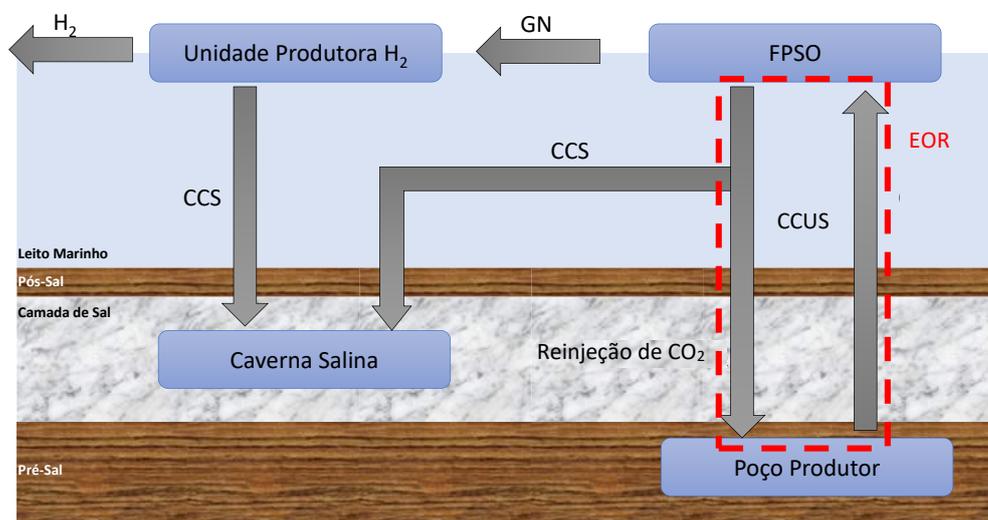


Figura 14. Fluxograma da produção de hidrogênio azul *offshore* com CCUS (CCS e EOR).

Fonte: Elaboração própria.

Sweatman et al. (2011) apresentam um panorama geral das tecnologias atuais, descrevendo os principais projetos comerciais de CCUS *offshore*. Suas conclusões apontam que o CCS e o CO₂ utilizado para EOR são processos viáveis e seguros para projetos *offshore*, que expandem as opções para redução da emissão de gases de efeito estufa, como é o caso do reaproveitamento do gás natural (GN) para produção de H₂, conforme apresentado na Figura 14.

Ozaki et al. (2013) discutem o transporte de CO₂ na cadeia de operação de CCS avaliando a viabilidade da utilização de navios dedicados a esse tipo de gás. Em determinados casos a caverna salina pode estar localizada a uma distância que não permite a injeção de gás diretamente da planta de H₂. Desta forma, uma frota de pequenos e médios navios pode viabilizar o CCUS.

Cavanagh & Ringrose (2014) apresentam as vantagens da injeção do CO₂ nos poços de petróleo (EOR). Essa solução, destacada na Figura 14 é economicamente mais viável do que a construção de reservatórios para armazenar o CO₂, embora a construção de cavernas possa ter capacidades maiores. Os autores apontam que nenhum projeto de CO₂ com EOR possui pegada de carbono negativa e a utilização em conjunto com reservatórios construídos poderia solucionar esse problema.

Fernandez et al. (2016) e Blackford et al. (2020) apresentam uma análise das incertezas nas propriedades do reservatório em conjunto com a variação do fluxo de CO₂ para estimar os prováveis impactos na avaliação dos riscos do CCUS. Algumas das simulações apontam para a segurança do CCS em ambiente *offshore*, uma vez que, mesmo que ocorram pequenos vazamentos, estes não teriam capacidade de causar um grande impacto ambiental, principalmente se considerarmos que o CO₂ armazenado provavelmente já seria liberado no meio ambiente.

Os trabalhos de Dean et al. (2020) e Esposito et al. (2021) discutem as possibilidades de redução de custos das tecnologias de monitoramento e ampliação da automação do processamento e análise de dados, importantes para a implantação segura e eficiente de CCUS *offshore* em grande escala.

Beck et al. (2011) e Iglesias et al. (2015) apresentam um resumo do atual cenário do desenvolvimento de projetos de CCUS no Brasil e destacam a perspectiva do armazenamento geológico com grande potencial para a implementação de CCUS nas unidades produtoras *offshore*.

Com relação à construção de novos reservatórios para armazenamento tanto do CO₂ gerado na produção de hidrogênio como do gás natural contendo CO₂ produzido na unidade produtora, os trabalhos de McCall et al. (2004, 2005) e da Costa et al. (2019) discutem o potencial para usar camadas de sal para tal finalidade. Os trabalhos de Shi et al. (2017) e Londe et al. (2017) discutem os prós e contras de cada alternativa, tendo em vista os aspectos técnicos, econômicos, ambientais e de segurança. Considerando o cenário do pré-sal, o trabalho de Costa et al. (2017) propõe a construção de cavernas na camada de sal com a finalidade de armazenar a grande quantidade de gás produzida na área.

A construção de cavernas salinas deve ser pensada em cenários nos quais a localidade da produção do hidrogênio *offshore* não permita que o carbono capturado seja armazenado em reservatórios geológicos, ou mesmo em poços produtores antigos em fase de declínio. Um poço com dois tubos (injeção e retorno) é perfurado até a camada de sal, a água é injetada até que o sal ao redor do poço se dissolva e se torne salmoura, que é removida pelo tubo de retorno e adequadamente descartada no leito oceânico. Durante o processo de dissolução, juntamente à circulação da água, são necessárias intervenções para verificar a forma geométrica e a estabilidade estrutural da caverna.

Uma vez que a caverna tenha as dimensões desejadas, inicia-se a fase de operação em que a linha de produção de gás está conectada à caverna, e o processo de substituição de salmoura é iniciado. Durante este processo, a pressão interna da caverna e seu preenchimento devem ser monitorados e mantidos dentro de um intervalo seguro. Ao atingir o nível máximo de preenchimento, o sistema entra na fase de abandono. O monitoramento pós-abandono é necessário para evitar a ocorrência de acidentes e de vazamentos.

4. Aspectos Econômicos

Na Nota Técnica Hidrogênio Cinza: Produção a Partir da Reforma a Vapor do Gás Natural (EPE, 2022), foi apresentada uma síntese sobre os principais aspectos econômicos da produção de hidrogênio a partir do gás natural. Focou-se na técnica de SMR para a produção de hidrogênio. Como observado na Seção 2.2, que apresentou a tecnologia alternativa da Reforma Autotérmica do Metano (ATR), esta é encarada por muitos autores com otimismo, devendo mostrar-se vantajosa, especialmente pelas condições mais favoráveis à captura do CO₂, já que permite taxas de captura elevadas. Essa questão é relevante quando se estuda o hidrogênio azul, que tem no CCUS o seu principal diferencial em relação ao hidrogênio cinza.

Entretanto, o processo ATR ainda se encontra em fase emergente do ponto de vista comercial. Unidades operativas relevantes, com uso dessa tecnologia, apenas serão viabilizadas ao longo das próximas décadas. Desta forma, todos os aspectos econômicos tratados nesta Nota Técnica referem-se ao processo tecnologicamente consolidado de SMR. A partir da revisão de projetos internacionais de produção de hidrogênio apresentada pela Agência Internacional de Energia (IEA, 2021a), demonstra-se que esta rota tecnológica permanece dominante e com importantes experiências que já entraram em escala operacional e, portanto, apresenta-se com maior maturidade tecnológica (EPE, 2022).

Como conclusão da citada Nota Técnica do Hidrogênio Cinza, os autores sugerem que as rotas tecnológicas classificadas como hidrogênio azul e cinza ainda devem se manter competitivas até 2035 e 2045, respectivamente (ou mesmo até 2050). Tal conclusão foi ilustrada por figura apresentada naquela nota técnica e replicada aqui (Figura 15).

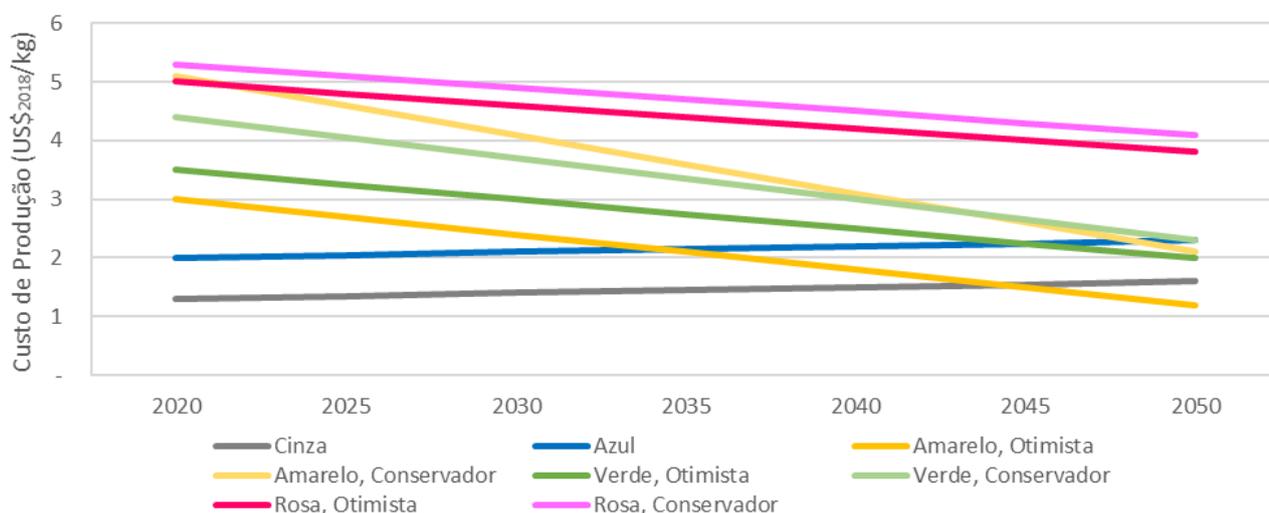


Figura 15. Cenários para o custo de hidrogênio cinza, azul, amarelo, verde e rosa entre 2020 e 2050

Fonte: EPE (2021b).

Observa-se, na Figura 15, um diferencial de custo entre o hidrogênio azul e cinza, que se assume constante até 2050. A diferença tecnológica relevante entre essas duas rotas, que justifica a diferença entre os custos de produção, é a agregação da captura e armazenamento do CO₂ associada à produção do hidrogênio azul.

Nesta seção são apresentados alguns aspectos econômicos envolvidos na estratégia do hidrogênio azul que não foram abordados na Nota Técnica do Hidrogênio Cinza (EPE, 2022). Trata-se, essencialmente, de explicar o diferencial de custo mostrado na Figura 15, dentro da realidade brasileira. Como fica induzido pelo próprio título desta Nota Técnica, que explicita a Produção de Hidrogênio Azul associada às Tecnologias de CCUS, as quais, conforme tratado na Seção 3 do documento, são bastante diversas e abraçam um leque amplo de oportunidades e escolhas tecnológicas, torna-se necessário, primeiramente, delimitar o escopo de análise desses aspectos econômicos. Um olhar mais exaustivo ultrapassaria as dimensões possíveis desta Nota Técnica. Além disso, algumas das oportunidades identificadas na literatura, particularmente para a Utilização (“U”) do CO₂, encontram-se em estágios precoces de desenvolvimento tecnológico e com informações econômicas precárias.

Desta forma, considera-se como determinante analisar os aspectos econômicos referentes à captura e armazenamento do carbono (sem quaisquer referências a seus possíveis usos), com foco exclusivamente dedicado ao armazenamento geológico do CO₂. Em outras palavras, nesta seção, os temas relacionados ao CCS apenas adicionam custos aos projetos. Não são incorporadas quaisquer formas de geração de valor e de receitas econômicas potencialmente advindas da utilização do carbono. Como eventuais facilitadores dos projetos de CCS, analisam-se apenas os potenciais impactos positivos de créditos de carbono, que podem ser transacionados em mercados de carbono. No entanto, não se deve confundir o potencial de geração e comercialização de “créditos de carbono” com “utilização de carbono”. Nesta seção, explora-se a produção de hidrogênio azul e o CCS em ambientes *onshore* e *offshore*.

A introdução de estudo de caso para a produção de hidrogênio azul *onshore* no Brasil se justifica por se constituir em outra possibilidade de monetização de reservas *onshore* de gás natural no país, além daquelas constantes na Nota Técnica que discutiu a monetização de gás natural *onshore* no Brasil (EPE, 2020b). As bacias sedimentares *onshore* são extensas e têm carência de mercados e/ou infraestruturas de movimentação do gás natural (convencional ou não convencional). Mesmo soluções conhecidas por R2W (acrônimo do inglês, *Reservoir-to-Wire*), que produzem o gás *onshore* diretamente para a geração *in situ* de eletricidade, nem sempre encontram condições técnicas e econômicas de se viabilizar, já que a geração termelétrica pode se deparar com restrições de escoamento (transmissão).

A eventual utilização de hidrogênio azul, complementando reflexões já apresentadas na Nota Técnica do Hidrogênio Cinza (EPE, 2022), cria alternativa adicional de valorização do gás *onshore*; neste contexto, será analisado o cenário de produção de hidrogênio azul em pequena escala e voltado para usos finais locais. Neste trabalho não se aprofunda sobre a dimensão econômica do escoamento *onshore* do hidrogênio, que pode ser via dutos dedicados ou em mistura com gás natural, ou através de sistemas de transporte a granel (rodoviário, ferroviário ou hidroviário) em estado liquefeito (conforme tratado na Nota Técnica do Hidrogênio Cinza).

Já a inclusão da produção *offshore* de hidrogênio azul é uma alternativa com elevado grau de inovação e sem grandes experiências internacionais comparativas. Contudo, foi aqui incorporada por se entender que se trata de uma oportunidade que pode ser mostrar relevante para o Brasil, como estratégia alternativa de monetização das reservas gasíferas do pré-sal, além daquelas apresentadas na Nota Técnica que discutiu a monetização de gás natural *offshore* no Brasil e no Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural - PIPE 2021 (EPE, 2020a; EPE, 2021b).

A introdução do estudo de caso da produção de hidrogênio azul *offshore* se justifica pelos elevados volumes de reservas de gás natural estimados para os campos produtores do pré-sal. Este cenário pode propiciar a produção de hidrogênio azul, em unidades flutuantes, que poderão, eventualmente, destinar-se à exportação. Poder-se-á abrir mais oportunidades de comercialização para o gás natural a ser produzido nos campos marítimos, assim como já ocorre com o petróleo bruto. Se bem que, para o acesso a tais mercados de longa distância, há de pesquisar temas sobre as tecnologias de escoamento marítimo do hidrogênio, via navios criogênicos dedicados, que não foram analisados nesta Nota Técnica.

Além disso, deve-se analisar o potencial de redução de custos de captura e armazenamento geológico do CO₂ (resultante da reforma do GN), tanto através da estratégia de sua reinjeção nas formações rochosas do pré-sal, como em soluções alternativas de armazenamento em cavernas, a serem construídas nas camadas de sal do pré-sal (ambas tratadas na Seção 3 deste documento). Para todos os efeitos, estar-se-ia apenas adicionando novas correntes de produção de CO₂ no ambiente *offshore*, que podem receber tratamentos análogos àqueles dedicados às correntes de CO₂ diretamente produzidas após o tratamento do gás natural nas plataformas *offshore* dos campos.

Na construção dos casos, na seção 6 deste documento, adotam-se as mesmas metodologias e premissas apresentadas no estudo econômico para o hidrogênio cinza (EPE, 2022). Em seguida, são identificadas as parcelas adicionais de custo aplicáveis para a produção do hidrogênio azul em ambiente *offshore*, e para a inclusão do CCS, em ambiente *onshore* e *offshore*. Assim, como foi indicado na Nota Técnica do Hidrogênio Cinza, a respeito das estimativas de custo da produção, transporte/distribuição e utilização do hidrogênio propriamente dito, também se deve esperar grandes incertezas e variabilidades nos custos associados ao CCS.

4.1. Aspectos Econômicos da Captura, Transporte e Armazenamento de Carbono

A disparada recente dos preços do carbono é um alerta sobre a ameaça das mudanças climáticas. Isto está impulsionando a melhoria e o desenvolvimento das tecnologias para captura, transporte e armazenamento de emissões de gases de efeito estufa. Entretanto, a maioria dos preços do carbono ainda permanece muito abaixo da faixa recomendada pelo *World Bank's High-Level Commission on Carbon Prices Report (2017)*, de US\$ 40-80/tCO₂ eq, a qual, segundo este relatório, seria necessária para cumprir a meta de temperatura de 2°C do Acordo de Paris. Segundo World Bank (2021), apenas 3,76% das emissões globais são cobertas por um preço de carbono igual ou superior a este intervalo. Preços ainda mais altos serão necessários na próxima década para atingir a meta de 1,5°C.

Acredita-se que o preço em alta da tonelada de carbono no mercado internacional impulse fortemente os projetos de CCS, uma vez que receitas advindas de créditos de carbono, por exemplo, tendem a melhorar a viabilidade econômica desses projetos. Assim, os processos para captura e armazenamento de carbono, que foram concebidos fundamentalmente há décadas e já são extensivamente usados em alguns países e setores, tendem a se tornar mais atrativos. Como ilustrado na Figura 16 a captura pode custar até US\$ 120 por tonelada na produção de cimento e US\$ 100 por tonelada na geração de energia elétrica.

O custo de captura de CO₂ diretamente do ar, em função das baixas concentrações desse gás no ar, ultrapassa facilmente o patamar de US\$ 150 por tonelada. Esses custos dependem fortemente da localização do projeto e da tecnologia utilizada (IEA, 2021b).

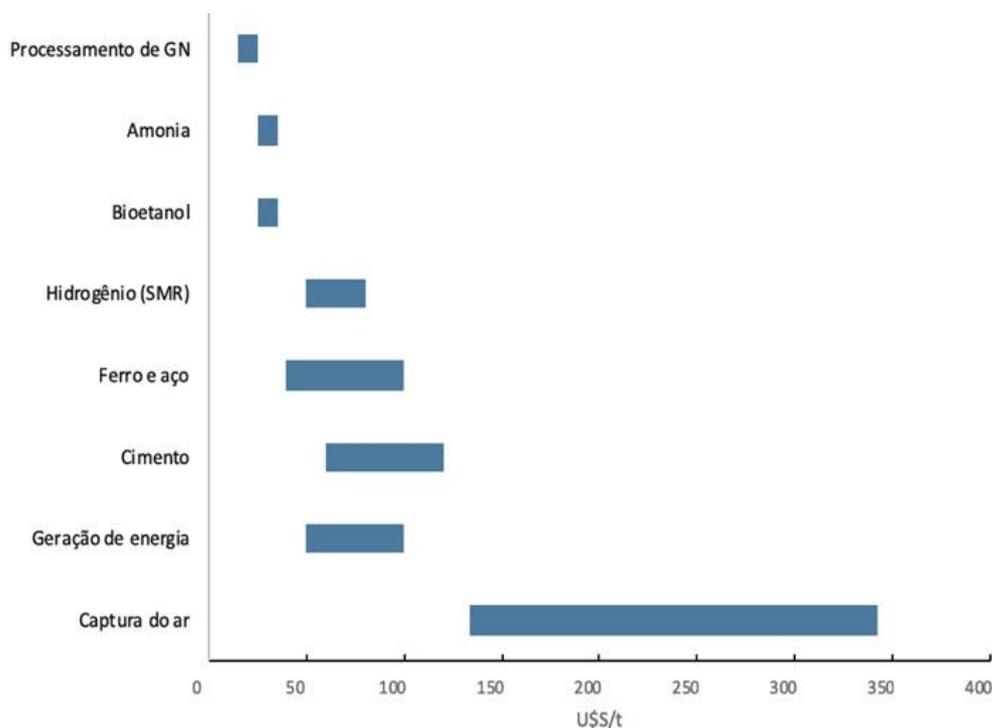


Figura 16. Custo de captura de CO₂ por setor (US\$ 2019).

Nota: No custo de captura está incluído o custo de compressão.

Fonte: IEA (2021b).

De acordo com o *Bank of America Corp*, nesse nível de custo, para alguns setores que usam gás natural, a captura de suas emissões de CO₂ já se pode revelar mais econômica no longo prazo do que o pagamento por licenças para liberá-las na atmosfera (*emission allowances*). Segundo Morison & Etienne (2021), o preço do carbono em 2021 mais que dobrou em relação a 2020, e os preços foram estimados para chegar a US\$ 118 em meados desta década. Assim, a tecnologia de captura e armazenamento se tornará mais atrativa e, provavelmente, com maior difusão em escala global, à medida que governos, em todos os continentes, pressionam os agentes econômicos para se atingir o tão desejado “*net zero*”.

Ainda segundo Morison & Etienne (2021), Samantha McCulloch, chefe de uso e armazenamento de captura de carbono da Agência Internacional de Energia, argumenta que, à medida que projetos de CCUS sejam desenvolvidos e implementados em todo o mundo, haverá um refinamento das tecnologias, em função de curvas decrescentes de aprendizado e eventuais aumentos de escala, que acarretarão a redução dos custos e, conseqüentemente, uma maior competitividade do CCUS. Efeitos similares foram confirmados nas principais tecnologias de geração elétrica renovável e na produção de gás não convencional (por exemplo, *shale gas*).

A Noruega e a Holanda estão liderando o caminho do CCS na Europa, juntamente com o Reino Unido. Em 2021, o governo holandês anunciou que gastará US\$ 2,5 bilhões para o primeiro projeto de CCS de grande escala no continente.

A Noruega está investindo US\$ 1,9 bilhão e o Reino Unido prometeu US\$ 1,4 bilhão na próxima década para criar quatro centros de captura de carbono (*hubs*) (MORISON & ETIENNE, 2021).

Destaca-se que esses três países têm uma história de exploração e produção de petróleo no Mar do Norte, no qual, em vários sítios produtivos, a atividade de produção de óleo e gás encontra-se em declínio. A tecnologia de captura e armazenamento de carbono pode ser a chave para se manter a economia da região, a partir da atualização e redirecionamento de ativos (*revamping*), à medida que as metas climáticas se tornam mais restritas.

Do exposto acima, observa-se que é necessário que o CCUS seja mais competitivo. Para tanto, além da elevação do preço do carbono no mercado internacional, faz-se necessário também o desenvolvimento de novas tecnologias e melhorias daquelas já existentes, para que os custos possam declinar. Nesse quadro, as empresas poderão igualmente fazer uso de tecnologias mais limpas, que contemplem o CCUS, como é o caso da produção de hidrogênio azul.

No que tange ao custo de produção de hidrogênio via rota SMR, este depende fortemente dos preços da matéria prima e energia (gás natural) (EPE, 2022). Por outro lado, para que esse hidrogênio seja produzido via rota azul, vários outros fatores também influenciam em seu preço final, destacando-se os custos de captura do CO₂, que dependem fortemente da concentração de CO₂ nos gases e da tecnologia empregada; os custos de transporte do CO₂, que dependem da quantidade transportada e do modal de transporte; bem como os custos do armazenamento do CO₂, que é fortemente dependente da capacidade de armazenamento da área.

O custo de captura pode variar muito conforme a fonte de CO₂, como mostrado na Figura 16. O valor pode variar de uma faixa de US\$ 15-25/t de CO₂ capturado, para processos que produzem fluxos de CO₂ altamente concentrados, como produção de etanol ou processamento de gás natural, até US\$ 40-120/t de CO₂, para processos com fluxos de gás menos concentrados, como produção de cimento e geração de energia. Algumas tecnologias de captura de CO₂ estão disponíveis comercialmente, enquanto outras ainda estão em desenvolvimento, e isso também contribui para uma grande variação de custos.

No processo integrado de produção de hidrogênio, associada à captura e armazenamento de CO₂, o custo da energia elétrica também influencia de forma significativa no custo final, principalmente se a tecnologia adotada não possibilita a existência de uma unidade de geração que torne o processo autossuficiente. Em muitos casos, é interessante que haja um excedente de energia elétrica, cuja venda auxilia na viabilidade econômica do projeto. Como exemplo, o estudo apresentado em IEAGHG (2017) mostra uma planta de produção de hidrogênio utilizando a tecnologia de reforma de gás natural⁶, com captura, desidratação e compressão de CO₂. Esta planta possui capacidade instalada para produção de aproximadamente 9,0 toneladas por hora de hidrogênio, possibilitando a instalação de uma ilha de potência capaz de gerar o equivalente a 11,7 MW e exportar 0,43 MW. Esses números revelam uma tecnologia intensa no consumo de energia elétrica, impactando negativamente no custo final do hidrogênio azul.

Quanto aos custos de transporte de CO₂, observa-se uma variação em função do modal de transporte (dutos, navios, caminhões); do ambiente no qual está sendo transportado (*onshore* ou *offshore*); da escala (quantidade de CO₂ transportada); da distância até o local de armazenamento; de variações regionais, incluindo distintas qualidades da infraestrutura de transporte, como vias rodoviárias ou ferroviárias; da fonte do CO₂; assim como do nível de pressão e da pureza em que

⁶ Similar à do estudo de caso apresentada nesta Nota Técnica.

se encontra o CO₂ antes do transporte. Os dutos são geralmente a opção de transporte mais econômica na maioria das regiões, embora o transporte marítimo possa ser econômico para transportar CO₂ por longas distâncias. Mesmo dentro da opção dutoviária, há de se analisar as condições de geração e movimentação do CO₂, já que o mesmo pode ser transportado em alta pressão, ou em estado supercrítico ou em estado líquido, conduzindo a equacionamentos econômicos distintos.

Muitos estudos têm se dedicado a avaliar o custo e o desempenho de várias tecnologias de produção do hidrogênio e de captura de CO₂. Menor atenção tem sido dada à avaliação dos custos de transporte e armazenamento de CO₂. Há estudos que avaliam essas etapas de forma integrada, e assumem um único custo para transporte e armazenamento de CO₂, sem considerar as especificidades relacionadas a estas atividades. Grosso modo, este valor é estimado em US\$ 10/t CO₂⁷. Entretanto, os custos de transporte e armazenamento de CO₂ não são fixos, e variam substancialmente em função dos ambientes geográficos, geológicos, distâncias de transporte, escalas (quantidades de CO₂ a serem transportadas e armazenadas), modalidade de transporte, custo de capital, de mão de obra, de materiais e de outros insumos, bem como diferentes estruturas regulatórias, que incentivam ou desincentivam partes da cadeia de valor do CCS (SMITH et al., 2021).

Middleton & Yaw (2018) destacam que os custos de transporte podem aumentar expressivamente se o reservatório inicialmente definido não atender às expectativas e o CO₂ tiver de ser redirecionado para armazenamento em outro sumidouro, localizado em outra área, distante daquela originalmente proposta. Por outro lado, os custos de armazenamento podem se mostrar mais baixos do que o esperado, permitindo, em alguns casos, o transporte do CO₂ por distâncias maiores. Assim, as flutuações nos custos do transporte do CO₂ podem impactar a escolha de um reservatório e vice-versa. Os cálculos econômicos serão realizados caso-a-caso, contrariamente à ideia de se estabelecer um custo de CCS geral e aplicável para todo o país.

Estudos anteriores sugerem que o custo de armazenamento de CO₂ em campos depletados de petróleo e gás é menor do que aquele em aquíferos salinos. Usualmente, esses campos de petróleo e gás já foram pesquisados e, frequentemente, oferecem o potencial de reutilização de infraestrutura existente (ZEP, 2011). Essa realidade foi explorada no estudo de caso *onshore* apresentado na Seção 6. No entanto, a incerteza e os custos associados à verificação da integridade dessa infraestrutura e de seu reaproveitamento para aplicações em CCS podem diminuir (ou mesmo anular) quaisquer reduções de custo antecipadas; pode-se aumentar, por exemplo, os riscos de vazamento de CO₂ pelos poços existentes, em compressores ou mesmo ao longo das tubulações, e, portanto, exigir mais monitoramento, implicando em aumento dos custos.

Uma forma de minimizar os custos de transporte e de armazenamento de CO₂ reside no uso de ativos de transporte e armazenamento compartilhados, que apresentarão um potencial significativo de redução de custos por meio de maiores economias de escala. Em outras palavras, a viabilidade econômica das redes de transporte e armazenamento de CO₂ pode ser fortemente incentivada com o desenvolvimento de polos (*clusters*) de fontes de emissões de CO₂ e *hubs* de armazenamento. No mundo, há vários locais propícios para *clusters* e *hubs* de CCS, que facilitam uma infraestrutura de transporte compartilhada.

⁷ Segundo Smith et al., (2021) o Quinto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) reporta que uma hipótese comum para o custo de transporte e armazenamento de CO₂ é de US\$ 10/tCO₂.

Alguns destes locais são descritos com mais detalhes na Seção 5 (Aspectos Logísticos) desta Nota Técnica. Segundo a IEA (2020b), os Estados Unidos têm buscado a exploração desse conceito através da construção de linhas troncais e rotas no meio do continente e em sua costa no Golfo do México. Desde 2017, em todo mundo, foram anunciados planos de investimento para vários centros de CCS, entre eles, cinco estão nos Estados Unidos, quatro na China e doze em toda a Europa (IEA, 2020b).

Destaca-se que, nos estudos de caso apresentados na Seção 6 desta Nota Técnica, os locais escolhidos para a instalação da planta de produção de hidrogênio azul *onshore* e os locais de armazenamento foram concebidos de forma a poderem compor o embrião de um *hub* de CCS no Brasil. Um desses locais para instalação da planta poderia ser o município de Cubatão (e arredores), no Estado de São Paulo, por ser um *cluster* relevante de indústrias pesadas e possuir um volume significativo de emissões de CO₂, enquanto, na outra ponta, encontra-se o Campo de Merluza, localizado na Bacia de Santos, em águas rasas, conectado ao município de Cubatão via gasoduto. Segundo Ciotta e Tassinari (2020), o Campo de Merluza possui um bom potencial para armazenamento de CO₂, e apresenta níveis baixíssimos de produção de gás nos últimos anos, podendo, eventualmente, ser considerado como um campo depletado e pronto para ser convertido em um *hub* de CCS.

Já no estudo de caso apresentado para a região do pré-sal, nenhuma localidade específica foi definida. Contudo, adota-se o conceito de uma planta flutuante de hidrogênio azul, conectada a um *hub* de armazenamento de CO₂ dentro de um raio de 50 km.

5. Aspectos Logísticos do CCUS

Na Nota Técnica do Hidrogênio Cinza (EPE, 2022) foi apresentada uma síntese sobre os principais aspectos logísticos associados à movimentação de hidrogênio. A Figura 17, extraída desta Nota Técnica, exibe os três modais principais para o transporte/distribuição de hidrogênio: dutoviário, rodoviário e hidroviário. Como ocorre com todos os gases combustíveis, observa-se que o transporte dutoviário, quando se beneficia de economias de escala plenas, apresenta maiores vantagens econômicas. Neste caso, o custo do transporte dutoviário de hidrogênio se mostra semelhante ao do gás natural, embora o hidrogênio seja menos denso, fluindo quase três vezes mais rápido que o gás natural na tubulação (IGU, 2020).

Para o ambiente *offshore*, o modal a granel será fundamentalmente composto por navios criogênicos (que se beneficiam de economias de escala). O transporte do hidrogênio se aproxima, então, daquele do gás natural liquefeito (GNL). As Notas Técnicas do hidrogênio cinza e azul não evoluem em respeito às tecnologias de escoamento e transporte do hidrogênio. Para estas, há de se conceber estudos específicos, contemplando experiências internacionais e trazidos para a realidade brasileira.

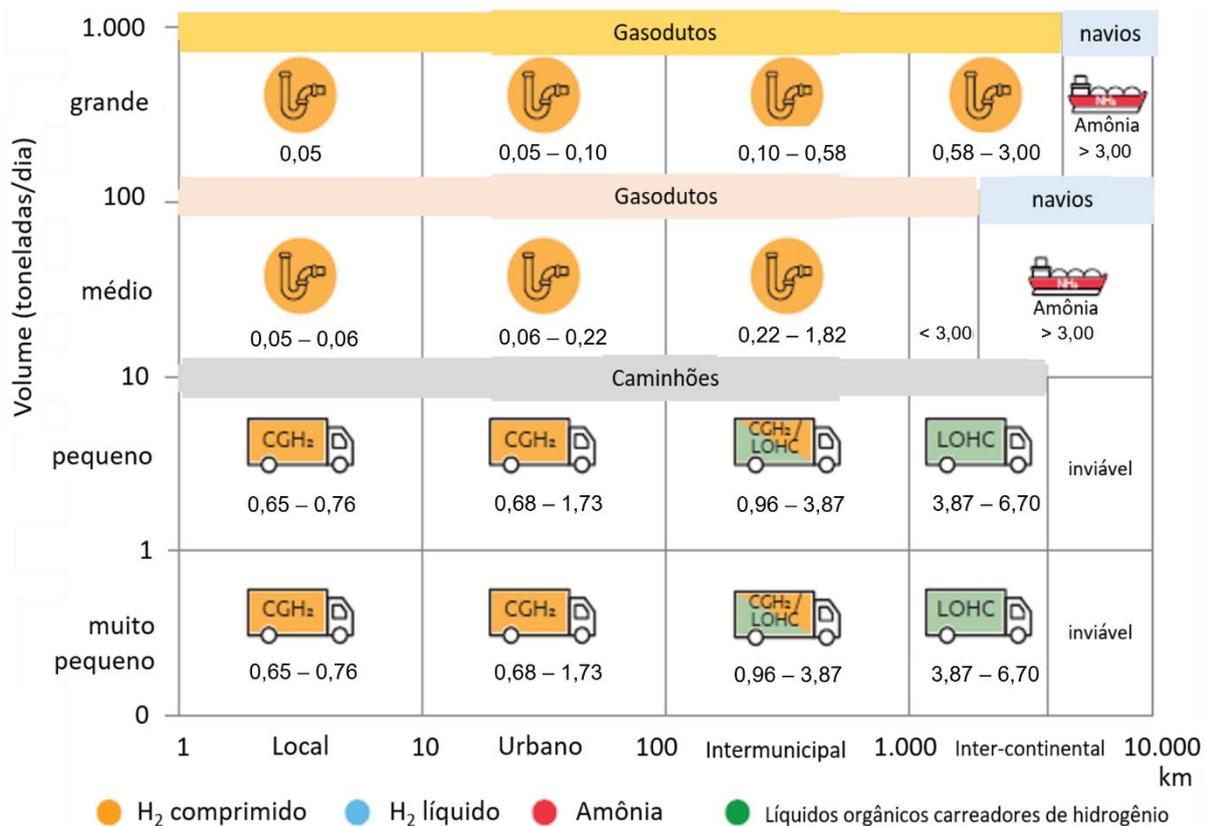


Figura 17. Custos de transporte de hidrogênio com base em distâncias e volumes

Notas: Os custos estão expressos em US\$₂₀₁₉/kg; CGH₂ – gás hidrogênio comprimido; LOHC – líquidos orgânicos carreadores de hidrogênio. Estão incluídos os custos de compressão e estocagem de 20% do volume de gás natural, considerando uma caverna de sal como referência de custo. A amônia foi considerada inadequada para uso em pequena escala por sua toxicidade.

Fonte: EPE (2022).

5.1. Projetos Internacionais de Hidrogênio Azul

Os principais desafios logísticos enfrentados pelos projetos internacionais de hidrogênio azul são a maturidade das tecnologias de CCUS, que ainda se encontram em estágios iniciais, e a limitação da infraestrutura para transporte de CO₂ (Yu et al., 2021). Neste contexto, esta seção avalia alguns dos principais projetos existentes no mundo que produzem hidrogênio a partir da tecnologia SMR, e que posteriormente realizam a captura, transporte, armazenamento e utilização do CO₂. A Tabela 3 lista os projetos estudados, que foram coletados da base de dados da Agência Internacional de Energia (IEA, 2021a). O objetivo aqui é avaliar a localidade, as formas de como o CO₂ é transportado e armazenado e quais os arranjos ou modelos de negócio encontrados para viabilizar a logística de tais projetos.

Tabela 3. Projetos internacionais de produção de hidrogênio azul

Nome do Projeto	País	Data de início anunciada	Produção de H ₂ (Nm ³ /hora)	CO ₂ capturado (ton)
H2morrow	Noruega e Alemanha	2030	328.000	1.900.000
Preem CCS	Suécia	2025	-	-
HyDEMO	Noruega	2025	280.000	-
Teesside collective	Reino Unido	2024	-	680.000
Porthos	Holanda	2023	-	2.500.000
Tabangao refinery	Filipinas	2021	-	-
Nutrien (former Agrium) Fertilizer**	Canadá	2019	-	300.000
Tomakomai	Japão	2016***	-	100.000
Quest	Canadá	2015	-	1.200.000
Port Jerome	França	2015	-	100.000
Port Arthur	Estados Unidos	2013	151.000	1.000.000
Coffeyville Fertilizer Plant**	Estados Unidos	2013	-	650.000
PCS Nitrogen**	Estados Unidos	2013	-	200.000
OCAP	Holanda	2005	-	400.000
Blue Hydrogen Den Helder	Holanda	-	-	-

Notas: ** Produz NH₃ *** Projeto descomissionado em 2019

Fonte: IEA (2021a)

Os projetos expostos na Tabela 3 estão listados em ordem da data inicial prevista, do mais recente para o mais antigo. No entanto, a descrição dos projetos será feita com base em um agrupamento, segundo a natureza dos projetos: primeiramente projetos de captura e armazenamento de CO₂ *offshore*, em seguida projetos *onshore*, e, por fim, projetos de utilização do CO₂. Optou-se também por excluir da análise os projetos Coffeyville, Nutrien e PCS Nitrogen (Tabela 3), por se tratar de projetos de produção de amônia (NH₃), o que fugiria do escopo proposto por esta Nota Técnica. Por fim, sintetizou-se os aprendizados sobre os projetos internacionais em uma nova tabela, descrita com mais detalhes no final desta seção.

5.1.1. Empreendimentos de CCUS *offshore*

O empreendimento Northern Lights, vinculado a uma iniciativa do governo norueguês (*Longship*) e operado pela Equinor, com investimento da Shell e Total, tem intenção de fornecer um serviço de captura, transporte e armazenamento *offshore* de CO₂ resultante de diferentes atividades industriais (EQUINOR, 2019a; EQUINOR, 2022). Diversos projetos industriais europeus, constantes da Tabela 3, pretendem destinar suas emissões de CO₂ oriundas da reforma do metano para este empreendimento, como Hydemo e H2morrow steel. A Figura 18 ilustra a infraestrutura administrada pelo *Northern Lights* e seus parceiros industriais.

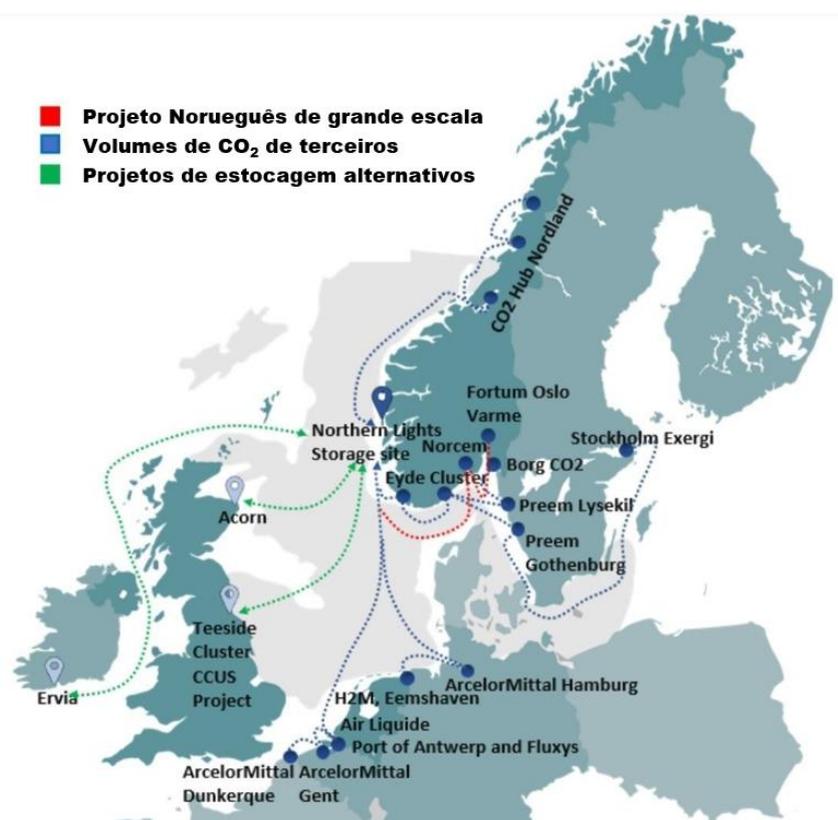


Figura 18. Mapa indicativo dos parceiros do Projeto Northern Lights

Fonte: adaptado de EQUINOR (2019a).

O transporte do CO₂ ocorre por dutos em ambiente *onshore* após a coleta nas empresas até uma planta, no qual é liquefeito. Em ambiente *offshore*, o CO₂ líquido é transportado por navios até o terminal de recebimento em Øygarden, Noruega. Posteriormente, o CO₂ é transportado por meio de dutos *offshore* por 100 km até o poço de injeção submarina. O armazenamento ocorre a aproximadamente 3.000 metros de profundidade abaixo da superfície do fundo do mar da Formação Johansen (NORTHERN LIGHTS, 2021) (NORTHERN LIGHTS, 2022). Um estudo dirigido pela *Norwegian Petroleum Directorate* estimou que os reservatórios na subsuperfície do Mar do Norte norueguês possuem capacidade máxima de armazenamento de CO₂ girando em torno de 80 bilhões de toneladas (NPD, 2021). A Figura 19 ilustra conceitualmente a logística da primeira fase do projeto.

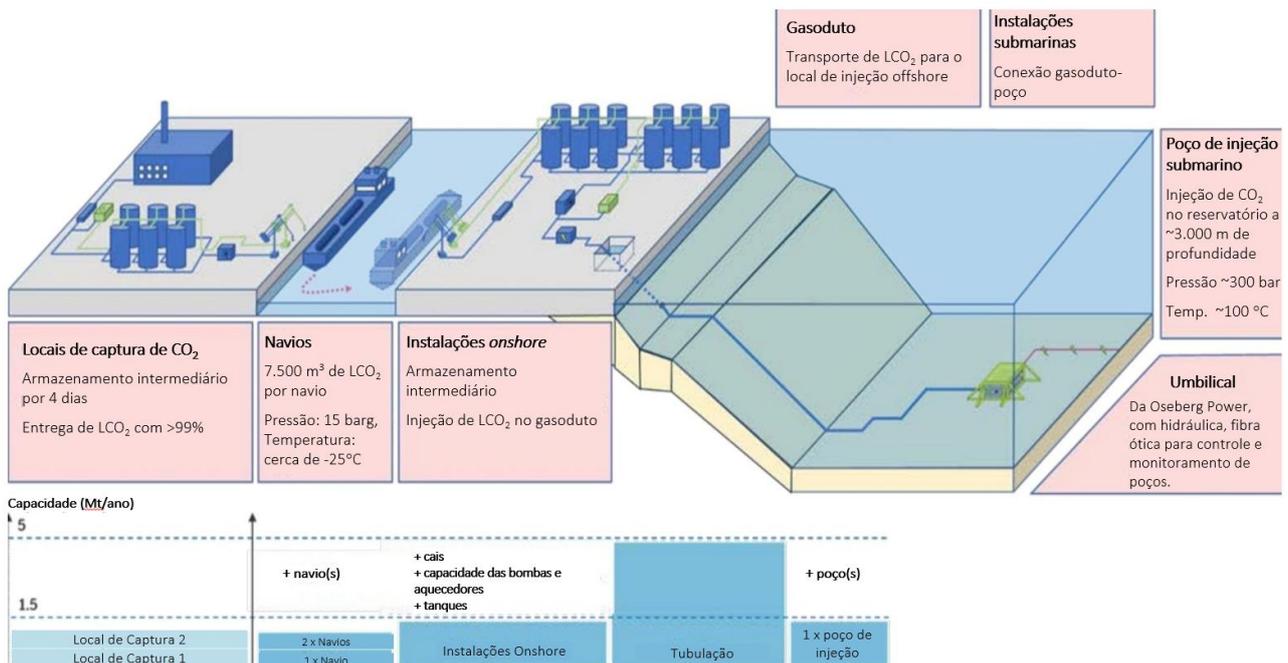


Figura 19. Esquema do conceito da Northern Lights, com as capacidades da primeira fase do projeto

Nota: LCO₂ – CO₂ líquido

Fonte: EQUINOR (2019b).

O projeto de hidrogênio azul HyDEMO, da Equinor, faz parte do empreendimento Northern Light para o transporte e armazenamento do CO₂ emitido, com início em 2026. Neste projeto, o gás natural será produzido em campos offshore na Noruega e transportado via gasoduto para a planta *onshore* Mongstad, na qual o hidrogênio produzido a partir da reforma a vapor do gás natural será fornecido para a indústria e o mercado marítimo. Como já comentado, o CO₂ resultante será transportado e armazenado pela Northern Lights (EIKAAS, 2019) (HAMBORG, 2021). As fontes oficiais do HyDEMO não forneceram as distâncias percorridas pelo gás natural, apenas destacando os dutos como modal utilizado.

Ainda sob o guarda-chuva do empreendimento Northern Lights, o projeto de hidrogênio azul H2morrow steel, conduzido pelas empresas Equinor, Open Grid Europe (OGE) e Thyssenkrupp Steel Europe (tkSE), pretende produzir H₂, com captura e armazenamento de até 11 MtCO₂ por ano, com previsão de início em 2030.

O gás natural utilizado na produção será transportado, via navio de GNL, da Noruega até uma planta de produção de hidrogênio azul na Alemanha, a fim de abastecer a usina siderúrgica Duisburg neste país. O CO₂ emitido será capturado e liquefeito a aproximadamente -50°C, e será transportado por navios até um terminal de recebimento localizado na costa oeste da Noruega (a aproximadamente 1.150 km), para se locomover por mais 120 km por dutos (H2morrow, 2021) (THYSSENKRUPP, 2022).

Outro projeto de hidrogênio azul está sendo desenvolvido pela empresa Preem, que almeja instalar uma planta em grande escala, até 2025, para a captura e o transporte do CO₂ produzido pela unidade de produção de hidrogênio das Refinarias Preemraff Lysekil e Preemraff Gothenburg. Por meio do empreendimento intitulado Preem CCS, o CO₂ capturado e liquefeito será transportado até o porto em tanques criogênicos (por ferrovia), quando capturado na própria refinaria da empresa, e em dutos, ao provir das empresas instaladas no próprio porto. O dióxido de carbono de ambas as fontes será temporariamente armazenado em Gotemburgo pela empresa CinfraCaps, até que possa ser alocado em depósitos porosos na subsuperfície do mar (REYES-LÚA, 2021).

Além das iniciativas citadas anteriormente, pode-se mencionar o Complexo Integrado Teesside Collective (Figura 20), coordenado pela Tees Valley Combined Authority, em parceria com cinco grandes empresas inglesas em Tees Valley, Hampshire – Inglaterra, com previsão de início em 2027. A meta do projeto Teesside é a produção de 1 GW de hidrogênio azul até 2030, com a captura e o transporte de CO₂ oriundo das atividades industriais locais. Seu objetivo é utilizar a infraestrutura já existente de dutos, aumentando gradualmente sua extensão, e auxiliar a região a se tornar uma das primeiras zonas industriais europeias equipadas para o CCS. Dentre as parceiras do projeto Teesside Collective, a BOC Limited é a única que produz hidrogênio por meio do SMR, enquanto as demais fornecem o CO₂ oriundo de outros processos industriais. Além das empresas do Grupo da Indústria (BOC Limited, CF Fertilisers, Lotte Chemical UK, Sembcorp e SABIC), outras menores também estarão conectadas aos dutos e contribuirão para o fornecimento de CO₂ ao sistema (BOC, 2021) (TEES VALLEY, 2022).

Conforme demonstrado na Figura 20, o Complexo de Tees Valley engloba diversas empresas, tais como: estocagem de óleo cru (*crude oil storage*) e de químicos (*chemical storage*), processamento de óleo (*crude oil processing*), geração de energia elétrica por biomassa (*biomass power*) e por resíduos (*waste to energy*), reforma de metano por vapor (*steam methane reformer*), dentre outras atividades industriais potencialmente geradoras de CO₂.



Figura 20. Complexo Integrado Tees Valley.

Fonte: adaptado de ICE (2017).

Adicionalmente, pode-se destacar o projeto Porthos, que é um projeto de captura e transporte de CO₂, a partir da atividade industrial de empresas da área do Porto de Roterdã, incluindo a emissão de CO₂ de quatro plantas de produção de hidrogênio azul, com posterior armazenamento *offshore*. O transporte será feito através de um duto que atravessará toda a área do Porto, na qual as empresas lá instaladas disponibilizarão o CO₂ oriundo de suas atividades. A previsão é que, no início, o projeto seja capaz de armazenar cerca de 2,5 MtCO₂ por ano.

O CO₂ das empresas fornecedoras será transportado por aproximadamente 30 km por meio de dutos *onshore* e comprimido na Estação de Compressão Aziëweg. O dióxido de carbono será transportado via duto *offshore* até uma plataforma localizada a aproximadamente 20 km da costa, sendo então armazenado no reservatório de um campo de gás depletado situado a mais de 3 km de profundidade, no Mar do Norte. A Figura 21 ilustra, de forma simplificada, o caminho percorrido pelo CO₂ do porto ao reservatório (PORTHOS, 2021) (IHS, 2021a) (IHS, 2021b).

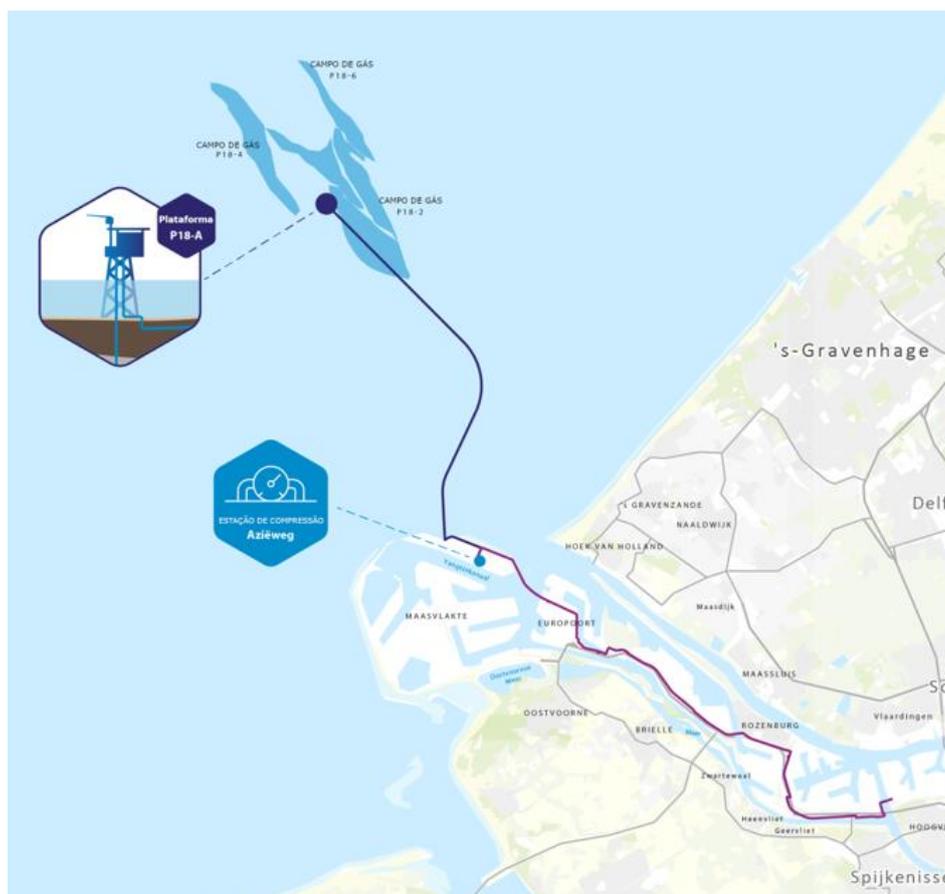


Figura 21. Visão geral da logística do Porthos.
Fonte: adaptado de PORTHOS (2021).

Já no Porto Den Helder, na Holanda, prevê-se em 2027 o início de operação de uma planta de hidrogênio azul com captura e armazenamento de CO₂ em Oostoever, Amsterdã. A existência de infraestrutura de gás natural no Porto, além de sua proximidade aos campos de gás natural do Mar do Norte oferecem vantagens estratégicas para a construção da planta. O projeto de Den Helder faz parte de uma iniciativa de um *hub* de hidrogênio azul chamada Hydroports, coordenada por um consórcio de empresas, como o próprio Porto, além de Groningen Seaports e o Porto de Amsterdam. (PORT OF DEN HELDER, 2020a) (SAFETY4SEA, 2020).

Com relação ao projeto Japan CCS, em 2016, a empresa instalada no Porto de Tomakomai, Japão, iniciou um projeto de CCS com o objetivo de armazenar o CO₂ produzido durante a fabricação de hidrogênio (por SMR) em sua refinaria. Após capturado e liquefeito, o CO₂ era transportado por dutos *onshore* até dois pontos de injeção na costa japonesa: um a 3.025 m e outro a 4.346 m do local de produção de hidrogênio. Cada uma das instalações de estocagem transportava via dutos *offshore* e armazenava o CO₂ em um reservatório diferente: a primeira no arenito da Formação Moebetsu (de 1.000 a 1.200 m de profundidade), e a segunda nas rochas vulcânicas da Formação Takinoue (de 2.400 a 3.000 m de profundidade), conforme mostrado na Figura 22 (JAPAN CSS, 2021).

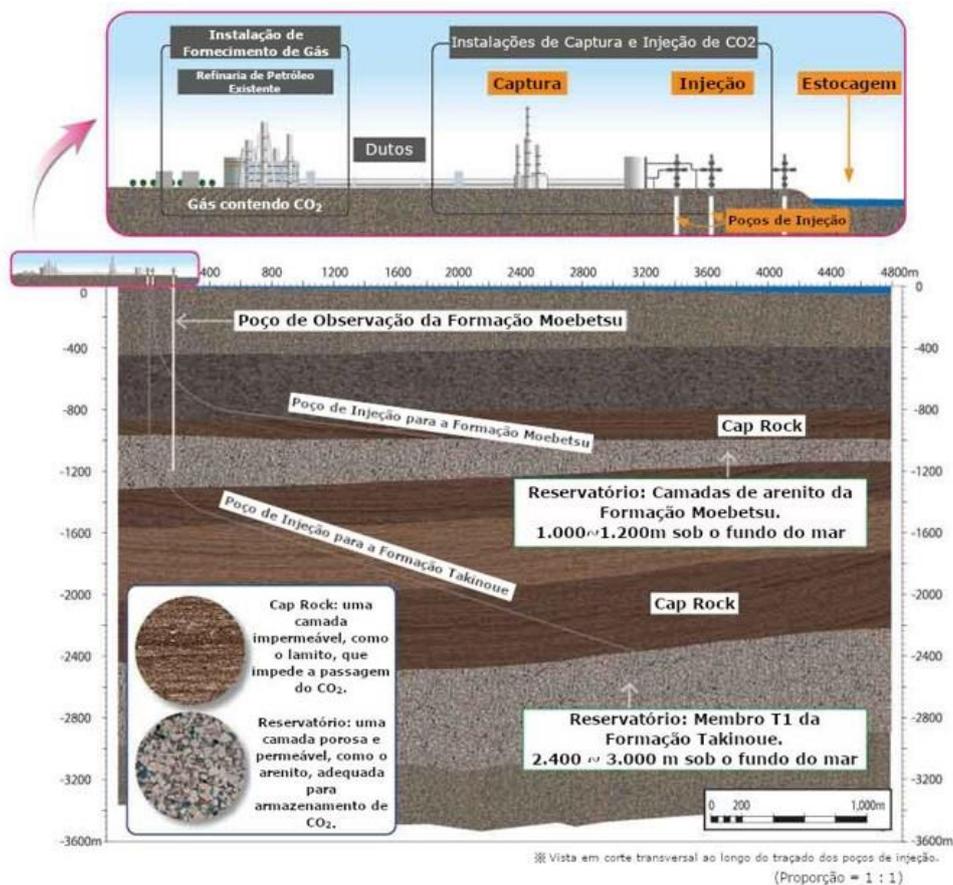


Figura 22. Diagrama esquemático da Japan CCS.

Fonte: adaptado de JAPAN CCS (2021).

Em 2019, o projeto foi descontinuado após ter atingido a marca de 300.000 toneladas de CO₂ injetados. Atualmente, a Japan CCS ainda realiza monitoramentos das atividades sísmicas que ocorrem na região, a fim de estudar os possíveis impactos do armazenamento de CO₂ nas dinâmicas terrestres locais, bem como do comportamento do CO₂ injetado (JAPAN CSS, 2021).

5.1.2. Empreendimentos de CCUS onshore

Com relação aos projetos para estocagem de CCUS em terra, observou-se uma tendência similar aos projetos marítimos. Ao invés de realizar a estocagem em empreendimentos próprios ou dedicados, os produtores de H₂ transportam o CO₂ para formações maiores, que também recebem CO₂ de outros projetos. O número de projetos de produção de H₂ associado ao CCUS onshore é menor em comparação àqueles apresentados na seção anterior, assim como é observada uma concentração regional de projetos na América do Norte, desconsiderando-se os projetos de produção de amônia.

O primeiro a ser mencionado é projeto Quest, desenvolvido pela empresa Shell e iniciado em 2015, que busca produzir hidrogênio para uso em atividades industriais. Localizado na cidade de Fort Saskatchewan, em Alberta, a instalação canadense tem por objetivo, além da produção de H₂ por SMR, a captura e o armazenamento do CO₂ resultante (Figura 23).

Por meio de dutos *onshore*, o dióxido de carbono liquefeito é transportado por aproximadamente 80 km até os pontos de injeção, por meio dos quais é estocado a 2.000 metros de profundidade na camada mais profunda da Bacia Canadense Ocidental. A Shell estima que o potencial de armazenamento de CO₂ na bacia canadense seja de aproximadamente 19.200 MtCO₂ (SHELL, 2010).



Figura 23. Visão geral da logística do projeto QUEST.
Fonte: adaptado de SHELL (2021).

Ressalta-se também o projeto de CCS no Porto Arthur, Texas, EUA, iniciado em 2013, onde o CO₂ é produzido por duas instalações de SMR dentro da Refinaria Valero. Este CO₂ é capturado, liquefeito e transportado via dutos *onshore*, por 19 km, até o sistema de dutos Denbury's Green Pipeline, por onde segue por até 150 km para ser utilizado no processo de EOR nos campos West Hasting e Oyster Bayol (MIT, 2016).

5.1.3. Projetos de Utilização de CO₂

Com relação aos projetos de utilização do carbono, destaca-se a sinergia entre o empreendimento de produção de H₂ com aquele que utiliza o CO₂. Tais projetos requerem considerável coordenação entre os planos de negócios, mas, apresentam ainda assim limitações quanto ao potencial total de captura de CO₂.

O primeiro projeto, desenvolvido pela Shell Philippines, em parceria com a Air Liquide Philippines, com início em 2021, consistiu em atividade de captura e utilização de carbono (CCU), dando ao CO₂ oriundo da produção de hidrogênio na Refinaria Tabangao um destino sustentável

em aplicações industriais, tais como a venda a fabricantes de gelo seco e/ou refrigerantes. As fontes oficiais da Shell Philippines não divulgaram a tecnologia de reforma do gás utilizada (SHELL, 2020).

Outro projeto localizado na Normandia, França, diz respeito a uma instalação de SMR operada pela empresa Air Liquide, que faz parte de um projeto de CCU desenvolvido em Porto Jerome. O CO₂ é capturado durante a fabricação de hidrogênio, por processos criogênicos; após liquefeito e purificado, até ser classificado como próprio para utilização na indústria alimentícia, o CO₂ é transportado por rodovia até clientes da Air Liquide. Tais clientes são principalmente produtores agrícolas, indústria agroalimentar (para congelamento, embalagem ou carbonatação) e grandes distribuidores (transporte e manutenção da cadeia de produtos congelados) (AIR LIQUIDE, 2021).

Por último, pode-se citar o projeto OCAP (*Organic CO₂ for Assimilation in Plants*), que consiste na captura e no uso de CO₂ que opera no Porto de Roterdã, e tem como objetivo a coleta de dióxido de carbono produzido pela produção de hidrogênio na área de Botlek e outras atividades industriais que ocorrem no porto, sua distribuição (via duto *onshore*) e uso em estufas de produção agrícola nas regiões próximas (OCAP, 2018) (OCAP, 2021). A quantidade de CO₂ provido pela OCAP é pequena, suprimindo apenas a demanda no pico da necessidade dos produtores (no verão), que compram o CO₂ da OCAP (ROS, 2014).

5.1.4. Síntese Geral dos Projetos Internacionais

A Tabela 4 sintetiza as informações coletadas referentes à questão logística dos projetos estudados. Em linhas gerais, não foi encontrado nenhum projeto no qual a produção de H₂ por reforma do metano (SMR) ocorre *offshore*. Tal fato caracteriza como inovadora a proposta desta Nota Técnica de realizar o aproveitamento de plataformas para instalação de unidades de produção de H₂ no mar, de modo a facilitar o acesso à matéria-prima (gás natural do pré-sal), assim como a destinação do CO₂ em formações *offshore*.

Tabela 4. Aspectos logísticos dos projetos internacionais e dos estudos de caso da nota

Projeto	Instalação de SMR	Meio de Transporte	Distância*	Destinação do CO₂
HyDEMO	<i>Onshore</i>	Dutos (<i>onshore</i>) e navios (<i>offshore</i>)	120 km	Armazenamento permanente em arenito <i>offshore</i>
Preem CCS	<i>Onshore</i>	Tanques criogênicos (refinaria); Dutos (porto)	450 km	Armazenamento permanente em arenito <i>offshore</i>
Quest	<i>Onshore</i>	Dutos (<i>onshore</i>)	80 km	Armazenamento permanente em arenito <i>onshore</i>
Port Arthur	<i>Onshore</i>	Dutos (<i>onshore</i>)	169 km	EOR e posterior armazenamento permanente em arenito <i>onshore</i>
Japan CCS (Tomakomai)	<i>Onshore</i>	Dutos (<i>onshore</i> e <i>offshore</i>)	3 a 5 km	Armazenamento permanente em arenito e rochas vulcânicas <i>offshore</i>
H2morrow	<i>Onshore</i> (ATR)	Dutos e navios (<i>offshore</i>)	1.270 km	Armazenamento permanente em arenito <i>offshore</i>
Casos Propostos nesta Nota Técnica (Seção 6)				
Estudo de Caso 1	<i>Onshore</i>	Dutos (<i>onshore</i> e <i>offshore</i>)	215 km	Armazenamento permanente <i>offshore</i>
Estudo de Caso 2	<i>Offshore</i>	Dutos (<i>offshore</i>)	50 km	Armazenamento permanente formações rochosas <i>offshore</i>

Nota: * Distâncias aproximadas entre o local de produção de H₂ e CO₂ ao local de estocagem

Fonte: Elaboração própria a partir de EQUINOR (2019a), EQUINOR (2019b), HAMBORG (2021), EIKAAAS (2019); REYES-LÚA (2021); SHELL (2010), MIT (2016), JAPAN CCS (2021); THYSENKRUP (2022) e H2MORROW (2021).

Por outro lado, observou-se uma predominância de projetos que utilizam a infraestrutura *offshore* para armazenamento geológico do CO₂. Tanto os projetos *offshore* quanto os *onshore* utilizam-se do modelo de *hubs*, sendo que as necessidades logísticas incorporam apenas a conexão do CO₂ produzido com as infraestruturas *offshore* existentes. A proposta de estudo de caso de produção de H₂ aqui analisada se alinha com esta prática internacional.

A Tabela 4 também mostra que tanto dutos quanto navios são os modais predominantes no transporte de CO₂. O transporte por navios pode representar um ganho significativo para o transporte em longas distâncias *offshore*. No entanto, qualquer empreendimento necessitará de uma rede mínima de dutos para a injeção do CO₂ na infraestrutura de armazenamento geológico.

6. Estudos de caso

6.1. Introdução

Este estudo de caso foi desenvolvido com o objetivo de estimar o custo de produção de hidrogênio pela rota tecnológica da reforma a vapor de gás natural com captura e armazenamento geológico de carbono em campos depletados. Assim, de acordo com as definições adotadas nesta Nota Técnica, o estudo de caso desenvolvido pode ser classificado como um estudo de CCS do CO₂ resultante do processo de reforma de gás natural.

O estudo de caso desenvolvido considera dois cenários de produção de hidrogênio: um em ambiente *onshore* e outro, *offshore*.

De modo a possibilitar a comparação entre os valores de custo dos empreendimentos de produção de hidrogênio azul e cinza em ambiente *onshore*, este estudo de caso assumiu as mesmas premissas utilizadas na Nota Técnica do Hidrogênio Cinza no que se refere à capacidade instalada, tecnologia e parâmetros financeiros da planta de produção de hidrogênio. Acrescentou-se, portanto, apenas a parte referente à captura, transporte e armazenamento do CO₂ produzido no processo, sem considerar os equipamentos e as estimativas dos custos de utilização do CO₂.

Para o ambiente *offshore* assume-se que a planta de produção de hidrogênio utiliza a mesma tecnologia (SMR) com a mesma capacidade instalada e os mesmos parâmetros financeiros (impostos, taxas e TIR) do ambiente *onshore*. Outras premissas são assumidas tendo em vista as especificidades do ambiente onde a planta será instalada.

Deve-se destacar que, embora no ambiente *onshore* a tecnologia de reforma a vapor já se encontre em um nível de maturidade considerável (estágio comercial), para o ambiente *offshore*, o desenvolvimento tecnológico ainda está em fase inicial (projeto de demonstração). Assim, para este estudo de caso em ambiente *offshore*, algumas das premissas consideradas baseiam-se em informações de estudos de caso da literatura ou na adequação de informações do ambiente *onshore* para o *offshore*.

Destaca-se ainda que este estudo de caso tem como premissa a produção de hidrogênio azul que substitua 100% do gás natural para uma demanda energética de 9,4 Gcal, considerando o poder calorífico superior do hidrogênio igual a 2.796 kcal/m³. A vazão de hidrogênio necessária para suprir essa demanda energética é de 3,36 milhões de m³/dia (276,7 ton/dia)⁸ de hidrogênio obtido a partir da reforma a vapor de uma vazão de 1,28 milhão de m³/dia de gás natural⁹.

É importante citar que vários cenários relacionados ao modal de transporte e de local de armazenamento do CO₂ poderiam ser estudados tanto para produção *onshore* como *offshore*. Entretanto, para este estudo, definiu-se que a produção de hidrogênio em ambiente *onshore* será instalada no município de Cubatão/SP e o CO₂ será transportado via dutos existentes até o Campo de Merluza, onde será feito seu armazenamento geológico. Quanto ao ambiente *offshore*, o hidrogênio será produzido em um campo de petróleo e/ou gás natural na Bacia de Santos, na área do Pré-Sal e, o CO₂ transportado por dutos até a um campo depletado próximo, onde será armazenado.

⁸ Assumindo a massa específica do hidrogênio igual a 0,08235 kg/m³.

⁹ Assumindo a produtividade específica de 217,8 t H₂/MMm³ de gás natural reportada na Nota Técnica do Hidrogênio Cinza.

Também é importante citar que a definição da localização da planta de produção de hidrogênio e de armazenamento geológico, tanto no ambiente *onshore* como *offshore*, considerou a possibilidade do aproveitamento de infraestruturas existentes com o objetivo de reduzir o valor do CAPEX necessário.

Em relação à qualidade do gás natural, tanto no ambiente *onshore* como *offshore*, foi considerado que este é composto de metano puro na corrente de entrada da planta de reforma de gás natural. Para a determinação do custo de produção do hidrogênio azul, relacionado às capacidades instaladas estudadas na Nota Técnica do Hidrogênio Cinza, foi necessário estimar os custos de capital (CAPEX) e operacionais (OPEX) das unidades de captura, transporte e armazenamento de CO₂ em função da capacidade da planta de produção do hidrogênio. Em relação ao custo da planta de produção do hidrogênio, é assumido que, para o ambiente *onshore* este é o mesmo que o estimado na Nota Técnica de Hidrogênio Cinza; quanto ao ambiente *offshore*, o valor do CAPEX da planta de produção de H₂ foi multiplicado por um fator igual a 2 (Turton et al., 2012).

A estimativa do CAPEX da planta de captura e do sistema de transporte do CO₂, desde o ponto de produção até o seu armazenamento, foi realizada utilizando-se os valores de literatura. Para cada uma das fases, os valores de CAPEX identificados foram atualizados para as capacidades estudadas, bem como para o ano de 2020.

Quanto aos valores de OPEX e custo de abandono (ABEX), estes são estimados como uma porcentagem em relação ao CAPEX. Destaca-se que estas porcentagens foram estimadas considerando a experiência dos autores em atualizações (*upgrade*) de plantas industriais.

Destaca-se ainda, que dentro da Matriz de Classificação de Estimativa de Custos para Processos Industriais (AACE® *International Recommended Practices*), os valores do estudo de caso podem ser classificados na Classe 5 com margem de incerteza de -20% a -50% e de +30% a +100%, dada a complexidade tecnológica do estudo de caso, o uso de informações de referência, os riscos envolvidos e, principalmente devido à maturidade técnica da tecnologia de armazenamento geológico em campos depletados estar no TRL 7 (demonstração em protótipo) conforme BUI et al. (2018).

6.2. Ambiente *onshore*

No ambiente *onshore*, além das premissas assumidas no Estudo de Caso da Nota Técnica do Hidrogênio Cinza, assume-se também as seguintes premissas adicionais:

- Tecnologia para captura de CO₂: Absorção de CO₂ em MEA (Monoetanolamina).
- Tecnologia de purificação de hidrogênio: PSA.
- Localização da planta de reforma de gás natural: Município de Cubatão/SP.
- Armazenamento de CO₂: Reservatórios no Campo de Merluza.
- Transporte de CO₂: Dutos existentes que foram utilizados para escoar a produção do Campo de Merluza até Cubatão.
 - Matéria-prima: Gás natural proveniente da malha de transporte.
 - A planta produz toda energia elétrica que necessita sem geração de excedentes.

É premissa também neste estudo que o duto que transportará o CO₂, desde o ponto de captura até o ponto de injeção no reservatório, possui vida útil suficiente para suportar este projeto.

Uma breve justificativa de cada premissa assumida é feita nos itens que apresentam os custos de produção do H₂, captura, transporte e armazenamento de CO₂.

6.2.1. Custo de produção do H₂

A metodologia e os parâmetros utilizados no estudo econômico de produção de hidrogênio azul *onshore* correspondem a quatro cenários de capacidades de produção equivalentes a 20, 100, 500 e 1.000 toneladas/dia. Os parâmetros utilizados e os resultados são apresentados na Tabela 5 e na Tabela 6, respectivamente. Os custos de produção do hidrogênio são apresentados em função da capacidade de produção da planta e do preço do gás natural.

Destaca-se que os valores das Tabelas 5 e 6 são os provenientes da Nota Técnica do Hidrogênio Cinza uma vez que um dos objetivos do estudo de caso deste presente trabalho é o de identificar a magnitude do custo de captura, transporte e do armazenamento geológico do CO₂ em relação à produção do hidrogênio cinza.

Tabela 5. Parâmetros utilizados no fluxo de caixa descontado (simplificado) para a unidade SMR

Parâmetro	Unidade	Valor
Gás natural como matéria prima	ton/h	26,2
Gás natural como combustível	ton/h	4,3
Gás Natural total	ton/h	30,5
Duração do Projeto	Anos	30
Tempo de Construção	Anos	3
Vida útil do Projeto	Anos	25
Desembolso		
1º ano		20
2º ano	%	45
3º ano		35%
Produtividade específica de H ₂	t H ₂ /MMm ³ de gás natural	217,8
Custo do gás natural	US\$/MMBtu	4; 6; 8; 10; 12
CAPEX		
20 ton H ₂ /dia		25,6
100 ton H ₂ /dia	MMUS\$	89,7
500 ton H ₂ /dia		314,2
1.000 ton H ₂ /dia		539,1
OPEX	% do CAPEX a.a.	4,7

Fonte: EPE (2021b)

Tabela 6. Custos de produção de H₂ em relação à capacidade da planta e ao preço do gás natural

Capacidades da planta (ton H ₂ /dia)	Preços do gás natural (US\$/MMBtu)					Custos do H ₂ (US\$/MMBtu)
	4	6	8	10	12	
20	13,08	16,09	19,10	22,11	25,12	
100	10,96	13,98	16,99	20,00	23,01	
500	9,48	12,50	15,51	18,52	21,53	
1.000	8,99	12,00	15,02	18,03	21,04	

Fonte: Adaptado de EPE (2021b)

6.2.2. Custo de captura do CO₂

A tecnologia utilizada para a captura de CO₂ é o de absorção em monoetanolamina (MEA). A configuração conceitual da unidade de produção de hidrogênio e captura de CO₂ é a apresentada na Figura 24. A configuração foi definida por apresentar alta eficiência de captura de CO₂ (90%) e o hidrogênio resultante ser de alta pureza (99,9%), conforme mostra Collodi et al. (2017).

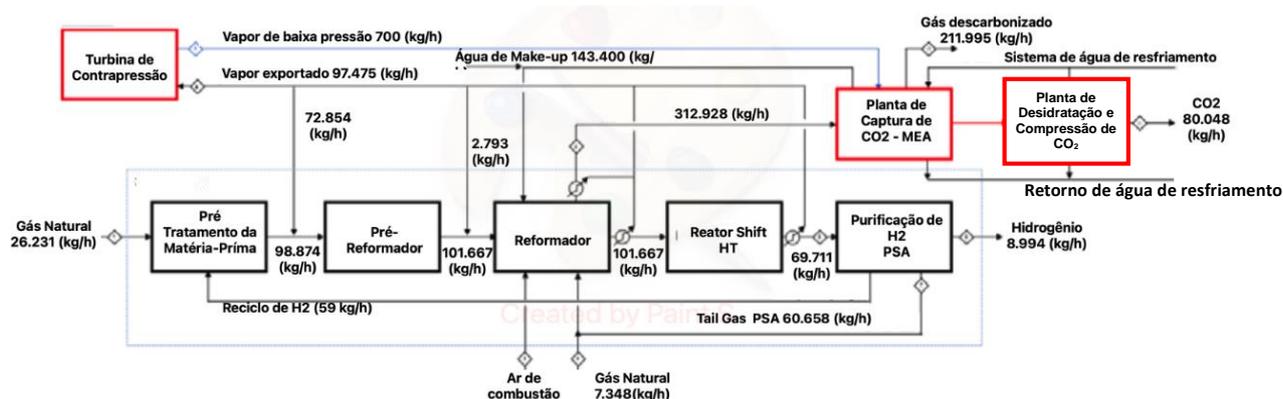


Figura 24. Diagrama de fluxo simplificado do processo de produção de hidrogênio e captura de CO₂
Fonte: Elaboração própria a partir de IEAGHG (2017).

Os valores de CAPEX e OPEX determinados para cada capacidade instalada consideraram as unidades de absorção de CO₂ em MEA (captura), desumidificação e compressão. Eles foram obtidos a partir dos valores do estudo de caso reportado no IEAGHG (2017), corrigidos para a temporalidade e capacidade instalada utilizando as equações e fatores de correção recomendados pela EPE (2018). Quanto ao OPEX, segundo o mesmo estudo, o custo fixo anual representa 1,5% do total do CAPEX e os custos variáveis 1%. A Tabela 7 apresenta os parâmetros utilizados para compor o custo de captura de CO₂ neste estudo.

Tabela 7. Parâmetros do fluxo de caixa descontado (simplificado) para a unidade captura de CO₂

Parâmetro	Unidade	Valor
Produção específica de CO ₂	t CO ₂ /t H ₂	8,9
Eficiência de remoção de CO ₂	%	90
Captura específica de CO ₂	tCO ₂ /t H ₂	8,0
CAPEX		
Produção de H₂	CO₂ capturado	
20 ton H ₂ /dia	160 ton CO ₂ /dia	MMUS\$ 128,6
100 ton H ₂ /dia	801 ton CO ₂ /dia	337,8
500 ton H ₂ /dia	4.020 ton CO ₂ /dia	887,4
1.000 ton H ₂ /dia	8.010 ton CO ₂ /dia	1.345,0
OPEX		
Manutenção	% do CAPEX a.a.	1,5
Produtos químicos, catalisador etc.	% do CAPEX a.a.	1,0
ABEX - Custo de abandono	% do CAPEX	5

Nota: Ano de referência 2020; 1 US\$= R\$ 5,24

Fonte: Elaboração própria a partir de: IEAGHG (2017); EPE (2018) e EPE (2021b).

6.2.3. Custo de transporte do CO₂

Neste estudo de caso é assumido como premissa que o gasoduto para transporte de CO₂ pode, em grande medida, ser planejado e construído da mesma forma que os gasodutos de transporte de gás natural. Essa hipótese pode ser aplicada tanto a dutos *onshore* como *offshore*, entretanto, cuidados com os teores de umidade são de suma importância, uma vez que o CO₂ pode ser altamente corrosivo em presença de água.

Assim, partindo-se da premissa que é possível utilizar um gasoduto que transporta gás natural para transportar CO₂, definiu-se que o transporte do CO₂ ocorrerá desde o ponto de produção (Município de Cubatão) até o ponto de armazenamento (Campo de Merluza). Considerou-se, ainda, as informações discutidas no capítulo de logística para a estimativa do custo de transporte do CO₂ neste estudo. Portanto, foi previsto que no gasoduto que transportará o CO₂ até Merluza seja instalada uma estação de compressão antes de o duto entrar no ambiente *offshore* com o objetivo de manter o CO₂ no estado denso. Esse gasoduto possui 16 polegadas de diâmetro e comprimento de 186,5 km em meio marinho e 28,5 km em meio terrestre.

Segundo estudo do Global CCS Institute (2011), um gasoduto com as características do gasoduto de Merluza tem capacidade de transportar, no máximo, 2,5 MtCO₂ por ano. Nesse estudo, a vazão máxima anual de CO₂ a ser transportada, considerando o cenário de produção de hidrogênio de 1.000 ton/dia, é de 2,63 MtCO₂/ano. Entretanto, se considerado o fator operacional da planta de 0,85, esta vazão atinge no máximo 2,24 MtCO₂/ano, dentro da capacidade máxima do duto selecionado.

Na estimativa do CAPEX é considerada uma parcela de investimentos para verificação da integridade do duto e readequação do mesmo para o transporte de CO₂ como, por exemplo, a instalação de uma unidade de compressão, mudança da instrumentação de controle dentre outras.

A estimativa considera o custo de aquisição e instalação de um sistema de compressão e um valor de contingência para adequações, que representa 30% do valor do CAPEX de um gasoduto novo. Para tanto se utilizarão informações do CAPEX das rotas 5a e 5b, que constam do Plano Indicativo de Escoamento e Processamento de Gás Natural da EPE de 2019 – PIPE 2019 (EPE, 2019). A justificativa para utilizar informações de CAPEX dos dutos previstos para as rotas 5a e 5b reside nas similaridades existentes quanto ao diâmetro e à extensão destes dutos, quando comparados com o duto existente, que liga Cubatão à Merluza.

Segundo dados da EPE (2019), o valor do CAPEX médio das rotas 5a e 5b, corrigidos do ano de 2019 para o ano de 2020, é de 3,23 milhões de dólares/km de duto¹⁰. Quanto à unidade de compressão, é utilizado o custo da unidade de compressão reportado em IEAGHG (2017) como base, cujo valor em Euros foi corrigido pelo fator escala correspondente para cada cenário estudado e temporalmente do ano de 2017 para o ano de 2020.

Quanto ao OPEX anual, KNOOPE et al. (2014) estimaram que seu valor é de 5,5% do CAPEX. Tendo em vista que o OPEX é apresentado como proporção do valor do CAPEX de uma instalação nova, então, a base de cálculo será o valor de CAPEX de um duto novo com 215 km de extensão, tendo como base o CAPEX (US\$/km) das rotas 5a e 5b. É considerado ainda 5% deste mesmo CAPEX para a fase de abandono das operações. A Tabela 8 apresenta os valores utilizados para calcular o custo de transporte do CO₂ a ser armazenado no Campo de Merluza.

Tabela 8. Parâmetros do fluxo de caixa descontado (simplificado) referente ao transporte de CO₂

Parâmetro	Unidade	Valor
CAPEX	MMUS\$	
Para transporte de até 2,5 MtCO ₂ anual		208,3
OPEX	% do CAPEX a.a.	
OPEX (a referência é o CAPEX de um duto novo)		5,5
ABEX	% do CAPEX	
Custo de abandono		5

Nota: Ano de referência 2020; 1 US\$= R\$ 5,24

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2019), IEAGHG (2017) e KNOOPE et al. (2014).

6.2.4. Custo de armazenamento

O armazenamento do CO₂ será feito no Campo de Merluza, que possui uma única plataforma (PMLZ-1) e encontra-se em uma lâmina d'água de 131 metros. Seu sistema de coleta interliga quatro poços direcionais que, juntos, têm capacidade de armazenamento de aproximadamente 50 MtCO₂ (CIOTTA & TASSINARI, 2020). A capacidade de armazenamento da área selecionada está acima da necessidade da planta de produção de hidrogênio.

¹⁰ Os valores do investimento em R\$ cuja data base EPE era 2019, foram corrigidos para o ano de 2020 aplicando-se o índice CEPCI. Após a correção temporal foi realizada a conversão de moeda de R\$ para dólar, ano base 2020. Na conversão foi utilizado um valor médio anual do dólar. 1 US\$ = R\$ 5,24

Cálculos estimativos, considerando apenas as quantidades a serem injetadas, indicam que a área selecionada é capaz de armazenar CO₂ durante 60 anos, até atingir sua capacidade máxima considerando a produção de hidrogênio que atenda à demanda de 9,4 Gcal de energia (aproximadamente 795 mil ton de CO₂/ano) e de 22 anos para a capacidade máxima de produção de hidrogênio de 1.000 ton/dia.

Somado à viabilidade técnica, à capacidade de armazenamento de CO₂ do campo de Merluza e à existência de um duto que liga o campo ao município de Cubatão, os fatos de o campo estar operando desde 1993 e o operador ter hibernado o campo para uma avaliação quanto à continuidade de sua operação foram os pontos que corroboraram para a escolha do Campo de Merluza para o armazenamento do CO₂ neste estudo de caso (PETROBRAS, 2020).

Na composição do valor do CAPEX é previsto um investimento inicial de 20%¹¹ do custo de uma unidade flutuante de armazenamento e transferência (em inglês, *floating production storage and offloading* - FPSO). Esse valor será empregado para avaliar e identificar as readequações necessárias dos sistemas *subsea* e *topside*, bem como implementar as modificações necessárias. Quanto ao OPEX, este será da ordem de 5% do CAPEX. O valor previsto para OPEX também será utilizado para o monitoramento periódico da área de armazenamento com o objetivo de identificar e controlar possíveis vazamentos (IEAGHG, 2011). É previsto também 10% desse mesmo CAPEX para o descomissionamento. A Tabela 9 apresenta os valores utilizados para o estudo econômico (IEAGHG, 2011).

Tabela 9. Parâmetros do fluxo de caixa descontado (simplificado) para o armazenamento de CO₂

Parâmetro	Unidade	Valor
CAPEX	MMUS\$	160,0
Para armazenamento de até 2,5 MtCO ₂ anual		
OPEX	% do CAPEX a.a.	5
Custo de abandono	% do CAPEX	10

Nota: Ano de referência 2020; 1 US\$= R\$ 5,24

Fonte: Elaboração própria a partir de IEAGHG (2011); EPE (2018).

6.2.5. Estimativa do custo do hidrogênio azul em ambiente *onshore*

A partir das informações apresentadas na Tabela 5, na Tabela 7, na Tabela 8 e na Tabela 9, é estimado o custo de produção do H₂ azul utilizando fluxo de caixa descontado. O custo de produção do H₂ azul foi calculado em função da capacidade da planta e do preço do gás natural. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 10. Destaca-se que sobre os valores apresentados nesta tabela, além dos custos de produção do hidrogênio, incidem também os custos referentes aos impostos (IR e CSLL).

¹¹ Valor estimado de uma plataforma FPSO igual a 800 milhões de dólares com capacidade acima de 250 mil barris por dia (MUSPRATT, 2018).

Ressalta-se que, igualmente à Nota Técnica do Hidrogênio Cinza, na composição do custo do hidrogênio azul não foi contabilizado nenhum custo referente à logística do hidrogênio produzido, ou seja, o valor estimado considera apenas o custo de produção do hidrogênio e os custos relativos à captura, ao transporte e ao armazenamento do CO₂ resultante do processo.

Tabela 10. Custos de H₂ Azul em relação à capacidade da planta *onshore* e ao preço do gás natural

Capacidade da planta (ton H ₂ /dia)	Preço do gás natural (US\$/MMBtu)				Custo do H ₂ (US\$/MMBtu)
	6	8	10	12	
20	263,64	267,06	270,46	273,87	
100	61,72	65,13	68,53	71,94	
500	28,02	31,42	34,83	38,24	
1.000	22,46	25,87	29,27	32,68	

Nota: Ano de referência 2020; 1 US\$= R\$ 5,24

Fonte: Elaboração própria.

6.3. Ambiente *offshore*

O estudo de caso aqui proposto tem como objetivo estimar o custo de produção de hidrogênio azul em ambiente *offshore* com armazenamento de CO₂, em ativos já existentes que reinjetam gás natural e não estão planejados para serem desativados no curto prazo. Sendo assim, é possível criar também oportunidades para aproveitar investimentos já realizados com um novo fluxo de negócios para as operadoras, pois constrói uma cadeia de fornecimento de energia alternativa e adia os custos de descomissionamento de plataformas de produção.

De maneira similar ao ambiente *onshore*, a definição do local onde a planta de produção de hidrogênio azul será instalada é fortemente dependente da disponibilidade de matéria-prima e do local onde o CO₂ será armazenado. Assim, considerando a alternativa de monetização do gás natural produzido no pré-sal através de hidrogênio azul, nesse estudo é definido que a planta de produção de hidrogênio estará localizada na Bacia de Santos. Já, o CO₂ produzido será armazenado em campos depletados da mesma bacia em uma distância de, aproximadamente, 50 km em relação ao local de produção do H₂.

Destaca-se que as premissas do projeto conceitual da planta *offshore* são as mesmas do ambiente *onshore* no que se refere à reforma do gás natural, purificação do hidrogênio produzido, captura do CO₂, compressão, desumidificação, produção e consumo de energia elétrica.

Ressalta-se que o gás natural a ser processado tem qualidade similar ao gás natural distribuído e comercializado no ambiente *onshore* uma vez que, o padrão de qualidade do gás natural é diretamente proporcional à eficiência do processo de reforma. Em decorrência disso, o gás natural *in natura* deve ser, obrigatoriamente, processado em ambiente *offshore* para adequá-lo à qualidade necessária. Considerou-se que o preço do gás natural processado no ambiente *offshore* será equivalente ao preço do gás natural no caso *onshore*¹².

¹² Embora se considere que o processamento *offshore* de gás tenha maior custo em relação às operações deste tipo em terra, não se fazem necessários os custos de escoamento do gás natural. No entanto o processamento em terra considera os custos relativos ao escoamento do gás natural até a unidade de processamento. Assim, de forma a simplificar o estudo de caso, considerou-se que estes fatores se compensam.

6.3.1. Custo de captura do CO₂

Os cenários de produção de hidrogênio *offshore* são os mesmos utilizados no ambiente *onshore*, equivalentes a 20, 100, 500 e 1.000 toneladas/dia. A estimativa do CAPEX para cada cenário de produção de H₂ em ambiente *offshore* é feita utilizando os mesmos valores do ambiente *onshore*, multiplicando por um fator igual a 2 (Turton et al., 2012)¹³.

A este valor é somada a quantidade necessária para desmobilizar uma parte dos equipamentos existentes na plataforma, e outro para readequação ou substituição dos dispositivos *topside*. Para tanto é previsto um montante de 15% em relação ao valor do CAPEX da planta de produção de hidrogênio. É previsto ainda 5% do investimento de um ativo novo para cobrir os custos do abandono.

Quanto ao valor de OPEX anual, este é estimado em 7% em relação ao CAPEX. Enfatiza-se que, na composição dos custos, o gás natural é um custo variável e, portanto, contabilizado somente no OPEX variável.

Assume-se ainda que o gás natural utilizado no processo de reforma possui qualidade similar ao gás natural canalizado. Assim, a eficiência do processo de produção de hidrogênio e a quantidade de CO₂ resultante não são afetadas pelas variações de composição do gás natural *in natura* do pré-sal. Quanto às premissas financeiras, estas são as mesmas que as assumidas na Nota Técnica do Hidrogênio Cinza e no Estudo de Caso em Ambiente *Onshore* descrito anteriormente.

A Tabela 11 apresenta os parâmetros e os valores utilizados na estimativa do custo de produção de hidrogênio azul no ambiente *offshore*.

¹³ Validado em comunicação privada dos Eng. Naval Dr. Daniel Prata e do Prof. Dr. Kazuo Nishimoto, ambos da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Tabela 11. Parâmetros do fluxo de caixa descontado (simplificado) para a unidade SMR *offshore*

Parâmetro	Unidade	Valor
Gás natural como matéria prima	ton/h	26,2
Gás natural como combustível	ton/h	4,3
Gás Natural total	ton/h	30,5
Duração do Projeto	anos	30
Tempo de Construção	anos	3
Vida útil do Projeto	anos	25
Desembolso	%	
1º ano		20
2º ano		45
3º ano		35
Produtividade específica de H ₂	t H ₂ /MMm ³ de gás natural	217,8
Custo do gás natural	US\$/MMBtu	6; 8; 10; 12
CAPEX		
20 ton H ₂ /dia	MMUS\$	58,9
100 ton H ₂ /dia		206,3
500 ton H ₂ /dia		722,6
1.000 ton H ₂ /dia		1239,9
OPEX	% do CAPEX a.a.	7
sem considerar o custo do gás natural		
ABEX	% do CAPEX	
Custo de abandono		5

Nota: Ano de referência 2020; 1 US\$= R\$ 5,24

Fonte: Elaboração própria com base em EPE (2021b); TURTON et al. (2012).

6.3.2. Custo de captura do CO₂

A tecnologia utilizada para captura do CO₂ no ambiente *offshore* é a mesma que a do ambiente *onshore* e, o custo de captura é estimado considerando as mesmas premissas assumidas no estudo de caso em ambiente *onshore*, diferenciando-se apenas na estimativa do CAPEX e OPEX. Igualmente à estimativa para a planta de produção de hidrogênio, o valor de CAPEX em função da capacidade instalada é multiplicado por um fator de 2 (Turton et al., 2012). A Tabela 12 apresenta os parâmetros utilizados para estimar o custo de captura de CO₂ deste estudo.

Tabela 12. Parâmetros do fluxo de caixa descontado (simplificado) para a unidade captura de CO₂

Parâmetro	Unidade	Valor
CAPEX		
Produção de H₂	CO₂ Capturado	
20 ton H ₂ /dia	160 tCO ₂ /dia	257,3
100 ton H ₂ /dia	801 tCO ₂ /dia	675,7
500 ton H ₂ /dia	4.020 tCO ₂ /dia	1.774,8
1.000 ton H ₂ /dia	8.010 tCO ₂ /dia	2.690,1
	MMUS\$	
OPEX anual		
OPEX manutenção	% do CAPEX a.a.	1,5
OPEX - químico, catalisador, etc.	% do CAPEX a.a.	1,0

Nota: Ano de referência 2020; 1 US\$= R\$ 5,24

Fonte: Elaboração própria a partir de IEAGHG (2017); EPE (2018); EPE (2021b) e TURTON et al. (2012).

O valor de CAPEX envolve os custos de: equipamentos (captura, desumidificação e compressão), construção, serviços de EPC¹⁴, contingência de projeto e outros custos. Quanto ao OPEX, o custo de manutenção anual representa 1,5% do total do CAPEX e os custos variáveis representam 1%.

6.3.3. Custo de transporte do CO₂

Estima-se que o CO₂ será transportado até um campo depletado na Bacia de Santos e que a distância entre o ponto de produção de CO₂ até o local de armazenamento é da ordem de 50 km. É assumido ainda que não há infraestrutura disponível para uso do CO₂. Assim, foram avaliadas 2 alternativas para o transporte de aproximadamente 2,63 MtCO₂ por ano. A primeira é via dutos e a segunda, via navios.

Segundo o relatório IEAGHG (2011), que compara o custo do transporte entre os modais duto e navios para distâncias de 180, 500, 750 e 1.500 km e de 20MtCO₂/ano, os resultados indicam que os dutos são a alternativa de menor custo nas três primeiras distâncias, enquanto os navios indicam viabilidade financeira para distâncias a partir de 1.500 km.

Assim, considerando os resultados do IEAGHG (2011) e as condições de contorno deste estudo (distância e quantidade a ser transportada), neste último opta-se por transportar o CO₂ via dutos. A estimativa do CAPEX considerará as características de um duto similar ao duto da rota 6a do PIPE 2019, que possui aproximadamente 120 km de comprimento e diâmetro de 14 pol. A justificativa da escolha do duto baseou-se no diâmetro do duto, uma vez que, a distância a ser percorrida é de 50 km, não caracterizando como prioritário o uso de grandes diâmetros para minimizar a perda de pressão ao longo do transporte e, por esse motivo, não será necessária a instalação de unidades de compressão ao longo do trajeto.

¹⁴ EPC (Engineering – Procurement – Construction) engloba serviço de projeto (planejamento), suprimentos e construção de um empreendimento.

O valor do CAPEX é estimado a partir dos valores apresentados no PIPE 2019. A partir do CAPEX do duto da rota 6a, é calculado o custo específico por quilômetro e este é multiplicado pela extensão prevista para transportar o CO₂ (3,86 milhões de dólares por km). A Tabela 13 apresenta os parâmetros utilizados no estudo econômico. Quanto ao OPEX anual, este é estimado em 5,5% do CAPEX do projeto. Está previsto também 10% do valor do CAPEX para custear o abandono no final das operações.

Tabela 13. Parâmetros do fluxo de caixa descontado (simplificado) para o transporte de CO₂

Parâmetro	Unidade	Valor
CAPEX		
Para transportar de até 2,5 MtCO ₂ anual	MMUS\$	193,1
OPEX		
OPEX	% do CAPEX a.a.	5,5
ABEX		
Custo de abandono	% do CAPEX	10

Nota: Ano de referência 2020; 1 US\$= R\$ 5,24

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2019), IEAGHG (2017) e KNOOPE et al. (2014).

6.3.4. Custo de armazenamento

Hipoteticamente é previsto o armazenamento do CO₂ produzido em um campo depletado na Bacia de Santos e, com exceção da localização, são assumidas as mesmas premissas do estudo em ambiente *onshore*. Assim, a Tabela 14 apresenta os parâmetros utilizados para estimativa do custo de armazenamento de CO₂ na Bacia de Santos. A razão para a utilização das mesmas premissas assumidas no caso *onshore* deve-se ao fato de ser necessário um maior nível de conhecimento sobre a capacidade de armazenamento geológico em áreas *offshore*.

Tabela 14. Parâmetros utilizados no fluxo de caixa descontado (simplificado) para o armazenamento de CO₂.

Parâmetro	Unidade	Valor
CAPEX		
Para armazenamento de até 2,5 MtCO ₂ anual	MMUS\$	160,0
OPEX		
OPEX	% do CAPEX a.a.	5
ABEX		
Custo de abandono (% do CAPEX)	% do CAPEX	10

Nota: Ano de referência 2020; 1 US\$= R\$ 5,24

Fonte: Elaboração própria a partir de IEAGHG (2011); EPE (2018).

6.3.5. Estimativa do custo do hidrogênio azul em ambiente *offshore*

A partir das informações apresentadas na Tabela 11, na Tabela 12, na Tabela 13 e na Tabela 14 é estimado o custo de produção do H₂ azul utilizando-se fluxo de caixa descontado. O custo de produção do H₂ foi calculado em função da capacidade da planta e do preço do gás natural. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 15. Destaca-se que os valores apresentados na Tabela 15, além dos custos de produção do hidrogênio, consideram também os valores referentes aos impostos incidentes (IR e CSLL). Igualmente ao estudo de caso da Nota Técnica do Hidrogênio Cinza (EPE, 2022), os custos referentes ao transporte e logística do hidrogênio produzido não foram considerados neste estudo. Considerações sobre estes custos são apresentados no capítulo de logística da Nota Técnica do Hidrogênio Cinza.

Tabela 15. Custos de H₂ Azul em relação à capacidade da planta *offshore* e ao preço do gás natural

Capacidade da planta (ton H ₂ /dia)	Preço do gás natural (US\$/MMBtu)				Custo do H ₂ (US\$/MMBtu)
	6	8	10	12	
20	239,91	243,32	246,72	250,13	
100	84,53	87,94	91,35	94,76	
500	41,56	49,97	48,38	51,78	
1.000	33,21	36,72	40,13	43,53	

Nota: Ano de referência 2020; 1 US\$= R\$ 5,24

Fonte: Elaboração própria.

6.4. Considerações Finais sobre os Estudos de Caso

A análise dos resultados do estudo de caso indica que o preço do hidrogênio azul é mais sensível à capacidade instalada de sua cadeia de valor do que ao custo do gás natural, independente do ambiente de produção ser *onshore* ou *offshore*. A influência do custo de CCS no preço final do hidrogênio azul é maior quando há diferenças entre a capacidade instalada para transporte e armazenamento. Tais situações podem ser mitigadas quando ocorre o aproveitamento de infraestrutura para transporte e armazenamento existentes.

É relevante destacar que essa característica do hidrogênio azul difere do comportamento do hidrogênio cinza, no qual foi observada uma maior influência do preço do gás que da capacidade da planta. Enquanto o hidrogênio cinza utiliza uma tecnologia madura e já bem estabelecida no mercado, o hidrogênio azul utiliza unidades de CCUS que ainda apresentam custos elevados (devido à menor maturidade tecnológica) de modo que acabam tendo maior influência no custo final do hidrogênio azul produzido.

O estudo de caso apresentado prevê a utilização de ativos existentes para transporte e armazenamento, cujos investimentos iniciais e custos operacionais são proporcionais à capacidade instalada. Esta opção afeta sensivelmente o preço do hidrogênio quando a planta de produção é de pequeno porte, o que fica evidente quando se compara os resultados dos cenários de 20 e 100 ton/dia de hidrogênio.

Estes resultados indicam que *clusters* industriais de captura de CO₂ e *hubs* para transporte e armazenamento podem auxiliar na viabilidade econômica e competitividade do hidrogênio azul. Assim como discutido na seção de logística, o compartilhamento de estruturas reduz custo de investimento e operacionais ou acarreta receitas adicionais.

Os estudos de caso *onshore* e *offshore* desta nota indicaram que o preço do hidrogênio azul é muito mais sensível à escala de produção do que ao custo do gás natural. Com o intuito de avaliar estratégias que melhorem a viabilidade da produção de hidrogênio em ambiente *onshore*, verificou-se o impacto da venda dos créditos de carbono para os cenários de 25, 50 e 100 dólares o preço da tonelada de carbono. A Tabela 16, a Tabela 17 e a Tabela 18 apresentam uma estimativa dos preços do hidrogênio azul, considerando a venda do crédito do carbono capturado.

Tabela 16. Preço do H₂ azul com venda do crédito do carbono (\$25/t CO₂) em função do preço do gás natural e da capacidade da planta *onshore*

Capacidade da planta (ton H ₂ /dia)	Preço do gás natural (US\$/MMBtu)				Custo do H ₂ (US\$/MMBtu)
	6	8	10	12	
20	261,73	265,06	268,47	271,88	
100	59,73	63,13	66,59	69,96	
500	26,03	29,43	33,24	36,25	
1000	20,47	23,87	27,28	30,69	

Nota: Ano de referência 2020; 1 US\$= R\$ 5,24

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 17. Preço do H₂ azul com venda do crédito do carbono (\$50/t CO₂) em função do preço do gás natural e da capacidade da planta *onshore*

Capacidade da planta (ton H ₂ /dia)	Preço do gás natural (US\$/MMBtu)				Custo do H ₂ (US\$/MMBtu)
	6	8	10	12	
20	259,66	263,07	266,48	269,94	
100	57,4	61,15	64,55	67,96	
500	24,04	27,44	30,86	34,26	
1000	18,48	21,89	25,30	28,70	

Nota: Ano de referência 2020; 1 US\$= R\$ 5,24

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 18. Preço do H₂ azul com venda do crédito do carbono (\$100/t CO₂) em função do preço do gás natural e da capacidade da planta *onshore*

Capacidade da planta (ton H ₂ /dia)	Preço do gás natural (US\$/MMBtu)				Custo do H ₂ (US\$/MMBtu)
	6	8	10	12	
20	255,69	259,09	262,49	265,91	
100	53,76	57,16	60,56	63,98	
500	20,66	23,46	26,26	29,07	
1000	14,49	17,90	21,31	24,72	

Nota: Ano de referência 2020; 1 US\$= R\$ 5,24

Fonte: Elaboração própria.

Como é possível observar, a incorporação de créditos de carbono mais uma vez demonstra que a capacidade instalada tem grande influência no preço do hidrogênio, uma vez que além da redução dos custos decorrente do ganho de escala, quanto maior a quantidade de CO₂, maior é a renda resultante da comercialização do carbono armazenado. Destaca-se, no entanto, que mesmo para o preço de venda de crédito de carbono de US\$ 100/t de carbono em uma planta de 1.000 ton H₂/dia, o preço do hidrogênio estimado é aproximadamente duas vezes o preço do gás natural, seu principal concorrente.

Isso explica o fato de a indústria do gás avaliar o hidrogênio azul como um bem complementar, que poderá ser comercializado em associação com o gás natural ou como um produto prêmio que permitirá uma transição mais rápida e profunda rumo à economia de baixo carbono. Na verdade, para a indústria do gás, estratégias de redução de custos do hidrogênio azul devem ser entendidas como estratégicas em relação ao amadurecimento das diferentes rotas tecnológicas de produção de hidrogênio (de diferentes cores) mais baratas.

O hidrogênio produzido no estudo de caso *onshore* terá potencialmente como destino os mesmos polos industriais localizados no município de Cubatão e arredores. São processos industriais de grande porte, que enfrentam concorrência internacional em seus campos de atuação e devem trabalhar as estratégias de transição energética como meio de sobrevivência de médio e longo prazo. A incorporação marginal do hidrogênio azul nas matrizes energéticas dessas indústrias pode ter impactos de sustentabilidade que precisarão ser aferidos caso a caso.

Já o estudo de caso *offshore* pode se apresentar como uma alternativa para monetização do gás natural do pré-sal através da minimização da reinjeção. Devido à distância da costa e todos os custos adicionais associados a uma produção embarcada de hidrogênio, entende-se que eventuais projetos poderão focar no mercado internacional.

As conclusões de ambos os estudos de caso reforçam a necessidade de *clusters* para captura e *hub* para transporte e armazenamento de CO₂ e de rendas adicionais com a venda do carbono capturado. Isso impõe visões estratégicas de planejamento e de eventual execução desses projetos pilotos.

Vale ressaltar, no entanto, que dada a percepção crescente de que o Brasil pode ser tornar um grande centro de atração de investimentos, devido à abundância do país em fontes de geração elétrica renovável, pode ocorrer um maior desenvolvimento do hidrogênio verde em detrimento do hidrogênio azul.

7. Considerações Finais

O foco no hidrogênio como um recurso energético de baixo carbono está aumentando com o movimento global em direção a crescente descarbonização na economia. A indústria do gás natural compreende este processo como uma oportunidade de redução das emissões de GEE em médio e longo prazo associadas à sua indústria. Entre as rotas que são estudadas com maior atenção incluem-se, a rota de produção do hidrogênio azul e turquesa.

Dado o cenário mundial com foco em transição energética, as tecnologias para produção de hidrogênio de baixo carbono estão se tornando uma alternativa para o suprimento de energia. O mercado e as tecnologias de hidrogênio poderão alcançar receitas de mais de US\$ 2,5 trilhões por ano, criando empregos para mais de 30 milhões de pessoas até 2050 (ENERGY COUNCIL, 2017).

Por outro lado, não se pode desprezar os desafios que ainda se apresentam para os usos ampliados e diversificados do hidrogênio no País. Estes desafios são compostos por temáticas como o acesso às tecnologias mais seguras e eficientes, que permitam a adequada manipulação e uso do combustível. A difusão acelerada de qualquer tecnologia se explica, dentre outros fatores, por sinalizações econômicas e regulatórias apropriadas. Nesse sentido, o PNH₂ (Plano Nacional de Hidrogênio) se propõe a definir um conjunto de ações que facilite o desenvolvimento conjunto de três pilares fundamentais para o sucesso do desenvolvimento de uma economia do hidrogênio: políticas públicas, tecnologia e mercado.

Neste contexto, o presente estudo teve como foco o hidrogênio azul e apresentou as bases para a sua produção, utilizando-se a rota tecnológica de reforma a vapor do gás natural associada à captura, ao armazenamento e à utilização de CO₂. O objetivo foi apresentar os parâmetros técnicos necessários para a construção de uma visão abrangente sobre os desafios e as oportunidades do desenvolvimento dessa indústria no Brasil.

Quanto se compara o hidrogênio azul com o gás natural no cenário de capacidade máxima da planta, os resultados mostram que, em média, para o ambiente *onshore*, sem a comercialização do CO₂, o preço do hidrogênio azul é cerca de três vezes maior que o do gás natural. Já com o preço máximo de comercialização do CO₂, o preço do hidrogênio azul é cerca de duas vezes maior do que o do gás natural. Esse comparativo necessita ser apurado com pesquisas futuras, que possam refinar as estimativas de custos.

Ainda com relação ao ambiente *onshore*, comparando-se os resultados do estudo de caso do hidrogênio azul com os do hidrogênio cinza e assumindo-se a maior capacidade da planta de hidrogênio e o preço máximo de comercialização de CO₂, os valores indicam que o custo de produção do hidrogênio azul é aproximadamente 20% (média US\$ 3/MMBtu a partir dos 4 preços de gás natural considerados) maior do que o do hidrogênio cinza. Para o cenário onde não há a comercialização do carbono armazenado, o custo de produção do hidrogênio azul é aproximadamente US\$ 10/MMBtu maior que o do hidrogênio cinza.

Os estudos de caso demonstraram que o custo de produção do hidrogênio azul tem alta sensibilidade à capacidade instalada do empreendimento e que, quanto maior a capacidade instalada, menor é o custo de produção. Vale ressaltar também que muitos dos custos adicionais no ambiente *offshore* foram maiores do que aqueles no ambiente *onshore*. Deste modo, ao se comparar os estudos de caso, o preço de produção do hidrogênio azul *offshore* é da ordem de US\$ 10/MMBtu maior do que no *onshore*.

Destaca-se que todos esses valores tendem a reduzir na medida que se avança na curva de aprendizagem das tecnologias empregadas em cada ambiente, incluindo as tecnologias relacionadas à captura, transporte e armazenamento geológico do CO₂.

Com relação ao armazenamento geológico *onshore* de CO₂ gerado na produção de hidrogênio, dentre os locais que poderiam ser mais detalhadamente estudados para fins de análise de viabilidade, destacam-se no Brasil: reservatórios depletados de óleo e gás, aquíferos salinos, folhelhos negros, carvão e basaltos. Esses sítios geológicos poderiam, também, ser utilizados para o armazenamento de emissões de CO₂ provenientes de outras atividades industriais.

Atualmente, no Brasil, o CO₂ já é utilizado na recuperação avançada de óleo, principalmente nos grandes projetos do pré-sal na Bacia de Santos. Assim, pelo menos desde 2011, a Petrobras e seus parceiros no pré-sal apresentam-se como operadores pioneiros de projetos de CCUS em ambiente *offshore*.

Na perspectiva logística do hidrogênio, pode haver a necessidade do desenvolvimento de uma malha de transporte seja por adaptação dos atuais gasodutos, seja por determinação da mistura ideal hidrogênio/gás natural para ser transportado nos gasodutos existentes sem expressivos investimentos adicionais, ou pela construção de dutos dedicados ao hidrogênio (“hidrogenodutos”). Contudo, caso seja escolhida a alternativa de “hidrogenodutos” serão necessários investimentos para a sua implantação. Desta forma, a indústria do gás pode desempenhar papel importante devido à sua *expertise* em sistemas logísticos, tanto dutoviários como a granel, incluindo aqueles em pequena e média escala.

Embora as discussões do hidrogênio verde tenham sido dominantes no exterior e no País, vale destacar as demais oportunidades como a do hidrogênio azul. O Brasil se posiciona junto aos países com indústrias consolidadas de óleo e gás e com oportunidades de aumento de produção de hidrocarbonetos. Nestas nações as questões relacionadas à captura e sequestro do carbono têm sido enfatizadas, assim como as possibilidades de produção de hidrogênio azul.

Contudo, mesmo nos casos mais favoráveis apontados, ainda existem incertezas que necessitam ser estudadas através de análises mais robustas e detalhadas, incluindo questões sobre estratégias de financiamento, modelos de negócio e estruturas de parceria. Os riscos associados aos investimentos necessitam ser mitigados.

Sugere-se que essa mitigação deva ser buscada, principalmente, nos parâmetros referentes à escala (já que os custos do hidrogênio azul se apresentam muito sensíveis à capacidade instalada de toda a cadeia de valor) como também na busca do aproveitamento e adaptação de infraestruturas existentes. Essas estratégias podem ser favorecidas, por exemplo, quando se concebe os projetos a partir de *clusters* industriais, tanto de oferta de gás natural como de captura de CO₂, e de *hubs* para transporte e armazenamento do CO₂. Tais condições podem auxiliar na viabilidade econômica e na competitividade do hidrogênio azul. Destaca-se que o compartilhamento destas infraestruturas reduz custos de investimento e operacionais, além de eventualmente acarretar receitas adicionais.

No caso específico do hidrogênio azul, no entanto, a demanda por plantas ainda é limitada, cenário que pode se alterar na existência de um preço de carbono em que sua captura e armazenamento se viabilizem. Assim, a adoção e a porcentagem de captura de CO₂ na produção de hidrogênio a partir da reforma do gás natural é uma questão de otimização econômica e não uma limitação técnica.

Em resumo, a geração e valorização do hidrogênio azul pode ser entendida como estratégia de manutenção e expansão da indústria de gás natural. Diferentemente da produção do hidrogênio cinza, que envolve cadeias produtivas intensivas em carbono, e que passam igualmente a ser questionadas e desafiadas pelos princípios da economia de baixo carbono, o consumo do hidrogênio azul tenderá a ser favorecido pelas mesmas pressões que buscam acelerar a substituição de combustíveis fósseis. Dentro dessa perspectiva, há de se trabalhar, desde o início, em esferas nacionais e internacionais, com as temáticas regulatórias e normativas, que acabarão influenciando os caminhos que serão entendidos pela sociedade como alternativas de hidrogênio de baixo carbono.

8. Referências Bibliográficas

- AIR LIQUIDE, 2021. An inside look at Port-Jérôme site. Disponível em: <<https://www.airliquide.com/magazine/energy-transition/cryocap-inside-look-port-jerome-site>>. Acesso em: nov. 2021.
- AJAYI, T.; GOMES, J. S.; BERA, A., 2019. A review of CO₂ storage in geological formations emphasizing modeling, monitoring and capacity estimation approaches. In: *Petroleum Science*, v. 16, p. 1028-1063. DOI <https://doi.org/10.1007/s12182-019-0340-8>.
- ALCALDE, J.; FLUDE, S.; WILKINSON, M.; JOHNSON, G.; EDLMANN, K.; BOND, C. E.; SCOTT, V.; GILFILLAN, S. M. V.; OGAYA, X.; HASZELDINE, R. S., 2018. Estimating geological CO₂ storage security to deliver on climate mitigation. In: *Nature Communications*, v. 9. DOI <https://doi.org/10.1038/s41467-018-04423-1>.
- ALCALDE, J.; MARZÁN, I.; SAURA, E.; MARTÍ, D.; AYARZA, P.; JUHLIN, C.; PÉREZ-ESTAÚN, A.; CARBONELL, R., 2014. 3D geological characterization of the Hontomín CO₂ storage site, Spain: Multidisciplinary approach from seismic, well-log and regional data. In: *Tectonophysics*, v. 627, p. 6-25. DOI <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2014.04.025>.
- ALVES, N.; XAVIER, C.; DULLIUS, J.; LIGABUE, R.; KETZER, J. M.; SEFERIN, M.; EINLOFT, S., 2013. Potential use of serpentinite for CO₂ mineral storage. In: *Química Nova*, v. 36, p. 773-777. DOI <https://doi.org/10.1590/S0100-40422013000600005>.
- ANTONINI, C.; TREYER, K.; STREB, A.; VAN DER SPEK, M.; BAUER, C.; MAZZOTTI, M., 2020. Hydrogen production from natural gas and biomethane with carbon capture and storage – A techno-environmental analysis. In: *Sustainable Energy Fuels*, 4. DOI <https://doi.org/10.1039/d0se00222d>.
- ARESTA, M.; DIBENEDETTO, A.; ANGELINI, A., 2013. The changing paradigm in CO₂ utilization. *Journal of CO₂ Utilization*, 3–4, p. 65-73. DOI <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2013.08.001>.
- BACHU, S., 2017. Analysis of gas leakage occurrence along wells in Alberta, Canada, from a GHG perspective – Gas migration outside well casing. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 61, p. 146-154. DOI <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.04.003>
- _____, 2000. Sequestration of CO₂ in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change. In: *Energy Conversion and Management*, v. 41, p. 953-970. DOI [https://doi.org/10.1016/S0196-8904\(99\)00149-1](https://doi.org/10.1016/S0196-8904(99)00149-1).
- BARTLETT, J.; KRUPNICK, A., 2020. Decarbonized Hydrogen in the US Power and Industrial Sectors: Identifying and Incentivizing Opportunities to Lower Emissions. In: *Resources for the Future*. Disponível em: <<https://www.rff.org/publications/reports/decarbonizing-hydrogen-us-power-and-industrial-sectors/>>. Acesso em: out. 2021.
- BAUER, C.; TREYER, K.; ANTONINI, C.; BERGERSON, J.; GAZZANI, M.; GENÇER, E.; GIBBINS, J.; MAZZOTTI, M.; MCCOY, S.; MCKENNA, R.; PIETZCKER, R.; RAVIKUMAR, A.; ROMANO, M.C.; UECKERDT, F.; VENDE, J.; VAN DER SPEK, M., 2021. On the climate impacts of blue hydrogen production. In: *Sustainable Energy Fuels*. DOI <https://doi.org/10.1039/D1SE01508G>.
- BECK, B.; CUNHA, P.; KETZER, M.; MACHADO, H.; ROCHA, P. S.; ZANCAN, F.; DE ALMEIDA, A. S.; PINHEIRO, D. Z., 2011. The current status of CCS development in Brazil. In: *Energy Procedia*, 4, 6148–6151. DOI <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.623>

BHATTACHARYYA, D.; MILLER D., 2017. Post-combustion CO₂ capture technologies — a review of processes for solvent-based and sorbent-based CO₂ capture. *Current Opinion in Chemical Engineering*, 17, 78–92. DOI <https://doi.org/10.1016/j.coche.2017.06.005>.

BLACKFORD, J.; ALENDAL, G.; AVLESEN, H.; BRERETON, A.; CAZENAVE, P. W.; CHEN, B.; DEWAR, M.; HOLT, J.; PHELPS, J., 2020. Impact and detectability of hypothetical ccs offshore seep scenarios as an aid to storage assurance and risk assessment. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 95, 102949. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.102949>

BOC, 2021. Compressed Bulk Hydrogen. Disponível em: <<https://www.boconline.co.uk/en/products-and-supply/liquefied-industrial-gases/bulk-hydrogen/bulk-hydrogen.html>>. Acesso em: out. 2021.

BUI, M.; ADJIMAN, C. S.; BARDOW, A.; ANTHONY, E. J.; BOSTON, A.; BROWN, S.; FENNEL, P. S.; FUSS, S.; et al., 2018. Carbon capture and storage (CCS): the way forward. In: *Energy & Environmental Science*, v. 11, p. 1062-1176. DOI <https://doi.org/10.1039/C7EE02342A>

BURNSIDE, N. M.; NAYLOR, M., 2014. Review and implications of relative permeability of CO₂/brine systems and residual trapping of CO₂. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 23, p. 1-11. DOI <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2014.01.013>.

CÂMARA, G. B.; ANDRADE, J. C.; ROCHA, P. V., 2012. Tecnologia de Armazenamento Geológico de Dióxido de Carbono: panorama mundial e situação brasileira. *Sistemas & Gestão*, v. 6, p. 238-253. <https://doi.org/10.7177/sg.2011.v6.n3.a2>

CÂMARA, R. J. B.; SILVA, A. L.; CÂMARA, G.; ROCHA, E.; MILOSEVIC, T.; ROCHA, P.; ANDRADE, J. C., 2020. Preliminary assessment of surface conditions for carbon dioxide injection projects from pre-selected fields in the Recôncavo Basin, Brazil. In: *International Journal of Technology Management & Sustainable Development*, v. 19, p. 123-145. https://doi.org/10.1386/tmsd_00019_1

CAVANAGH, A. & RINGROSE, P., 2014. Improving oil recovery and enabling CCS: a comparison of offshore gas-recycling in Europe to CCUS in North America. In: *Energy Procedia*, 63, 7677–7684. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.801>

CCC. Committee on Climate Change, 2018. Hydrogen in a low-carbon economy. Disponível em: <<https://www.theccc.org.uk/publication/hydrogen-in-a-low-carbon-economy/>>. Acesso em: jan. 2022.

CHADWICK, R. A.; MARCHANT, B. P.; WILLIAMS, G. A., 2014. CO₂ storage monitoring: leakage detection and measurement in subsurface volumes from 3D seismic data at Sleipner. *Energy Procedia*, v. 63, p. 4224-4239. DOI <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.458>

CIOTTA, M. R.; TASSINARI, C. C. G., 2020. Preliminary basin scale assessment of CO₂ geological storage potential in Santos Basin, Southeastern Brazil: Merluza Field study case. *Brazilian Journal of Development*, v. 6, p. 65961-65977. DOI <https://doi.org/10.34117/bjdv6n9-140>.

CLAPROOD, M.; GLOAGUEN, E.; GIROUX, B.; KONSTANTINOVSKAYA, E.; MALO, M.; DUCHESNE, M. J., 2012. Workflow using sparse vintage data for building a first geological and reservoir model for CO₂ geological storage in deep saline aquifer. A case study in the St. Lawrence Platform, Canada. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, v. 2, p. 260-278. DOI <https://doi.org/10.1002/ghg.1292>

- COLLODI, G., 2010. Hydrogen Production via Steam Reforming with CO₂ Capture. In: *Chemical Engineering Transactions*, 19, 37-42. DOI <https://doi.org/10.3303/CET1019007>.
- COLLODI, G.; AZZARO, G.; FERRARI, N.; SANTOS, S., 2017. Techno-Economic Evaluation of Deploying CCS in SMR Based Merchant H₂ Production with NG as Feedstock and Fuel. In: *Energy Procedia*, 114, 2690-2712. DOI <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1533>.
- COOK, P. J., 2012. *Clean Energy, Climate and Carbon*. CSIRO Publishing, 230 p. DOI <https://doi.org/10.1071/9780643106826>
- COOPER, C., 2009. A technical basis for carbon dioxide storage: UK, CPL Press. Disponível em: <<http://unfccc.int/resource/docs/2011/smsn/ngo/276.pdf>>. Acesso em: jan. 2022.
- CORUM, M. D.; JONES, K. B.; WARWICK, P. D., 2013. CO₂ Sequestration Potential of Unmineable Coal—State of Knowledge. *Energy Procedia*, v. 37, p. 5134-5140. DOI <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.428>.
- COSTA, P. V. M.; COSTA, A. M.; SZKLO, A.; BRANCO, D. C.; FREITAS, M.; ROSA, L. P., 2017. UGS in giant offshore salt caverns to substitute the actual Brazilian NG storage in LNG vessels. In: *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 46, 451–476. DOI <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.06.035>
- CUÉLLAR-FRANCA, R. M.; AZAPAGIC, A., 2015. Carbon capture, storage and utilisation technologies: A critical analysis and comparison of their life cycle environmental impacts. In: *Journal of CO₂ Utilization*, v. 9, p. 82-102. DOI <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2014.12.001>
- DA COSTA, A. M.; DA COSTA, P. V. M.; UDEBHULU, O. D.; AZEVEDO, R. C.; EBECKEN, N. F. F.; MIRANDA, A. C. O.; DE ESTON, S. M.; DE TOMI, G.; MENEGHINI, J. R.; NISHIMOTO, K., 2019. Potential of storing gas with high CO₂ content in salt caverns built in ultra-deep water in Brazil. In: *Greenhouse gases: Science and Technology* v. 9, n. 1, p. 79-94. DOI <https://doi.org/10.1002/ghg.1834>.
- DA SILVA, F. T. F.; CARVALHO, F. M.; CORRÊA, J. L. G.; MERSCHMANN, P. R. D. C.; TAGOMORI, I. S.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R., 2018. CO₂ capture in ethanol distilleries in Brazil: Designing the optimum carbon transportation network by integrating hubs, pipelines and trucks. In: *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 71, p. 168-183. DOI <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.02.018>
- DALENA, F.; SENATORE, A.; MARINO, A.; GORDANO, A.; BASILE, M.; BASILE, A., 2018. Methanol Production and Applications: An Overview. In: BASILE, A.; DALENA, F. (eds.). *Methanol*. Elsevier, p. 3-28. DOI <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-63903-5.00001-7>.
- DALLA VECCHIA, F.; DOS SANTOS, V. H. J. M.; SCHÜTZ, M. K.; PONZI, G. G. D.; STEPANHA, A. S. D. G. E.; MALFATTI, C. D. F.; COSTA, E. M. D., 2020. Wellbore integrity in a saline aquifer: Experimental steel-cement interface degradation under supercritical CO₂ conditions representative of Brazil's Parana basin. In: *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 98, p. 103077. DOI <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103077>
- DE OLIVEIRA, S. B.; TASSINARI, C. C. G.; ABRAHAM-A, R. M.; TORRESI, I., 2021. 3D implicit modeling applied to the evaluation of CO₂ geological storage in the shales of the Irati Formation, Paraná Basin, Southeastern Brazil. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 2021. DOI <https://doi.org/10.1002/ghg.2111>.

DEAN, M.; BLACKFORD, J.; CONNELLY, D.; HINES, R., 2020. Insights and guidance for offshore CO₂ storage monitoring based on the QICS, ETI MMV, and STEMM-CCS projects. In: *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 100, 103120. DOI <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103120>

DEVRIES, T.; HOLZER, M.; PRIMEAU, F., 2017. Recent increase in oceanic carbon uptake driven by weaker upper-ocean overturning. In: *Nature*, v. 542, p. 215-218. DOI <https://doi.org/10.1038/nature21068>

DINO, R.; GALLO, Y. L., 2009. CCS project in Recôncavo Basin. *Energy Procedia*, v. 1, p. 2005-2011. DOI <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.01.261>

EIKAAS, S. 2019. Low Carbon Solutions. Equinor. Disponível em: https://www.og21.no/contentassets/c86b9a57b2ec4cc5be7daed60a468968/1355_eikaas.pdf. Acesso em: fev. 2022.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2018. Compilação de Correlações de Custos de Equipamentos –Instalações Industriais de Gás Natural. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-315/EPE,%202018%20-%20Compila%C3%A7%C3%A3o%20de%20Correla%C3%A7%C3%B5es%20de%20Custo%20de%20Equipamentos.pdf>. Acesso em: nov. 2021.

_____, 2019. Plano Indicativo de Escoamento e Processamento de Gás Natural – PIPE 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-processamento-e-escoamento-de-gas-natural-pipe>. Acesso em: nov. 2021.

_____, 2020a. Monetização de Gás Natural Offshore no Brasil. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/monetizacao-de-gas-natural-offshore-no-brasil>. Acesso em: nov. 2021.

_____, 2020b. Monetização de Gás Natural Onshore no Brasil. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/monetizacao-de-gas-natural-onshore-no-brasil>. Acesso em: nov. 2021.

_____, 2021a. Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/NT_Hidrogeno%CC%82nio_rev01%20\(1\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/NT_Hidrogeno%CC%82nio_rev01%20(1).pdf). Acesso em: dez. 2021.

_____, 2021b. Plano Indicativo de Escoamento e Processamento de Gás Natural – PIPE 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-lanca-o-plano-indicativo-de-processamento-e-escoamento-de-gas-natural-pipe-2021>. Acesso em: nov. 2021.

_____, 2022. Nota Técnica Hidrogênio Cinza: Produção a partir da reforma a vapor do gás natural. No prelo.

EQUINOR, 2019a. Northern Lights Contribution to Benefit Realisation. Disponível em: <https://ccsnorway.com/wp-content/uploads/sites/6/2020/07/Northern-Lights-Contribution-to-Benefit-Realisation-sladdet-versjon-1.pdf>. Acesso em: nov. 2021.

_____, 2019b. Plan for long-term use of the Northern Lights infrastructure. Disponível em: <https://ccsnorway.com/wp-content/uploads/sites/6/2020/07/Plan-for-long-term-use-of-the-Northern-Lights-infrastructure-1.pdf>. Acesso em: nov. 2021.

_____, 2022. Northern Lights CCS. Disponível em: < <https://www.equinor.com/en/what-we-do/northern-lights.html>>. Acesso em: fev. 2022.

ESPOSITO, M.; MARTINEZ-CABANAS, M.; CONNELLY, D. P.; JASINSKI, D.; LINKE, P.; SCHMIDT, M.; ACHTERBERG, E. P., 2021. Water column baseline assessment for offshore carbon dioxide capture and storage (CCS) sites: Analysis of field data from the Goldeneye storage complex area. In: *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 109, 103344. DOI <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103344>

FEITZ, A. J.; LEAMON, G.; JENKINS, C.; JONES, D. G.; MOREIRA, A.; BRESSAN, L.; MELO, C.; DOBECK, L. M.; REPASKY, K.; SPANGLER, L. H., 2014. Looking for leakage or monitoring for public assurance? In: *Energy Procedia*, v. 63, p. 3881-3890. DOI <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.418>.

FERNANDEZ, E. S.; NAYLOR, M.; LUCQUIAUD, M.; WETENHALL, B.; AGHAJANI, H.; RACE, J.; CHALMERS, H., 2016. Impacts of geological store uncertainties on the design and operation of flexible CCS offshore pipeline infrastructure. In: *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 52, 139–154. DOI <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2016.06.005>

FREITAS, D. D. S.; MARQUES, J. J.; PERLINGEIRO, C. A. G., 2016. Estudo da viabilidade de aproveitamento de CO₂ offshore visando à produção de ureia. In: *Scientia Plena*, v. 12, p. 1-13. DOI <https://doi.org/10.14808/sci.plena.2016.054212>

GCCSI, 2011. Economic assessment of carbon capture and storage technologies: Camberra, Australia, p. 65. Disponível em: <<https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/12786/economic-assessment-carbon-capture-and-storage-technologies-2011-update.pdf>>. Acesso em: jan. 2022.

_____, 2021. Global status of CCS Report 2021 - CCS accelerating to net zero: Melbourne, Australia, 43p. Disponível em: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/10/2021-Global-Status-of-CCS-Report_Global_CCS_Institute.pdf>. Acesso em: jan. 2022.

GERARD, D.; WILSON, E. J., 2009. Environmental bonds and the challenge of long-term carbon sequestration. In: *Journal of Environmental Management*, v. 90, p. 1097-1105. DOI <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2008.04.005>

GLOBAL CARBON PROJECT, 2021. Global Carbon Budget 2021. Disponível em: <<https://www.globalcarbonproject.org/carbonbudget/21/presentation.htm>>. Acesso em: nov. 2021.

GLOBAL CCS INSTITUTE, 2011. The Costs of CO₂ Transport Post-demonstration CCS in the EU. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants. Bruxelas. Disponível em: <<https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/the-costs-of-CO2-transport-post-demonstration-ccs-in-the-eu/>>. Acesso em: out. 2021.

GODEC, M. L.; JONSSON, H.; BASAVA-REDDI, L., 2013. Potential global implications of gas production from shales and coal for geological CO₂ storage. In: *Energy Procedia*, v. 37, p. 6656-6666. DOI <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.598>

GODOI, J. M. A.; MATAI, P. H. L. D. S., 2021. Enhanced oil recovery with carbon dioxide geosequestration: first steps at Pre-salt in Brazil. In: *Journal of Petroleum Exploration and Production*, v. 11, p. 1429-1441. DOI <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01102-8>

- GORSKI, J.; JUTT, T.; WU, K. T., 2021. Carbon intensity of blue hydrogen production: accounting for technology and upstream emissions. Pembina Institute, Technical Paper. Disponível em: <<https://www.pembina.org/pub/carbon-intensity-blue-hydrogen-production>>. Acesso em: ago. 2021.
- GOU, Y.; HOU, Z.; LIU, H.; ZHOU, L.; WERE, P., 2014. Numerical simulation of carbon dioxide injection for enhanced gas recovery (CO₂-EGR) in Altmark natural gas field. In: *Acta Geotechnica*, v. 9, p. 49-58. DOI <https://doi.org/10.1007/s11440-013-0221-z>
- GRAUS, W.; ROGLIERI, M.; JAWORSKI, P.; ALBERIO, L.; WORRELL, E., 2011. The promise of carbon capture and storage: evaluating the capture-readiness of new EU fossil fuel power plants. In: *Climate Policy*, v. 11, p. 789-812. DOI <https://doi.org/10.3763/cpol.2008.0615>
- H2morrow, 2021. OGE. Disponível em: <<https://oge.net/en/us/projects/our-hydrogen-projects/h2morrow>>. Acesso em: jan. 2021.
- HAMBORG, E. S.; GULBRANDSEN, T. H.; STEENEVELDT, R., 2021. Norwegian Hydrogen Value Chain Demonstration Based on Decarbonized Natural Gas. In: *SSRN Electronic Journal*. Disponível em: <<https://www.ssrn.com/abstract=3819993>>. Acesso em: nov. 2021.
- HATIMONDI, S. A.; MUSSE, A. P. S.; MELO, C. L.; DINO, R.; MOREIRA, A. D. C. A., 2011. Initiatives in carbon capture and storage at PETROBRAS Research and Development Center. In: *Energy Procedia*, v. 4, p. 6099-6103. DOI <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.616>
- HEPBURN, C.; ADLEN, E.; BEDDINGTON, J.; CARTER, E.A.; FUSS, S.; MAC DOWELL, N.; MINX, J. C.; SMITH, P.; WILLIAMS, C. K., 2019. The technological and economic prospects for CO₂ utilization and removal. In: *Nature* 575, 87–97. DOI <https://doi.org/10.1038/s41586-019-1681-6>.
- HOLLOWAY, S.; SAVAGE, D., 1993. The potential for aquifer disposal of carbon dioxide in the UK. In: *Energy Conversion and Management*, v. 34, p. 925-932. DOI [https://doi.org/10.1016/0196-8904\(93\)90038-C](https://doi.org/10.1016/0196-8904(93)90038-C).
- HOWARTH, R.W.; JACOBSON, M.Z., 2021. How green is blue hydrogen? In: *Energy Science & Engineering*, 00, 1-12. <https://doi.org/10.1002/ese3.956>.
- ICE. Institution of Civil Engineers, 2017. Teesside: creating one of Europe's first clean industrial zones with carbon capture and storage. Disponível em: <<https://www.ice.org.uk/knowledge-and-resources/case-studies/teesside-clean-industrial-zone>>. Acesso em: out. 2021.
- IEA. International Energy Agency, 2019a. The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>>. Acesso em: nov. 2021.
- _____, 2019b. Putting CO₂ to Use: Creating value from emissions. September 2019. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/putting-co2-to-use>>. Acesso em: nov. 2021.
- _____, 2020a. Global hydrogen demand by sector in the Sustainable Development Scenario, 2019-2070. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-hydrogen-demand-by-sector-in-the-sustainable-development-scenario-2019-2070>>. Acesso em: nov. 2021.
- _____, 2020b. CCUS in Clean Energy Transitions, IEA, Paris. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions>>. Acesso em: nov. 2021.
- _____, 2021a. Hydrogen Project Database. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database>>. Acesso em: nov. 2021.

_____._____, 2021b. Is carbon capture too expensive? Commentary. 17 Feb. 2021. Disponível em: <<https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive>>. Acesso em: nov. 2021.

IEAGHG. IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 2011. The Costs of CO₂ Storage. Post-demonstration CCS in the EU. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants. Bruxelas, BE. Disponível em:

<<https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/119816/costs-co2-storage-post-demonstration-ccs-eu.pdf>>. Acesso em: out. 2021.

_____._____, 2017. Techno - Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plant with CCS. Tech. Rev. 2017-02 286. Disponível em:

<<http://documents.ieaghg.org/index.php/s/HKtMncfw2vaBxl>>. Acesso em: jan. 2022.

IGLESIAS, R. S.; KETZER, J. M.; MELO, C. L.; HEEMANN, R.; MACHADO, C. X., 2015. Carbon capture and geological storage in Brazil: an overview. In: *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 5(2), 119–130. DOI <https://doi.org/10.1002/ghg.1476>.

IGLESIAS, R. S.; ROMIO, C.; MELO, C. L.; MUSSE, A. P. S.; DO ROSÁRIO, F.; OLDENBURG, C. M.; Modeling CO₂ flow in support of a shallow subsurface controlled leakage field test. In: *Greenhouse Gases: Science and Technology*, v. 9, p. 1027-1042, 2019. DOI <https://doi.org/10.1002/ghg.1917>

IHS, 2021a. Government net-zero targets drive record CCS growth: report. Disponível em: <<https://cleanenergynews.ihsmarket.com/research-analysis/netzero-paris-agreement-targets-drive-ccs-growth-report.html>>. Acesso em: fev. 2022.

_____, 2021b. Rotterdam Port spots barriers to industrial CCUS, hydrogen plans. Disponível em: <<https://cleanenergynews.ihsmarket.com/research-analysis/rotterdam-port-spots-barriers-to-industrial-ccus-hydrogen-plans.html>>. Acesso em: fev. 2022.

IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005. Intergovernmental panel on climate change special report on carbon dioxide capture and storage, in Metz, B., Davidson, O., De Coninck, H., Loos, M., and Meyer, L., eds.: Cambridge, UK and New York, USA, Intergovernmental Panel on Climate Change, 442 p.

_____._____, 2018. Global Warming of 1.5°C. MASSON-DELMOTTE, V. et al. (eds.). Disponível em: <<https://www.ipcc.ch/sr15/download/>>. Acesso em: nov. 2021.

ISMAIL-ZADEH, A.; TACKLEY, P., 2010. Computational methods for geodynamics, Cambridge University Press.

JAKOBSEN, D.; ÅTLAND, V., 2016. Concepts for Large Scale Hydrogen Production. Dissertação de Mestrado, Department of Energy and Process Engineering, Norwegian University of Science and Technology. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/11250/2402554>>. Acesso em: jan. 2022.

JAPAN CSS, 2021. Tomakomai CCS Demonstration Project. Disponível em: <<https://www.japanccs.com/en/business/demonstration/index.php>>. Acesso em: nov. 2021.

JENKINS, C., 2020. The State of the Art in Monitoring and Verification: an update five years on. In: *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 100, p. 103118. DOI <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103118>

KALKREUTH, W.; HOLZ, M.; LEVANDOWSKI, J.; KERN, M.; CASAGRANDE, J.; WENIGER, P.; KROOSS, B., 2013. The Coalbed Methane (CBM) Potential and CO₂ Storage Capacity of the Santa Terezinha Coalfield, Paraná Basin, Brazil – 3D Modelling, and Coal and Carbonaceous Shale Characteristics

- and Related Desorption and Adsorption Capacities in Samples from Exploration Borehole CBM001-ST-RS. *Energy Exploration & Exploitation*, v. 31, p. 485-527. DOI <https://doi.org/10.1260/0144-5987.31.4.485>
- KAMKENG, A. D. N.; WANG, M.; HU, J.; DU, W.; QIAN, F., 2021. Transformation technologies for CO₂ utilisation: Current status, challenges and future prospects. In: *Chemical Engineering Journal* 409, 128138, 2021. DOI <https://doi.org/10.1016/j.cej.2020.128138>.
- KAUFMANN, O.; MARTIN, T., 2008. 3D geological modelling from boreholes, cross-sections and geological maps, application over former natural gas storages in coal mines. In: *Computers & Geosciences*, v. 34, p. 278-290. DOI <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2007.09.005>
- KELEMEN, P.; BENSON, S. M.; PILORGE, H.; PSARRAS, P.; WILCOX, J., 2019. An Overview of the Status and Challenges of CO₂ Storage in Minerals and Geological Formations. In: *Frontiers in Climate*, v. 1, p. 9. DOI <https://doi.org/10.3389/fclim.2019.00009>.
- KETZER, J. M. M.; MACHADO, C. X.; ROCKETT, G. C.; IGLESIAS, R. S., 2016. Atlas brasileiro de captura e armazenamento geológico de CO₂. Porto Alegre: EDIPUCRS, 95 p. Disponível em: <<https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/202033/atlas-brasileiro.pdf>>. Acesso em: nov. 2021.
- KETZER, J. M.; IGLESIAS, R.; EINLOFT, S.; DULLIUS, J.; LIGABUE, R.; DE LIMA, V., 2009. Water–rock–CO₂ interactions in saline aquifers aimed for carbon dioxide storage: Experimental and numerical modeling studies of the Rio Bonito Formation (Permian), southern Brazil. In: *Applied Geochemistry*, v. 24, p. 760-767. DOI <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2009.01.001>.
- KIM, J.; PARK, J.; QI, M.; LEE, I.; MOON, I., 2021. Process Integration of an Autothermal Reforming Hydrogen Production System with Cryogenic Air Separation and Carbon Dioxide Capture Using Liquefied Natural Gas Cold Energy. In: *Industrial & Engineering Chemistry Research* 60 (19), 7257-7274. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.0c06265>.
- KNOOPE, M. M. J. *et al.*, 2014. Improved cost models for optimizing CO₂ pipeline configuration for point-to-point pipelines and simple networks. In: *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 22, p. 25–46. DOI <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2013.12.016>.
- KUUSKRAA, V. A.; GODEC, M. L.; DIPIETRO, P., 2013. CO₂ Utilization from “Next Generation” CO₂ Enhanced Oil Recovery Technology. In: *Energy Procedia*, v. 37, p. 6854-6866. DOI <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.618>.
- LAKO, P.; VAN DER WELLE, A. J.; HARMELINK, M.; VAN DER KUIP, M. D. C.; HAAN-KAMMINGA, A.; BLANK, F.; DE WOLFF, J.; NEPVEU, M., 2011. Issues concerning the implementation of the CCS directive in the Netherlands. In: *Energy Procedia*, v. 4, p. 5479-5486. DOI <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.533>.
- LAL, R., 2008. Carbon sequestration: *Philosophical Transactions of the Royal Society B*. In: *Biological Sciences*, v. 363, p. 815–830. DOI <https://doi.org/10.1098/rstb.2007.2185>.
- LECH, M. E.; JORGENSEN, D. C.; SOUTHBY, C.; WANG, L.; NGUYEN, V.; BORISSOVA, I.; LESCINSKY, D., 2016. Palaeogeographic mapping to understand the hydrocarbon and CO₂ storage potential of the post-rift Warnbro Group, offshore Vlaming Sub-basin, southern Perth Basin, Australia. In: *Marine and Petroleum Geology*, v. 77, p. 1206-1226. DOI <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.03.014>.

- LIMA, V. D.; EINLOFT, S.; KETZER, J. M.; JULLIEN, M.; BILDSTEIN, O.; PETRONIN, J.-C., 2011. CO₂ Geological storage in saline aquifers: Paraná Basin caprock and reservoir chemical reactivity. In: *Energy Procedia*, v. 4, p. 5377-5384. DOI <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.521>.
- LONDE, L. *et al.*, 2017. Underground storage of hydrocarbons: Advantages, lessons learnt and way forward. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference: Society of Petroleum Engineers, 2017. DOI <https://doi.org/10.2118/188218-MS>.
- LONGDEN, T.; BECK, F. J.; JOTZO, F.; ANDREWS, R.; PRASAD, M., 2022. 'Clean' hydrogen? – Comparing the emissions and costs of fossil fuel versus renewable electricity based hydrogen. *Applied Energy*, 306, Part B. DOI <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118145>.
- MAC DOWELL, N.; FENNELL, P.; SHAH, N. *et al.*, 2017. The role of CO₂ capture and utilization in mitigating climate change. In: *Nature Climate Change* 7, 243–249. DOI <https://doi.org/10.1038/nclimate3231>.
- MACHADO, C. X.; ROCKETT, G. C.; KETZER, J. M. M., 2013. Brazilian renewable carbon capture and geological storage map: Possibilities for the Paraná Basin. In: *Energy Procedia*, v. 37, p. 6105-6111. DOI <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.539>.
- MASULINO, N., 2020. Modelagem computacional dos folhelhos da Formação Irati como reservatório geológico para armazenamento de CO₂, Universidade de São Paulo. DOI <https://doi.org/10.11606/D.106.2020.tde-30072020-153149>
- MATTER, J. M.; KELEMEN, P. B., 2009. Permanent storage of carbon dioxide in geological reservoirs by mineral carbonation. In: *Nature Geoscience*, v. 2, p. 837-841. DOI <https://doi.org/10.1038/ngeo683>.
- MCCALL, M.; DAVIS, J.; KREKEL, M. *et al.*, 2004. Offshore salt caverns enable a 'mega' sized LNG receiving terminal. Offshore Technology Conference 2004. DOI <https://doi.org/10.4043/16152-MS>
- MCCALL, M. M.; DAVIS, J. F.; TAYLOR, C. *et al.*, 2005. Offshore salt-cavern-based LNG receiving terminal. International Petroleum Technology Conference 2005. DOI <https://doi.org/10.2523/IPTC-10694-MS>.
- MELO, C. L.; BRESSAN, L. W.; KETZER, J. M. M.; CONSTANT, M. J.; MOREIRA, A. C. D. C. A., 2014. Study of Gas Tracers for CO₂ monitoring. In: *Energy Procedia*, v. 63, p. 3864-3868. DOI <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.416>
- MELO, C. L.; THEDY, E. A.; ROCHA, P. S.; DE ALMEIDA, A. S.; MUSSE, A. P., 2011. The challenges on the CCGS monitoring in the development of Santos Basin Pre-salt Cluster. In: *Energy Procedia*, v. 4, p. 3394-3398. DOI <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.262>
- MELO, C. L.; GOUDINHO, F. S.; BRESSAN, L. W.; CONSTANT, M. J.; SANTOS, V. H. J. M. D.; RODRIGUES, L. F.; PIRES, J. P.; KETZER, J. M. M.; DE C.A. MOREIRA, A. C.; ROSÁRIO, F. D.; MUSSE, A. P. S., 2017a. Integration Results of Soil CO₂ Flux and Subsurface Gases in the Ressacada Pilot site, Southern Brazil. In: *Energy Procedia*, v. 114, p. 3793-3804. DOI <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1510>.
- MELO, C. L.; DE C.A. MOREIRA, A. C.; GOUDINHO, F. S.; BRESSAN, L. W.; CONSTANT, M. J.; OLIVA, A.; CHANG, H. K.; NAKAEMA, W. M.; VINTER, D. P.; KETZER, J. M. M.; ROSÁRIO, F. D.; MUSSE, A. P. S., 2017b. CO₂ MOVE Project: The New Brazilian Field Lab Fully Dedicated to CO₂ MMV

Experiments. In: *Energy Procedia*, v. 114, p. 3699-3715. DOI <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1501>

MIDDLETON, R. S.; SEAN, Y., 2018. The Cost of Getting CCS Wrong: Uncertainty, Infrastructure Design, and Stranded CO₂. In: *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 70, March 1, 1–11. DOI <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.12.011>.

MIOCIC, J. M.; GILFILLAN, S. M. V.; FRANK, N.; SCHROEDER-RITZRAU, A.; BURNSIDE, N. M.; HASZELDINE, R. S., 2019. 420,000 year assessment of fault leakage rates shows geological carbon storage is secure. In: *Scientific Reports*, v. 9, 769p. DOI <https://doi.org/10.1038/s41598-018-36974-0>

MIT. Massachusetts Institute of Technology, 2016. Port Arthur Fact Sheet: Carbon Dioxide Capture and Storage Project. Disponível em: https://sequestration.mit.edu/tools/projects/port_arthur.html. Acesso em: out. 2021.

MOREIRA, A. C. D. C. A.; LANDULFO, E.; NAKAEMA, W. M.; MARQUES, M. T. A.; MEDEIROS, J. A. G.; MUSSE, A. P. S.; ROSARIO, F. D.; SPANGLER, L. H.; DOBECK, L. M., 2014a. The First Brazilian Field Lab Fully Dedicated to CO₂ MMV Experiments: A Closer Look at atmospheric Leakage Detection. In: *Energy Procedia*, v. 63, p. 6215-6226. DOI <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.653>

MOREIRA, A. C. D. C. A.; MUSSE, A. P. S.; ROSÁRIO, F. D.; LAZZARIN, H. S. C.; CAVELHÃO, G.; CHANG, H. K.; OLIVA, A.; LANDULFO, E.; NAKAEMA, W. M.; MELO, C. L.; BRESSAN, L. W.; KETZER, J. M.; CONSTANT, M. J.; SPANGLER, L. H.; DOBECK, L. M., 2014b. The First Brazilian Field Lab Fully Dedicated to CO₂ MMV Experiments: From the Start-up to the Initial Results. In: *Energy Procedia*, v. 63, p. 6227-6238. DOI <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.654>.

MOREIRA, J. R.; ROMEIRO, V.; FUSS, S.; KRAXNER, F.; PACCA, S. A., 2016. BECCS potential in Brazil: Achieving negative emissions in ethanol and electricity production based on sugar cane bagasse and other residues. In: *Applied Energy*, 179, p. 55-63, 2016. DOI <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.044>.

MORISON, R.; ETIENNE, S., 2021. Carbon capture tech becoming cost-effective as emissions price soars. World Oil published at August 15th 2021. Disponível em: <https://www.worldoil.com/news/2021/8/13/carbon-capture-tech-becoming-cost-effective-as-emissions-price-soars>. Acesso em: nov. 2021.

MURADOV, N., 2015. Low-carbon production of hydrogen from fossil fuels. In: SUBRAMANI, V.; BASILE, A.; VEZIROĞLU T.N. Compendium of Hydrogen Energy. Cambridge: Woodhead Publishing Series in Energy, 489-522. DOI <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-361-4.00017-0>

MUSPRATT, A., 2018. Guide to FPSO (Floating Production Storage and Offloading). Oil and Gas IQ. Disponível em: <https://www.oilandgasiq.com/fpso-flng/articles/guide-to-floating-production-storage-and-offloading-fpso>. Acesso em: nov. 2021.

NAIMS, H., 2016. Economics of carbon dioxide capture and utilization—a supply and demand perspective. In: *Environmental Science and Pollution Research*, 23, 22226–22241. DOI <https://doi.org/10.1007/s11356-016-6810-2>.

NAKAJIMA, T.; XUE, Z.; CHIYONOBU, S.; AZUMA, H., 2014. Numerical Simulation of CO₂ Leakage Along Fault System for the Assessment of Environmental Impacts at CCS Site. In: *Energy Procedia*, v. 63, p. 3234-3241. DOI <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.350>

- NORTHERN LIGHTS, 2021. How does CO₂ storage work?. Disponível em: <<https://northernlightscs.com/news/how-does-co2-storage-work/>>. Acesso em: nov. 2021.
- _____, 2022. What we do. Accelerating decarbonization. Disponível em: <<https://northernlightscs.com/what-we-do/>>. Acesso em: fev. 2022.
- NPD. Norwegian Petroleum Directorate, 2021. Carbon storage. Disponível em: <<https://www.npd.no/en/facts/carbon-storage/>>. Acesso em: nov. 2021.
- OCAP. Organic CO₂ for Assimilation in Plants, 2018. Pure CO₂ for Greenhouses. Disponível em: <https://www.ocap.nl/nl/images/OCAP_Factsheet_English_tcm978-561158.pdf>. Acesso em: fev. 2022.
- _____._____, 2021. OCAP Netherlands. Disponível em: <<https://www.ocap.nl/nl/index.html>>. Acesso em: nov. 2021
- OLIVA, A.; MOREIRA, A. C. D. C. A.; CHANG, H. K.; ROSÁRIO, F. F. D.; MUSSE, A. P. S.; MELO, C. L.; BRESSAN, L. W.; KETZER, J. M. M.; CONTANT, M. J.; LAZZARIN, H. S. C.; CAVELHÃO, G.; CORSEUIL, H. X. A., 2014. Comparison of Three Methods for Monitoring CO₂ Migration in Soil and Shallow Subsurface in the Ressacada Pilot site, Southern Brazil. *Energy Procedia*, v. 63, p. 3992-4002. DOI <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.429>
- OSMAN, A.I.; HEFNY, M.; ABDEL MAKSOUD, M.I.A. *et al.*, 2021. Recent advances in carbon capture storage and utilisation technologies: a review. In: *Environmental Chemistry Letters*, 19, p. 797–849. DOI <https://doi.org/10.1007/s10311-020-01133-3>.
- OZAKI, M.; OHSUMI, T.; KAJIYAMA, R., 2013. Ship-based offshore CCS featuring CO₂ shuttle ships equipped with injection facilities. In: *Energy Procedia*, 37, 3184–3190, 2013. DOI <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.205>.
- PACHECO, K. A.; REIS, A. C.; BRESCIANI, A. E.; NASCIMENTO, C. A. O.; ALVES, R. M. B., 2019. Assessment of the Brazilian Market for Products by Carbon Dioxide Conversion. In: *Frontiers in Energy Research*, 7:75. DOI <https://doi.org/10.3389/fenrg.2019.00075>.
- PALM, E.; NIKOLERIS, A., 2021. Conflicting expectations on carbon dioxide utilisation, *Technology Analysis & Strategic Management*, 33:2, 217-228. DOI <https://doi.org/10.1080/09537325.2020.1810225>.
- PELISSARI, M. R., 2021. Avaliação de reservatórios potenciais para armazenamento geológico de CO₂ emitido pelo Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, Santa Catarina, Universidade de São Paulo, 163 p. DOI <https://doi.org/10.11606/D.106.2021.tde-21042021-140539>
- PENG, C.; CRAWSHAW, J. P.; MAITLAND, G. C.; TRUSLER, J. P. M., 2015. Kinetics of calcite dissolution in CO₂-saturated water at temperatures between (323 and 373) K and pressures up to 13.8MPa. In: *Chemical Geology*, v. 403, p. 74-85. DOI <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2015.03.012>.
- PETROBRAS. Petróleo Brasileiro S.A., 2020. Petrobras sobre hibernação da plataforma de Merluza. Publicado em: 07/08/2020. Disponível em: <https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=982961>. Acesso em: jan. 2022.
- POP, A., 2015. The EU Legal Liability Framework for Carbon Capture and Storage: Managing the Risk of Leakage While Encouraging Investment: *Aberdeen Student L. Rev.*, v. 6, p. 32. Disponível

em: <<https://cdrlaw.org/resources/the-eu-legal-liability-framework-for-carbon-capture-and-storage-managing-the-risk-of-leakage-while-encouraging-investment/>>. Acesso em: jan. 2022.

PORT OF DEN HELDER. Blue hydrogen factory in Den Helder in sight. 2020a. Disponível em: <<https://portofdenhelder.nl/news/blue-hydrogen-factory-in-den-helder-in-sight>>. Acesso em: nov. 2021.

PORTHOS. Porthos Project, 2021. Disponível em: <<https://www.porthosco2.nl/en/project/>>. Acesso em: out. 2021.

PROQR, 2021. Potencial de diferentes indústrias no Brasil para produzir gás de síntese. ProQR – Combustíveis Alternativos sem Impactos Climáticos. Disponível em: <<https://ptx-hub.org/wp-content/uploads/2021/09/Potencial-Producao-de-Gas-de-Sintese-Industria-Brasileira-PT.pdf>>. Acesso em: nov. 2021.

RAVAGNANI, A. T. F. D. S. G.; SUSLICK, S. B., 2008. Modelo dinâmico de seqüestro geológico de CO₂ em reservatórios de petróleo: Revista Brasileira de Geociências, v. 38, p. 39-60. Disponível em: <<https://www.ppegeo.igc.usp.br/index.php/rbg/article/view/8145>>. Acesso em: jan. 2022.

RAVAGNANI, A. T. F. S. G.; LIGERO, E. L.; SUSLICK, S. B., 2009. CO₂ sequestration through enhanced oil recovery in a mature oil field. In: *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 65, p. 129-138. DOI <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2008.12.015>.

RAZA, A.; GHOLAMI, R.; REZAEI, R.; RASOULI, V.; RABIEI, M., 2019. Significant aspects of carbon capture and storage – A review. *Petroleum*, v. 5, p. 335-340. DOI <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2018.12.007>

REIS, A.C., 2017. Remoção de CO₂ de gás natural em plataforma *offshore* via otimização de trens de permeação em membranas, absorção química, absorção física e híbridos. Tese DSc – Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

REYES-LÚA, A.; GARDARSDOTTIR, S.O.; BIERMANN, M.; LUNDQVIST, K.; HARVEY, S., 2021. Potential impact of the Preem CCS Project. Disponível em: <<https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/bitstream/handle/11250/2781258/Potential%20impact%20of%20the%20Preem%20CCS%20Project.pdf?sequence=1>>. Acesso em: fev. 2022.

ROCHA, H. V., 2021. CO₂ geological storage in organic-rich shales of the Irati Formation, Paraná Basin, Brazil Unpub. DSc thesis, Universidade de São Paulo, 169 p. DOI <https://doi.org/doi:10.11606/T.106.2021.tde-21062021-144027>

ROCKETT, G. C.; MACHADO, C. X.; KETZER, J. M. M.; CENTENO, C. I., 2011. The CARBMAP project: Matching CO₂ sources and geological sinks in Brazil using geographic information system. In: *Energy Procedia*, v. 4, p. 2764-2771. DOI <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.179>

ROCKETT, G. C.; VAN DEN BROEK, M.; KETZER, J. M. M.; RAMÍREZ, A., 2012. Large scale carbon capture and storage in Brazil: a preliminary cost modelling for Campos basin's oil fields. In: *Geosciences* v. 31, p. 485-503. Disponível em: <<https://ppegeo.igc.usp.br/index.php/GEOSP/article/view/7212>>. Acesso em: jan. 2022.

ROCKETT, G. C.; KETZER, J. M. M.; RAMÍREZ, A. VAN DEN BROEK, M., 2013. CO₂ storage capacity of Campos Basin's oil fields, Brazil. In: *Energy Procedia*, v. 37, p. 5124-5133. DOI <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.427>.

RODRIGUES, C. F. A.; DINIS, M. A. P.; LEMOS DE SOUSA, M. J., 2015. Review of European energy policies regarding the recent “carbon capture, utilization and storage” technologies scenario and

the role of coal seams. In: *Environmental Earth Sciences*, v. 74, p. 2553-2561. DOI <https://doi.org/10.1007/s12665-015-4275-0>.

ROS, M.; READ, A.; UILENREEF, J.; LIMBEEK, J., 2014. Start of a CO₂ Hub in Rotterdam: connecting ccs and ccu. In: *Energy Procedia*, [S.L.], v. 63, p. 2691-2701. Elsevier BV. DOI <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.291>

ROSA, A. J.; DE SOUZA CARVALHO, R.; XAVIER, J. A. D., 2006. Engenharia de reservatórios de petróleo. Interciência, 1ª ed.

SAADATPOOR, E.; BRYANT, S. L.; SEPEHRNOORI, K., 2010. New Trapping Mechanism in Carbon Sequestration. In: *Transport in Porous Media*, v. 82, p. 3-17. DOI <https://doi.org/10.1007/s11242-009-9446-6>

SAFETY4SEA, 2022. Blue hydrogen plant initiative in Port of Den Helder to be operational by 2027 - SAFETY4SEA. Disponível em: <<https://safety4sea.com/blue-hydrogen-plant-initiative-in-port-of-den-helder-to-be-operational-by-2027/>>. Acesso em: fev. 2022.

SANTAROSA, C. S.; CRANDALL, D.; HALJASMAA, I. V.; HUR, T.-B.; FAZIO, J. J.; WARZINSKI, R. P.; HEEMANN, R.; KETZER, J. M. M.; ROMANOV, V. N., 2013. CO₂ sequestration potential of Charqueadas coal field in Brazil. In: *International Journal of Coal Geology*, v. 106, p. 25-34. DOI <https://doi.org/10.1016/j.coal.2013.01.005>

SEIBEL, B. A.; WALSH, P. J., 2001. Potential impacts of CO₂ injection on deep-sea biota. In: *Science*, v. 294, p. 319-320. DOI <https://doi.org/10.1126/science.1065301>

SHELL, 2020. First Integrated Hydrogen Manufacturing Facility in the Philippines. Disponível em: <<https://pilipinas.shell.com/ph/sustainability/pilipinas-shell-annual-sustainability-report-2019/first-integrated-hydrogen-manufacturing-facility.html>>. Acesso em: nov. 2021.

SHELL. QUEST Carbon Capture & Storage Project. 2010. Disponível em: <<https://www.cslforum.org/cslf/Projects/Quest>>. Acesso em: out. 2021.

_____, 2021. QUEST Carbon Capture and Storage. Disponível em: <https://www.shell.ca/en_ca/about-us/projects-and-sites/quest-carbon-capture-and-storage-project.html>. Acesso em: out. 2021.

SHI, X.; YANG, C.; LI, Y.; LI, J.; MA, H.; WANG, T.; GUO, Y.; CHEN, T.; CHEN, J.; LIU, W.; et al., 2017. Development prospect of salt cavern gas storage and new research progress of salt cavern leaching in China. 51st US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium: American Rock Mechanics Association. Disponível em: <<https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings-abstract/ARMA17/All-ARMA17/ARMA-2017-0626/124444>>. Acesso em: jan. 2022.

SMITH, E.; MORRIS, J.; KHESHGI, H.; TELETZKE, G.; HERZOG, H.; SERGEY, P., 2021. The cost of CO₂ transport and storage in global integrated assessment modeling. In: *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 109, 103367. DOI <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103367>

SNÆBJÖRNSDÓTTIR, S. Ó.; SIGFÚSSON, B.; MARIENI, C.; GOLDBERG, D.; GISLASON, S. R.; OELKERS, E. H., 2020. Carbon dioxide storage through mineral carbonation. In: *Nature Reviews Earth & Environment*, v. 1, p. 90-102. DOI <https://doi.org/10.1038/s43017-019-0011-8>.

SOARES, J. L.; OBERZINER, A. L. B.; JOSÉ, H. J.; RODRIGUES, A. E.; MOREIRA, R. F. P. M., 2007. Carbon Dioxide Adsorption in Brazilian Coals. In: *Energy & Fuels*, v. 21, p. 209-215. DOI <https://doi.org/10.1021/ef060149h>.

- SOLTANI, S.N.; LAHIRI, A.; BAHZAD, H.; CLOUGH, P.; GORBOUNOV, M.; YAN, Y., 2021. Sorption-enhanced Steam Methane Reforming for Combined CO₂ Capture and Hydrogen Production: A State-of-the-Art Review. *Carbon Capture Science & Technology*, 1, 100003. DOI <https://10.1016/j.ccst.2021.100003>.
- SREENIVASULU, B.; GAYATRI, D. V.; SREEDHAR, I.; RAGHAVAN, K. V., 2015. A journey into the process and engineering aspects of carbon capture technologies. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, 1324–1350. DOI <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.09.029>
- SUBRAVETI, S. G.; ROUSSANALY, S.; ANANTHARAMAN, R.; RIBOLDI, L.; RAJENDRAN, A., 2021. Techno-economic assessment of optimised vacuum swing adsorption for post-combustion CO₂ capture from steam-methane reformer flue gas. In: *Separation and Purification Technology*, 256, 117832. DOI <https://doi.org/10.1016/j.seppur.2020.117832>.
- SUN, Q.; AMPOMAH, W.; KUTSIENYO, E. J.; APPOLD, M.; ADU-GYAMFI, B.; DAI, Z.; SOLTANIAN, M. R., 2020. Assessment of CO₂ trapping mechanisms in partially depleted oil-bearing sands. *Fuel*, v. 278, p. 118356. DOI <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.118356>.
- SWEATMAN, R. E.; CROOKSHANK, S.; EDMAN, S., 2011. Outlook and Technologies for offshore CO₂ EOR/CCS projects. Offshore Technology Conference: OnePetro. <https://doi.org/10.4043/21984-MS>
- TABUCHI, H., 2021. For many, Hydrogen Is the Fuel of the Future. New Research Raises Doubts. *The New York Times*, 12 ago. 2021. Disponível em: <https://www.nytimes.com/2021/08/12/climate/hydrogen-fuel-natural-gas-pollution.html>. Acesso em: out. 2021.
- TAGOMORI, I. S.; CARVALHO, F. M.; DA SILVA, F. T. F.; DE C. MERSCHMANN, P. R.; ROCHEDO, P. R. R.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R., 2018. Designing an optimum carbon capture and transportation network by integrating ethanol distilleries with fossil-fuel processing plants in Brazil. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 68, p. 112-127. DOI <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.10.013>.
- TEES VALLEY, 2022. BP Plans UK's Largest 'Blue' Hydrogen Project In The Tees Valley. Disponível em: <https://teesvalley-ca.gov.uk/bp-plans-uks-largest-blue-hydrogen-project-in-the-tees-valley/>. Acesso em: fev. 2022
- THE ROYAL SOCIETY, 2017. The potential and limitations of using carbon dioxide. Disponível em: <https://royalsociety.org/topics-policy/projects/low-carbon-energy-programme/potential-limitations-carbon-dioxide/>. Acesso em: nov. 2021.
- THYSSENKRUPP, 2022. H2morrow steel concludes feasibility study, project partners to continue cooperation: supply of Duisburg steel mill with blue hydrogen technically possible, but clarification of political and regulatory framework required. Disponível em: <https://www.thyssenkrupp.com/en/newsroom/press-releases/pressdetailpage/h2morrow-steel-concludes-feasibility-study--project-partners-to-continue-cooperation--supply-of-duisburg-steel-mill-with-blue-hydrogen-technically-possible--but-clarification-of-political-and-regulatory-framework-required-93593>. Acesso em: fev. 2022.
- TURTON, R.; BAILIE, R.C.; WHITING, W. B.; SHAEIWITZ, J.A.; BHATTACHARYYA, D., 2012. Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Processes. Prentice Hall, 2012, 3rd edition, Michigan, USA. ISBN-13: 978-0-13-261812-0.

- UNECE. United Nations Economic Commission for Europe, 2021. Technology brief – Carbon capture, use and storage. Disponível em: <https://unece.org/sites/default/files/2021-03/CCUS_brochure_EN_final.pdf>. Acesso em: nov. 2021.
- UNIVERSITY OF EDINBURGH, 2014. PCS Nitrogen Details. Disponível em: <<https://www.geos.ed.ac.uk/sccs/project-info/1564>>. Acesso em: out. 2021.
- VAN DER MEER, L. G. H., 1993. The conditions limiting CO₂ storage in aquifers. *Energy Conversion and Management*, v. 34, p. 959-966. DOI [https://doi.org/10.1016/0196-8904\(93\)90042-9](https://doi.org/10.1016/0196-8904(93)90042-9).
- VAN DER ZWAAN, B.; GERLAGH, R., 2016. Offshore CCS and ocean acidification: a global long-term probabilistic cost-benefit analysis of climate change mitigation. In: *Climatic Change*, v. 137, p. 157-170. DOI <https://doi.org/10.1007/s10584-016-1674-5>.
- VOLDSUND, M.; JORDAL, K.; ANANTHARAMAN, R., 2016. Hydrogen production with CO₂ capture. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 41 (9), p. 4969-4992. DOI <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.01.009>.
- WANG, H. *et al.*, 2020. Carbon recycling – An immense resource and key to a smart climate engineering: A survey of technologies, cost and impurity impact. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 131, 110010. DOI <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110010>.
- WANG, X.; SONG, C., 2020. Carbon Capture from Flue Gas and the Atmosphere: A Perspective. *Frontiers in Energy Research*, 8:560849. DOI <https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.560849>.
- WENIGER, P.; KALKREUTH, W.; BUSCH, A.; KROOSS, B. M., 2010. High-pressure methane and carbon dioxide sorption on coal and shale samples from the Paraná Basin, Brazil. In: *International Journal of Coal Geology*, v. 84, p. 190-205. DOI <https://doi.org/10.1016/j.coal.2010.08.003>.
- WIPKI, M.; IVANOVA, A.; LIEBSCHER, A.; LÜTH, S.; MÖLLER, F.; SZIZYBALSKI, A.; WIESE, B.; ZIMMER, M., 2016. Monitoring Concept for CO₂ Storage at the Ketzin Pilot Site, Germany – Post-injection Continuation Towards Transfer of Liability. *Energy Procedia*, v. 97, p. 348-355. DOI <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.017>
- WORLD BANK, 2021. State and Trends of Carbon Pricing 2021. International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank. Disponível em: <<https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/35620>>. Acesso em: nov. 2021.
- XU, T.; ZHU, H.; FENG, G.; YANG, Z.; TIAN, H., 2019. Numerical simulation of calcite vein formation and its impact on caprock sealing efficiency – Case study of a natural CO₂ reservoir. In: *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 83, p. 29-42. DOI <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.01.021>.
- ZEP. Zero Emissions Platform, 2011. The Costs of CO₂ Storage: Post-demonstration CCS in the EU: Brussels, Belgium, European technology platform for zero emission fossil fuel power plants. Disponível em: <<https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/the-costs-of-co2-capture-transport-and-storage-post-demonstration-ccs-in-the-eu/>>. Acesso em: jan. 2022.
- ZHANG, M.; BACHU, S., 2011. Review of integrity of existing wells in relation to CO₂ geological storage: What do we know? *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 5, p. 826-840. DOI <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2010.11.006>.
- ZHANG, D.; SONG, J., 2014. Mechanisms for Geological Carbon Sequestration. *Procedia IUTAM*, v. 10, p. 319-327. DOI <https://doi.org/10.1016/j.piutam.2014.01.027>

ZHOU, Y.; SWIDLER, D.; SEARLE, S.; BALDINO, C., 2021. Life-cycle greenhouse gas emissions of biomethane and hydrogen pathways in the European Union. In: *International Council on Clean Transportation*. Disponível em: <<https://theicct.org/publications/lca-biomethane-hydrogen-eu-oct21>>. Acesso em: nov. 2021.