



Captura de carbono: avanços e desafios das tecnologias no contexto energético *Carbon capture: advances and challenges of technologies in the energy context*

Milena Bastos de Santana^{1,*}, Gustavo Carvalho Menezes², Paulo Victor Rocha Brandão³,
Rafael Carvalho Castello Branco⁴, Danielly Norberto Araújo⁵, Vinícius Bastos Resende⁶

^{1,2,3} Engenheiro(a) Químico(a) no SENAI CIMATEC, BA, Brasil

⁴ Engenheiro de Petróleo e Gás, SENAI CIMATEC, BA, Brasil

⁵ Engenheira Eletricista, SENAI CIMATEC, BA, Brasil

⁶ Engenheiro, ENGIE BRASIL ENERGIA, SC, Brasil

*Autor para correspondência, E-mail: milenabs.eq@gmail.com

Received: 29 November 2024 | Accepted: 18 December 2024 | Published online: 26 December 2024

Resumo: A captura de carbono surge como uma estratégia crucial para mitigar as mudanças climáticas, equilibrando o desenvolvimento econômico e a preservação ambiental. Com foco na redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE), existem tecnologias voltadas à captura de dióxido de carbono (CO₂) de fontes emissoras antes de sua liberação na atmosfera, possibilitando seu armazenamento em formações geológicas ou sua reutilização na produção de produtos de alto valor, como os combustíveis sintéticos. Aliada às políticas climáticas internacionais, como o Acordo de Paris, e ao mercado de carbono, a captura de carbono complementa fontes renováveis e promove a inovação tecnológica. Apesar dos desafios técnicos e econômicos, sua aplicação é essencial para uma transição energética sustentável, reforçando a descarbonização e contribuindo para o enfrentamento das mudanças climáticas. Este estudo apresenta uma análise abrangente das tecnologias de captura, utilização e armazenamento de carbono (*CCUS, Carbon Capture, Utilization and Storage*), abordando seu potencial, limitações e papel na transição para uma economia de baixo carbono.

Palavras-chave: captura de carbono; descarbonização; combustão; mudanças climáticas; transição energética.

Abstract: Carbon capture has emerged as a crucial strategy to mitigate climate change, balancing economic development and environmental preservation. Focused on reducing greenhouse gases (GHG) emissions, there are technologies aimed at capturing carbon dioxide (CO₂) from emitting sources before it is released into the atmosphere, enabling its storage in geological formations or its reuse in the production of high-value products, such as synthetic fuels. Combined with international climate policies, such as the Paris Agreement, and the carbon market, carbon capture complements renewable sources and promotes technological innovation. Despite the technical and economic challenges, its application is essential for a sustainable energy transition, reinforcing decarbonization and contributing to tackling climate change. This study presents a comprehensive analysis of carbon capture, utilization and storage (*CCUS*) technologies, addressing their potential, limitations, and role in the transition to a low-carbon economy.

Keywords: carbon capture; decarbonization; combustion; climate change; energy transition.

1 Introdução

Historicamente, as metas ambientais têm focado na limitação das emissões absolutas e na redução das concentrações de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera, que retêm calor na atmosfera e aumenta as temperaturas médias globais. No entanto, com o crescente reconhecimento da gravidade das mudanças climáticas, a redução dessas emissões, principalmente no setor industrial e energético, tornou-se uma prioridade global. Os objetivos para mitigar os efeitos dos GEE estão se tornando cada vez mais específicos, evoluindo para metas de emissões líquidas zero (net-zero), ou seja, para o equilíbrio entre a quantidade de gases de efeito estufa (GEE) emitidos e a quantidade removida da atmosfera (Fankhauser et al., 2022).

Assim, nos últimos anos, foram estabelecidas regulamentações voluntárias e obrigatórias e, com base no acordo de Paris estabelecido na 21ª Conferência das Partes (COP21), alguns países têm como objetivo alcançar um sistema de emissões líquidas nulas até 2050 – 2070 (Zhao, 2022). Nesse contexto, tem sido crescente a procura de soluções para viabilizar e potencializar a descarbonização, incluindo as tecnologias de captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS) (Kargbo, Harris e Phan, 2021).

A captura de carbono é uma iniciativa estratégica no combate às mudanças climáticas, que visa capturar o dióxido de carbono (CO₂) de fontes emissoras antes que ele seja liberado na atmosfera. Esse gás pode ser armazenado em formações geológicas seguras ou utilizado na produção de combustíveis sintéticos e outros produtos industriais, contribuindo para uma economia mais circular. Tais tecnologias desempenham um papel importante na transição para um modelo de baixo carbono, complementando fontes renováveis de energia (Kargbo, Harris e Phan, 2021).

As políticas climáticas internacionais, como o Protocolo de Quioto e o Acordo de Paris, estabeleceram compromissos para reduzir as emissões globais de GEE. Além disso, o mercado de carbono surgiu como uma ferramenta econômica para incentivar práticas mais sustentáveis, permitindo que empresas e países negociem créditos de carbono. Alinhada aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), especialmente o ODS 13 (Ação contra a Mudança Global do Clima), a captura de carbono é uma solução que pode mitigar emissões enquanto promove inovação tecnológica e sustentabilidade (Podder et al., 2023).

Dessa forma, a captura de carbono desponta como uma alternativa promissora para equilibrar o desenvolvimento econômico e a preservação ambiental. Apesar dos desafios técnicos e econômicos associados, a implementação dessa tecnologia, combinada com as políticas climáticas, é crucial para alcançar as metas globais de neutralidade de carbono e evitar os prejuízos das perdas. O presente documento tem como objetivo apresentar uma revisão abrangente sobre o tema, fornecendo atualizações sobre o potencial e as limitações de captura de carbono como ferramenta essencial para a transição energética e a sustentabilidade.

2 Metodologia

Para a realização deste artigo de revisão, foi conduzida uma busca em bases de dados científicos reconhecidas, incluindo *ScienceDirect*, *Google Scholar* e *Scielo*. A pesquisa foi realizada utilizando palavras-chave relacionadas ao tema do estudo, estruturadas com operadores booleanos “AND” e “OR” para refinar os resultados, abrangendo prioritariamente os tópicos relevantes. As palavras-chave escolhidas foram com base em termos técnicos e sinônimos usadas no campo, como: “*carbon capture*”, “*post combustion*”, “*pre combustion*”, “*oxy combustion*”, “*decarbonization*”, “*CCUS*”, “*climate change*” e “*energy sector*”.

3 Tecnologias e métodos de captura de carbono

As tecnologias de captura, utilização e armazenamento de carbono são essenciais para mitigar as emissões de CO₂ em processos industriais, contribuindo para a sustentabilidade e a diminuição do impacto ambiental. Ao utilizar essas tecnologias, o gás carbônico emitido pela combustão é capturado e pode ser utilizado em processos de geração de produtos de valor, fechando o ciclo de carbono (Kargbo, Harris e Phan, 2021).

Em usinas para geração de energia elétrica, as tecnologias de CCUS podem capturar entre 85% e 95% do CO₂ produzido (Dell’Aversano et al., 2024). A depender do ponto/momento do processo de combustão em que o gás será capturado, há diversos métodos possíveis de serem aplicados. Na Figura 1 é apresentada uma visão geral dos principais métodos de captura de CO₂ considerando o processo de combustão: pré-combustão, pós-combustão, oxi-combustão. No processo de pré-combustão, o CO₂ é capturado antes da combustão, no processo de conversão do combustível em gás de síntese. Na pós-combustão, o CO₂ é capturado após a combustão. Já a oxi-combustão ocorre utilizando oxigênio puro ou enriquecido para facilitar a captura de carbono (Patil et al., 2022).

As tecnologias utilizadas para captura de carbono nesses processos são apresentadas na Figura 2. A depender do método utilizado, algumas tecnologias podem ser mais adequadas do que outras. Vale salientar que a implementação comercial em larga escala das tecnologias de CCUS ainda enfrenta desafios devido à limitada eficiência na captura de CO₂ e os altos custos das operações. Estima-se que o custo de separação e compressão do gás carbônico (para 11 MPa) varie entre US\$ 30 a 50 por tonelada de CO₂, enquanto os custos de transporte (a cada 100 km) e sequestro ficam em torno de US\$ 1 a 3 por tonelada de CO₂ (Nanda et al., 2016).

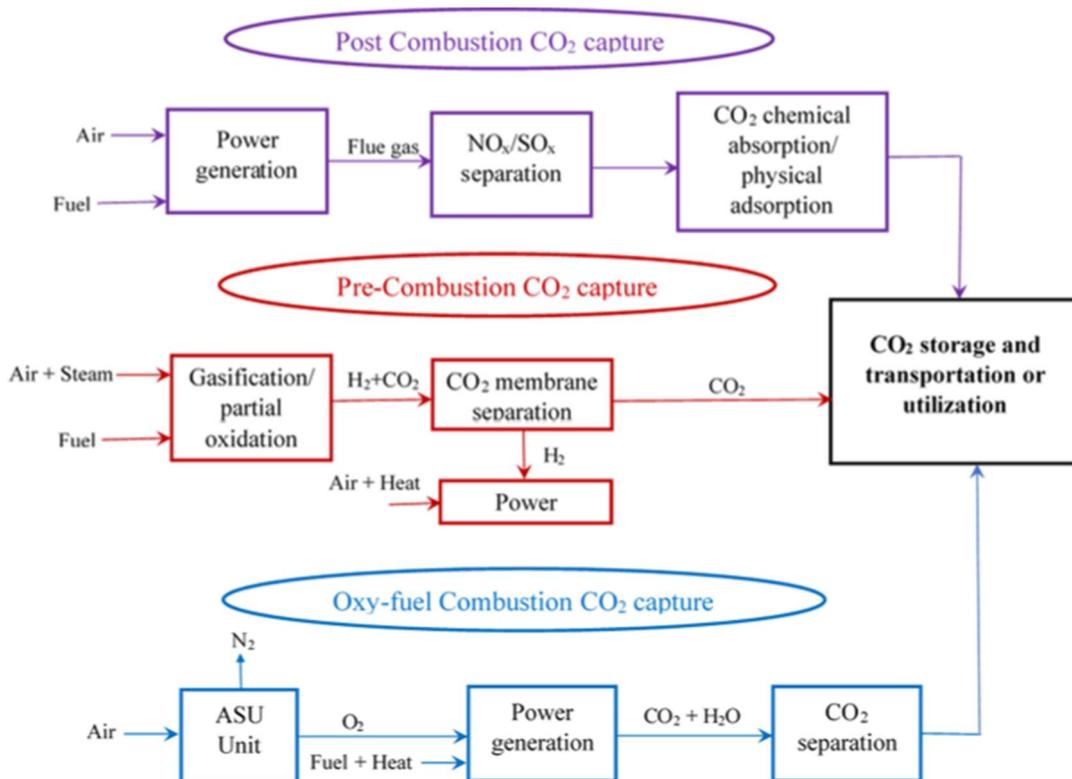


Figura 1. Visão geral dos métodos de captura de CO₂. Fonte: Patil et al. (2022).

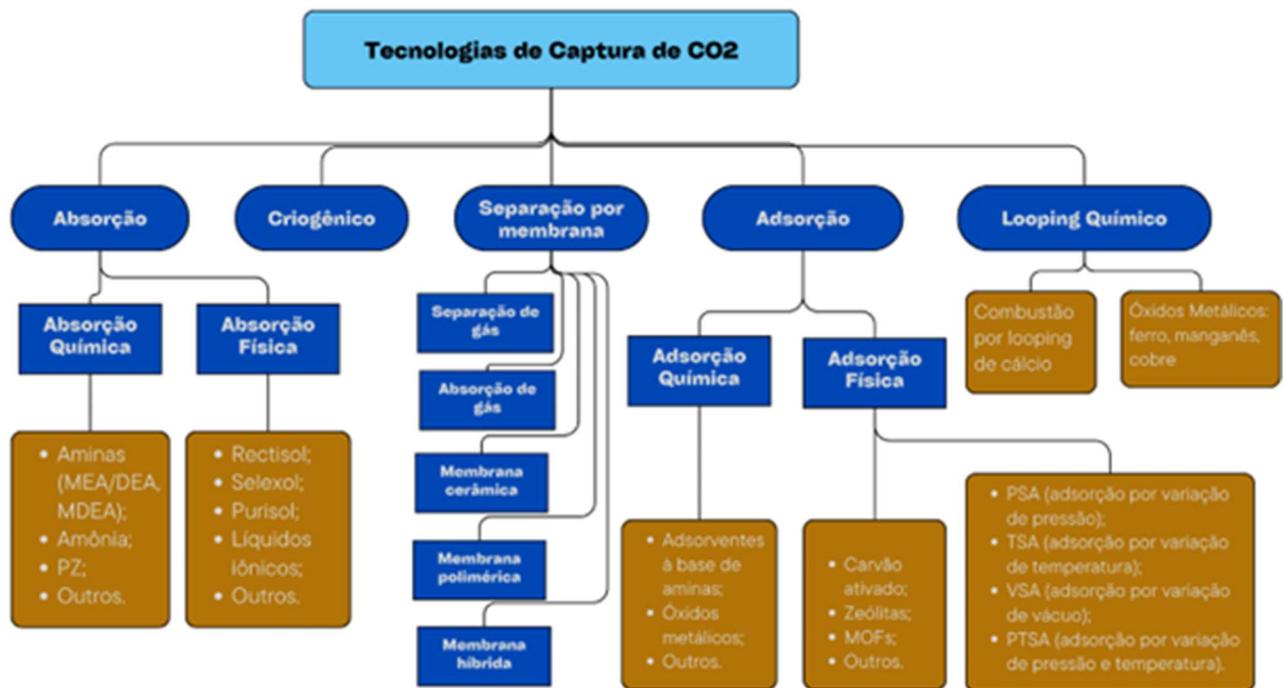


Figura 2. Tecnologias de captura de CO₂.

3.1 Métodos de captura de CO₂

3.1.1 Captura pós-combustão

A captura pós-combustão é uma das abordagens mais maduras para a captura de carbono, adaptável a uma ampla gama de processos de combustão, incluindo biomassa, e é a mais frequentemente utilizada (Madejski et al., 2022). Este método consiste na remoção de CO₂ dos gases de exaustão de plantas industriais e usinas de energia após a combustão do combustível. As unidades de captura podem ser adaptadas em centrais

energéticas existentes, adicionando uma instalação de separação de CO₂ para sua remoção do fluxo de gases de combustão de saída (Bridgwater et al., 2003).

Apesar de estabelecido na indústria, a utilização desse método possui algumas barreiras, tal como a baixa concentração de dióxido de carbono nos gases de combustão (3% - 33%), o que leva a uma perda de energia relativamente alta e, conseqüentemente, altos custos de captura de carbono. Além disso, também há um consumo maior de energia referente à regeneração de solventes e a compressão do CO₂ capturado (Regufe et al., 2021). Muitas vezes, é também necessário um investimento em equipamentos e energia para um processo de captura mais robusto, onde haja a separação de contaminantes no gás de exaustão, como NO_x, SO_x e partículas (Wang et al., 2017).

Os caminhos mais comuns na captura do dióxido de carbono são separação por membrana, absorção química, looping químico e adsorção física, sendo que a maioria delas não é implementada comercialmente em usinas de energia e a mais utilizada é a absorção-dessorção de CO₂ pela aplicação de solventes líquidos, como a solução de amina alcanol (Consoli, 2019). Indústrias implementaram esse método de captura utilizando processos baseados em aminas, como: Mitsubishi Heavy Industries Ltd. (Tóquio, Japão), HTC Purenergy (Canadá), Aker Carbon Capture (Noruega) e Kerr-McGee/ABB Lummus (EUA). A Usina Elétrica Warrior Run da AES em Maryland, EUA, gera mais de 180 MW de energia a partir do carvão, realiza a remoção do CO₂ (entre 4 e 6%) a partir do processo de adsorção baseado em amina, e a quantidade é vendida para indústrias de alimentos e bebidas (Mirpariz et al., 2023).

Apesar da tecnologia de absorção química ser mais bem estabelecida, o consumo relativamente alto de energia faz com que mais estudos sejam realizados em busca de alternativas. Outra opção com potencial é a separação baseada em membrana, que, por não ocorrer reação química, há menos impacto ambiental, além de que se espera que o consumo de energia seja menor do que a técnica de absorção química (Wang, Y. et al., 2017). As tecnologias serão mais bem detalhadas em seção posterior. No entanto, ressalta-se que a tecnologia empregada, assim como a etapa de purificação, varia conforme algumas condições do fluxo de gás, incluindo temperatura, pressão e concentração, bem como a pureza desejada do produto (Madejski et al., 2022).

3.1.2 Captura pré-combustão

A captura pré-combustão envolve a remoção de CO₂ antes que ele seja emitido na atmosfera durante a queima de combustíveis fósseis ou biomassa, onde primeiramente o combustível é convertido em gás combustível e em seguida o CO₂ é separado (Regufe, M. J. et al., 2021). O método consiste em reagir um combustível com oxigênio puro (oxidação parcial ou gaseificação) ou ar e/ou vapor (reforma a vapor) para produzir um gás de síntese (*syngas*), sendo composto por uma mistura de, principalmente, H₂ e CO, conforme Eqs. (1) e (2).



O processo é conhecido como oxidação parcial quando aplicado a combustíveis líquidos ou gasosos, e é conhecido como gaseificação, quando aplicado a combustíveis sólidos (Sifat e Haseli, 2019). O monóxido de carbono reage com vapor de água em um reator catalítico, a partir da reação de deslocamento de água-gás, para gerar CO₂ e hidrogênio, Eq. (3).



O dióxido de carbono é então separado do hidrogênio através de diversas técnicas, como absorção química, adsorção física ou membranas, as quais ocorrem em temperatura ambiente e à alta pressão, o que facilita a separação. O CO₂ fica disponível para armazenamento, enquanto o hidrogênio resultante pode ser usado como combustível limpo, já que sua combustão gera apenas vapor de água (Jansen, D. et al., 2015).

Uma das principais vantagens da captura pré-combustão é a produção de CO₂ a alta pressão, o que reduz o consumo de energia para liquefação ou compressão do gás, necessário para seu transporte e armazenamento. O processo também gera o hidrogênio, que pode ser aplicado para produção de células de combustível livre de carbono de baixa temperatura, demandando a purificação do H₂. Além disso, o H₂ também poderia ser utilizado como insumo na indústria química ou na produção de combustíveis sintéticos

(*e-fuels*). Quando aplicado em uma usina de energia, há a possibilidade de coprodução de hidrogênio e energia, dependendo, assim, da demanda de eletricidade (Consoli, C., 2019).

A rota de captura de CO₂ pré-combustão pode ser integrada em Ciclos Combinados de Gás Natural (NGCC) e Ciclos Combinados de Gaseificação Integrada (IGCC) para geração de energia. A aplicação desse método de captura em processos de NGCC requer um custo de investimento adicional para a geração de gás de síntese, tornando-se menos interessante em usina de geração de energia frente à rota de captura pós-combustão com base em solventes químicos. As perdas de eficiência variam de um estudo para outro, sendo as principais delas causadas pela produção de gás de síntese, seção de deslocamento de água-gás, seção de separação do CO₂ do hidrogênio e a seção de compressão e secagem de CO₂ (Jansen et al., 2015).

Em uma usina de energia IGCC, a seção de deslocamento de água-gás pode ser responsável por até 44% das perdas de eficiência, sendo a seção de maior perda nessas usinas (Jansen et al., 2015). Isso devido ao uso de vapor para a reação de deslocamento e aos limites na recuperação do calor produzido na conversão. Do ponto de vista tecnológico, há um grande potencial para melhorias nas usinas de IGCC e estudos de melhorias têm sido realizados para reduzir os custos do consumo de vapor na reação de deslocamento de gás de água e integração de calor entre o gerador de vapor de recuperação de calor e a planta de captura. Além disso, as tecnologias de gaseificação também têm um impacto significativo no custo associado ao tipo de tecnologia de captura de CO₂ integrada ao IGCC (Consoli, 2019).

Foi realizado um estudo sobre instalações comerciais de captura de pré-combustão no mundo, existindo 8 projetos de plantas de energia: Projeto de Energia de Hidrogênio na Califórnia, usina de energia IGCC alimentada por hidrogênio/coque de petróleo (Califórnia, EUA); Projeto de Energia Limpa do Texas, Usina Elétrica a Carvão (Texas, EUA); Kemper County IGCC, planta de pré-combustão IGCC (Mississippi, EUA); Projeto Killingholme, usina de energia IGCC (North Lincolnshire, Reino Unido); Don Valley Power Project, usina de energia IGCC alimentada por carvão (South Yorkshire, Reino Unido); Projeto Dongguan, usina de energia IGCC de 800 MW a carvão (Dongguan, China); Projeto Huaneng GreenGen, usina de energia IGCC de 400 MW a carvão (Bohai Rim, China); e Projeto Lianyungang, usina de energia IGCC a carvão de 1200 MW (Jiangsu, China) (Theo et al., 2016).

O projeto Kemper County foi o primeiro IGCC com captura de CO₂, construído nos EUA. Foi uma iniciativa da Mississippi Power, uma subsidiária da Southern Company, para construir uma usina de energia integrada com captura e armazenamento de carbono (CCS) no Condado de Kemper, Mississippi, EUA. Inicialmente, o projeto enfrentou vários desafios técnicos e de custo, resultando em atrasos significativos e aumento de custos ao longo dos anos. Em 2017, a Southern Company decidiu descontinuar o uso de tecnologia de gaseificação de carvão e CCS na usina, transformando-a em uma usina a gás natural convencional (E. NEWS, 2021).

Até o ano de 2015, não havia nenhuma usina de energia com captura de CO₂ pré-combustão alimentada por gás natural ou planta piloto em operação. Além disso, estavam em operação somente 4 usinas de captura de CO₂ pré-combustão: a Great Plains Synfuel Plant (Beulah, Dakota do Norte, EUA), a usina de fertilizantes nitrogenados da Coffeyville Resources (Kansas, EUA), a unidade da Koch Nitrogen Company (Oklahoma, EUA) e o projeto de reforma de metano a vapor da Air Products na refinaria Valero Energy (Port Arthur, Texas, EUA) (Jansen et al., 2015).

Geralmente, o hidrogênio produzido tem alta pureza devido às suas aplicações na indústria química ou de refino. Em contrapartida, no processo de captura de CO₂ pré-combustão, as prioridades se tornam a perda mínima de eficiência e o menor custo em vez de pureza e rendimento de hidrogênio/gás de síntese. Sendo assim, os critérios de qualidade e os custos associados à captura do gás carbônico estão direcionando os estudos e a integração entre a captura por pré-combustão e a planta de geração de energia (Theo, W. L. et al., 2016).

A captura pré-combustão pode ainda ser aplicada em usinas de biomassa, oferecendo um balanço de carbono mais favorável quando comparado aos combustíveis fósseis. Oreggioni, G. D. et al. (2014) realizam estudo direcionado à captura de carbono pré-combustão, como solução para plantas de cogeração de biomassa para aplicação em escalas pequenas e médias, utilizando adsorção por mudança de pressão e vácuo (PVSA). Eles descrevem que o método é aplicado ao *syngas* gerado pela gasificação da biomassa antes que ele seja queimado em um motor a gás. A captura de CO₂ no *syngas* é facilitada por uma reação de *Water Gas Shift Reaction (WGSR)*, que converte o monóxido de carbono (CO) em dióxido de carbono (CO₂). Desse modo, o processo ocorre em duas etapas, na primeira é realizado o enriquecimento do CO₂ onde o mesmo é concentrado até 75%, com uma taxa de recuperação de aproximadamente 98% e na segunda, o CO₂ é purificado até 95%.

Em contrapartida, Cormos, C. C., Cormos, A. M. & Agachi, S. (2009) avaliaram diferentes métodos de captura de carbono em plantas de geração de energia baseadas no ciclo combinado de gaseificação

integrada (IGCC), usando biomassa. A tecnologia de pré-combustão retratada é a captura por absorção gás-líquido, que pode utilizar solventes químicos, como MDEA (metil-dietanolamina), ou solventes físicos, como os processos Selexol e Rectisol. Essa tecnologia captura o CO₂ do gás de síntese, que é produzido pela gaseificação e convertido em CO₂ e hidrogênio na etapa de conversão catalítica de monóxido de carbono (*Water-Gas Shift*). O gás rico em hidrogênio resultante é utilizado para geração de energia. Com isso, essa tecnologia permite uma captura de carbono acima de 90%.

3.1.3 Captura por oxi-combustão

A captura por oxi-combustão é um método avançado para a redução de emissões de dióxido de carbono que envolve a queima de combustível em uma atmosfera rica em oxigênio em vez do ar. Este método utiliza oxigênio (O₂) puro ou uma mistura de oxigênio e gases de recirculação, eliminando a presença de nitrogênio que normalmente compõe a maior parte do ar. Isso resulta em uma exaustão de gás composta principalmente de CO₂ e vapor de água (Dziejarski, Krzyżyńska e Andersson, 2023).

A principal vantagem da oxi-combustão é que facilita significativamente a captura do CO₂, uma vez que este estará em uma concentração elevada no fluxo de gás de exaustão e, então, pode ser capturado de forma mais eficiente e econômica, não sendo necessário alto consumo de energia para separação. Outros pontos fortes desta técnica são a redução do conteúdo de nitrogênio (óxidos de nitrogênio) no gás de combustão, reduções de dimensão da caldeira e menor vazão mássica de gases de exaustão, sendo em torno de 75% menor em comparação com a combustão no ar. No entanto, a oxi-combustão normalmente possui a desvantagem dos altos custos de produção do oxigênio puro e da pressurização do CO₂ (Sifat e Haseli, 2019).

A Unidade de Separação de Ar (ASU, *Air Separation Unit*) é amplamente utilizada para a separação do oxigênio do ar, sendo também a etapa de maior consumo energético nesse processo. Por esse motivo, muitos estudos têm buscado tecnologias mais eficientes e economicamente viáveis (Madejski et al., 2022). Entre as principais tecnologias para a separação de oxigênio, destacam-se: separação por membranas, adsorção e *looping* químico com desacoplamento de oxigênio. O *looping* químico apresenta potencial para ser aplicado na oxi-combustão, enquanto a adsorção ainda não foi suficientemente desenvolvida para implementação em larga escala. Já a separação por membranas tem se mostrado mais econômica em comparação ao método criogênico tradicional (Wu et al., 2018).

O método de captura de carbono por oxi-combustão possui uma perda de eficiência em torno de 1 a 5% menor em comparação ao método de pós combustão. A eficiência varia conforme alguns fatores, dentre eles estão a tecnologia de separação de oxigênio, o design da câmara de combustão, a técnica de captura e armazenamento de carbono e o tipo de combustível utilizado. Assim, o uso de biomassa leva a valores mais baixos de suprimento de oxigênio na combustão em comparação com o carvão e com o gás natural devido ao maior teor de oxigênio. Além disso, a menor proporção C:H de combustíveis de biomassa também gera menores quantidades de CO₂ nos gases de combustão em relação ao carvão (Alonso et al., 2014). Apesar disso, alguns processos de oxi-combustão têm se destacado por apresentarem resultados promissores em termos de eficiência (Jeddizahed, Webley e Hughes, 2024).

Oportunidades de inovação têm sido estudadas e relatadas na literatura. Uma delas é a integração da oxi-combustão com o processo de eletrólise da água, que produz o hidrogênio como produto primário e o oxigênio (O₂) como subproduto. O uso desse oxigênio reduziria a necessidade de entrada de oxigênio advindo da ASU, que é um dos maiores consumidores de energia do processo. Dependendo da capacidade da caldeira e do eletrolisador, este último poderia produzir oxigênio de forma suficiente para cobrir os requisitos do processo de oxi-combustão e evitar a ASU (Alonso et al., 2014). No entanto, é importante verificar a eficiência do processo integrado em comparação com a dos processos independentes.

Alonso et al. (2014) exploraram a hibridização dos processos *Power to Gas (PtG)* e oxi-combustão como uma forma de melhorar a eficiência para a produção de combustível sintético. O estudo avaliou diferentes plantas de oxi-combustão e analisou o impacto de variáveis como o tipo de combustível e a capacidade da planta na eficiência. O uso de gás natural, carvão e biomassa foi comparado, destacando que o combustível influencia a demanda de oxigênio e CO₂. O modelo simulado mostrou que a integração térmica permite aumentar a eficiência global de 56% para 68%, utilizando o calor da metanação para gerar vapor, otimizando a produção de energia. O esquema de hibridização dos processos é mostrado na Figura 3.

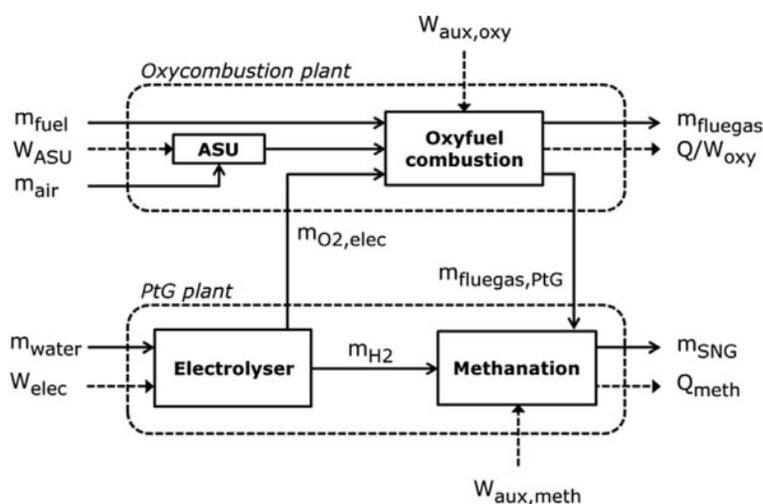


Figura 3. Esquema do conceito híbrido PtG-Oxicombustão. Fonte: Luo et al. (2018).

Outra solução proposta para mitigar as penalidades energéticas em aplicações comerciais de curto prazo é a oxi-combustão parcial, uma configuração híbrida que combina elementos da pós-combustão e da oxi-combustão (Diego, M. E. & Alonso, M., 2016). Nesta abordagem, o combustível primário é queimado em um ambiente enriquecido com oxigênio, onde o O_2 estará em uma concentração inferior ao do processo de oxi-combustão completa, no entanto, com uma concentração maior do que no método de pós-combustão. Isso reduz a diluição do gás de combustão pelo nitrogênio e aumenta a concentração de CO_2 . No sistema híbrido, a separação de oxigênio (ASU) necessita de concentrações menores de oxigênio em comparação à oxi-combustão convencional, o que resulta em penalidades energéticas menores (Luo, M. et al., 2018). Além disso, a recirculação do gás de combustão requer apenas pequenas modificações em caldeiras convencionais.

Abanades, J. C., Alonso, M., & Rodriguez, N. (2011) estudaram a integração da oxi-combustão parcial de biomassa com o processo de captura por loop de cálcio pós-combustão. O estudo concluiu que a concentração de CO_2 no carbonatador é aumentada pela oxi-combustão parcial, o que eleva a conversão multiciclo de CaO e melhora a eficiência da captura de CO_2 . Nesse estudo, é realizada uma oxi-combustão completa no calcinador, utilizando também a biomassa, para atingir a temperatura do calcinador e atingir uma alta concentração de CO_2 na saída do reator.

3.2 Tecnologias de captura de CO_2

3.2.1 Absorção química

A absorção química foi desenvolvida na década de 1930 e tem sido usada em aplicações industriais há várias décadas, sendo a técnica mais madura entre todas que serão apresentadas. A sua capacidade combinada de captura de CO_2 em instalações comerciais foi estimada pela *International Energy Agency* (IEA) em 860 Mt CO_2 /ano no ano de 2020 (IEA, 2020). Na Figura 4 podemos observar o fluxograma de processo simplificado da utilização de absorção química para captura de CO_2 .

Dessa forma, o processo de captura do CO_2 consiste na reação de um solvente com o CO_2 em uma coluna de absorção, criando um intermediário durante uma reação química reversível ou irreversível. A regeneração ocorre através do aumento da temperatura em uma coluna de dessorção, quando o composto intermediário se decompõe em CO_2 e no solvente primário (Dziejarski, Krzyżyńska e Andersson, 2023; Wang et al., 2011).

O nível de maturidade tecnológica para a utilização da absorção química na captura de CO_2 varia de acordo com a aplicação industrial específica. Essa tecnologia é amplamente aplicada na produção de produtos químicos como amônia (TRL 9), metanol (TRL 9) e outros produtos químicos de alto valor (TRL 7-8). Em outras indústrias, a absorção química também é utilizada: no setor de ferro e aço, para a produção de ferro reduzido direto (TRL 9) e enriquecimento de gás de processo em altos-fornos com hidrogênio (TRL 5-6); no setor de cimento (TRL 7-8); e na geração de energia a partir de carvão (TRL 9) e biomassa (TRL 7-8) (Global CCS Institute, 2021).

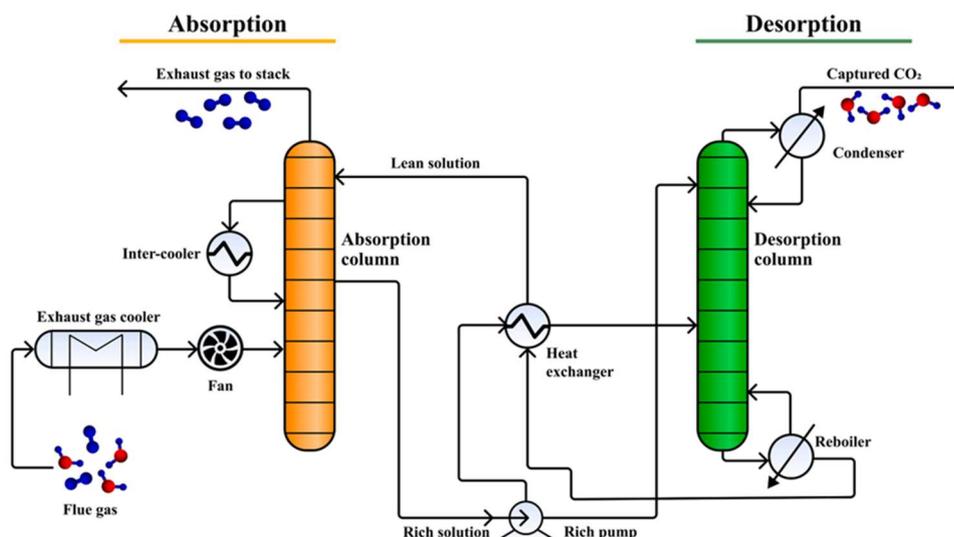


Figura 4. Fluxograma simplificado da absorção química de CO₂. Fonte: Dziejarski, Krzyżyńska e Andersson (2023).

A vantagem do método consiste em bons resultados em termos de eficiência na remoção de CO₂ em misturas de gases de escape a pressão relativamente baixa e com baixas concentrações de CO₂. Em contrapartida, as desvantagens incluem a necessidade de limpeza dos gases de combustão, através da remoção de SO₂, O₂, bem como poeira e hidrocarbonetos, uma vez que a presença destas substâncias pode interferir no funcionamento da coluna de absorção. Também são desvantagens do método a corrosividade e o alto consumo de energia do processo relacionado à regeneração do solvente. A recuperação de CO₂ depende do solvente utilizado e da natureza da reação química (Choi, W. J. et al., 2009), que forma compostos temporários que podem ser posteriormente regenerados para liberar o CO₂.

Os absorventes à base de amina surgiram como uma solução proeminente e amplamente adotada para a mitigação de emissões de gases do efeito de estufa provenientes de processos industriais e de geração de energia, devido à sua eficácia na captura de CO₂ de gases de combustão e outros fluxos de exaustão. As aminas exibem uma afinidade única pelo CO₂, formando compostos químicos estáveis por meio da absorção. Sob condições anidras, o CO₂ reage com aminas para formar carbamatos de amônio, enquanto na presença de umidade forma carbonato ou bicarbonato de amônio (Rackley, 2017).

As aminas de primeira geração para absorção de CO₂ são soluções aquosas de aminas que possuem alta capacidade de absorção de CO₂, rápida absorção e baixos custos de produção. Estas incluem a monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA), MDEA, e di-2-propanolamine (DIPA), sendo a solução convencional e amplamente utilizada em escala comercial a que utiliza 30% em peso de MEA (Soo et al., 2024). No entanto, essas aminas apresentam desvantagens por serem corrosivas para o equipamento, suscetíveis à degradação do solvente, possuírem perdas de vapor e emitirem compostos orgânicos voláteis. O problema mais urgente é a alta demanda de energia necessária para a regeneração do solvente (Li et al., 2016). Isto se deve à alta capacidade térmica e entalpia de vaporização da água nessas soluções aquosas de aminas.

As condições de operação típicas para processos com MEA convencional 30% em peso incluem temperaturas de 40-60°C para absorção e 100-140°C para regeneração. A pressão de operação geralmente varia entre 1-2 bar (Soo, X. et al., 2024). A eficiência de captura de CO₂ pode alcançar até 100%, como é o caso da utilização da MEA, mas varia a depender do tipo de amina e das condições de operação (Buvik et al., 2021).

Embora o processo de solvente MEA seja um método maduro e bastante utilizado, estão surgindo outros solventes que apresentam melhor desempenho, reduzindo as temperaturas necessárias para a regeneração. A estrutura das aminas, incluindo a sua configuração, os tipos de grupos funcionais ligados e o número de grupos amino por molécula podem potencialmente influenciar a reatividade da amina com o CO₂ e afetar as suas propriedades de absorção e desorção. Na tentativa de melhorar a eficiência dos sistemas de absorção e regeneração de CO₂, foram desenvolvidas diferentes estruturas de aminas e sistemas avançados de solventes para enfrentar estes desafios e aumentar a sustentabilidade global das tecnologias de captura de CO₂, como as aminas estericamente impedidas e soluções de diferentes tipos de aminas.

A absorção química baseada em solventes de amina tradicionais é considerada como a tecnologia mais madura (TRL 9), sendo amplamente utilizada em fábricas de fertilizantes, carbonato de sódio e processamento de gás natural, como por exemplo, Sleipner, Snøhvit CO₂ storage e Boundary Dam 3 CCS

Facility. Já as aminas estericamente impedidas, que possuem níveis de maturidade tecnológica (TRL) entre 6 e 9, variam conforme os fornecedores de tecnologia. Um exemplo prático é a aplicação em usinas termelétricas a carvão, como a Petra Nova CCS nos EUA (IEAGHG, 2019).

3.2.2 Absorção física

Os solventes físicos para captura de CO₂ são projetados para absorver e separar o CO₂ de misturas de gases usando interações físicas reversíveis sem sofrer uma reação química. Isto é, a absorção física consiste no fato de o CO₂ absorvido ser dissolvido em um solvente quimicamente inerte. O processo baseia-se na lei de Henry que estabelece que a concentração de gás dissolvido no líquido de absorção é proporcional à pressão parcial do gás acima do líquido e, em menor grau, à temperatura (Dziejarski, Krzyżyńska e Andersson, 2023; Choi et al., 2009).

Ao considerar aplicações industriais específicas, a adsorção física é amplamente utilizada na produção de amônia (TRL 9), síntese de metanol (TRL 7–8) e desenvolvimento de produtos químicos de alto valor (TRL 7–8) para absorção química (Dziejarski, Krzyżyńska e Andersson, 2023). Não foram encontrados estudos relativos ao uso de adsorção física para gases de combustão de biomassa.

Os solventes físicos operam em baixa temperatura e alta pressão, devido às fracas interações entre o CO₂ e as moléculas do solvente. Portanto, dependendo da força da interação física, a liberação de CO₂ e a regeneração do solvente podem envolver a remoção com gás inerte a temperaturas elevadas ou a vaporização para pressão mais baixa, ou ainda, para interações mais fortes (Arnold e Stewart, 2008). Ao longo dos anos, vários solventes físicos e seus processos específicos foram patenteados e licenciados, como o Rectisol, Selexol, Purisol, o Sulfinol e processo Fluor.

A tecnologia Rectisol utiliza metanol como solvente para a captura de CO₂ e outros gases ácidos de correntes de gás de síntese e gases de combustão. O processo ocorre a baixas temperaturas, geralmente entre -34,4°C e -73,3°C, e pressões entre 2,8 MPa e 7,0 MPa, onde o CO₂ se dissolve no metanol. A eficiência de captura de CO₂ pode ser extremamente elevada, frequentemente ultrapassando 95%. Esta tecnologia é particularmente eficaz para gases de alta pressão e tem a vantagem de capturar simultaneamente CO₂, H₂S e outros componentes ácidos (Buvik et al., 2021). O TRL para o processo Rectisol é de 9, com várias plantas comerciais em operação, especialmente em indústrias químicas e petroquímicas (Global CCS Institute, 2021).

Selexol é uma tecnologia de captura de CO₂ que utiliza éteres dimetílicos de polietileno glicol como solvente. Este processo é eficaz para remover CO₂, H₂S, compostos aromáticos e água de correntes de gás natural (Buvik, V. et al., 2021). A absorção ocorre em temperaturas em torno de 5-40°C e pressões de 2-12 MPa. A regeneração do solvente Selexol é realizada pela redução da pressão e/ou aumento da temperatura, liberando o CO₂ capturado. A eficiência de captura pode ser alta, atingindo até 90%, dependendo das condições operacionais. Um dos desafios do uso de Selexol é o custo do solvente e a necessidade de controle preciso das condições de operação para evitar a degradação do solvente (Buvik et al., 2021). O TRL para a tecnologia Selexol é de 9 (Global CCS Institute, 2021). Na Figura 5 podemos observar o Fluxograma do processo Selexol.

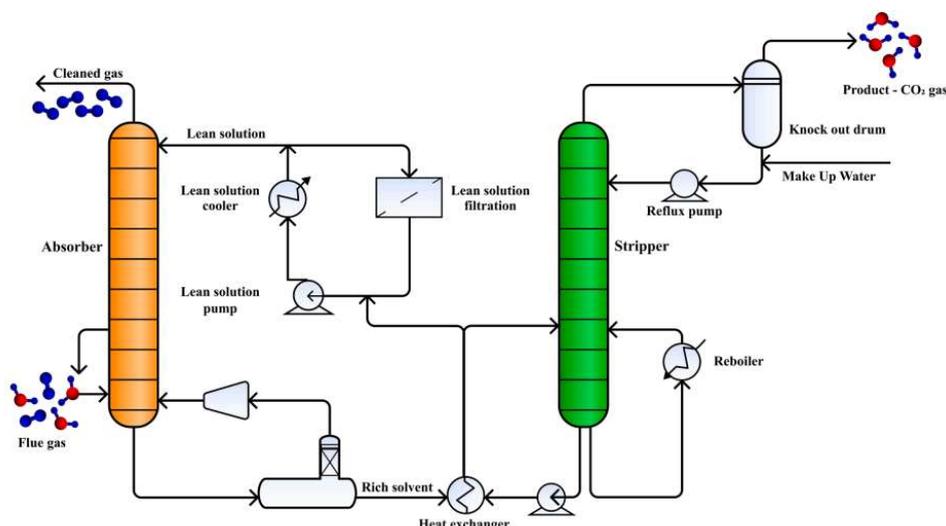


Figura 5. Fluxograma simplificado da absorção física (processo Selexol) de uma corrente de gás natural para captura de CO₂. Fonte: Dziejarski, Krzyżyńska e Andersson (2023).

3.2.3 Tecnologias de adsorção

A captura de CO₂ via adsorção é uma tecnologia amplamente utilizada para separar e concentrar dióxido de carbono de misturas de gases, como gases de combustão ou ar ambiente (Mukherjee, et al., 2019). Este processo envolve a utilização de adsorventes sólidos, que são materiais com alta afinidade por moléculas de CO₂. O processo através de adsorvente poroso sólido apresenta vantagens como alta eficiência de adsorção, fácil recuperação e manuseio, características reversíveis, alta capacidade de adsorção em condições úmidas, estabilidade do material e baixo investimento financeiro. À medida que a mistura gasosa entra em contato com o adsorvente, as moléculas de CO₂ aderem à sua superfície, separando-as efetivamente dos demais componentes do gás. A captura de CO₂ por adsorção oferece um meio flexível e eficiente de reduzir as emissões de gases de efeito estufa de vários processos industriais e pode ser adaptada para atender a requisitos específicos de separação e concentração (Khan, et al., 2023).

O processo de adsorção é cíclico e consiste em dois processos separados: a adsorção e a dessorção de CO₂, uma representação esquemática de um processo típico de adsorção é mostrada na Figura 6. O processo ocorre como resultado da capacidade de sorção desigual do adsorvente e da velocidade da cinética de adsorção de agentes gasosos selecionados da mistura separada (IEAGHG, 2019).

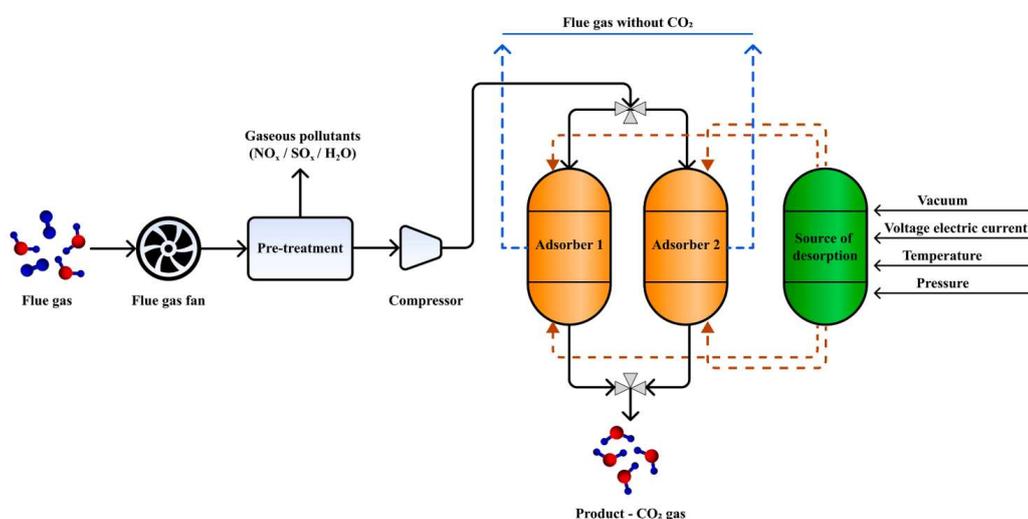


Figura 6. Fluxograma simplificado da adsorção de CO₂. Fonte: Dziejarski, Krzyżyńska e Andersson (2023).

Durante a adsorção, um aparelho experimental é preenchido com o adsorvente. Depois disso, o gás de combustão contendo CO₂ é transportado através dele. Além disso, a mistura gasosa é conduzida à superfície do material sorvente sólido, que adsorve moléculas de CO₂ e passa outros gases através de sua estrutura até atingir a saturação. Após a adsorção, o CO₂ passa pelo processo de dessorção, onde é removido da camada adsorvente e então o CO₂ dessorvido é transportado, condicionado e comprimido (Younas et al., 2016).

Na última década, intensas pesquisas sobre adsorção foram realizadas para explorar seu potencial como método de separação de CO₂ dos gases de combustão. A adsorção se destaca devido à sua elevada capacidade em baixas temperaturas e altas pressões, proporcionando um produto final com alta pureza. Além disso, o processo pode ser totalmente automatizado, resultando na eliminação de várias etapas desnecessárias. Hoje em dia, os desafios mais significativos da implantação da adsorção em escala industrial são quatro aspectos fundamentais: produção econômica em grande escala de adsorventes, redução da adsorção de CO₂ devido ao impacto negativo das impurezas na mistura de gases de combustão, controle e regulação da temperatura da combustão do gás a um nível adequado e custos associados à substituição frequente do adsorvente (IEAGHG, 2019).

Para definir o método de adsorção a ser utilizado, duas etapas são de extrema importância. A primeira é a escolha do material adsorvente, que é crucial para a eficiência do processo de captura de CO₂. A segunda consiste na definição do modo de regeneração, que varia entre PSA (adsorção por variação de pressão), TSA (adsorção por variação de temperatura), VSA (adsorção por variação de vácuo), PTSA (adsorção por variação de pressão e temperatura), ESA (Adsorção Electro-Swing) entre outros, dependendo do tipo de processo selecionado, a maior parte da energia é utilizada para pressurização ou aquecimento. A soma dos processos de adsorção (captura) e dessorção (liberação) são responsáveis pela concentração da molécula de interesse proveniente de uma mistura fluida homogênea.

Os materiais adequados para o desenvolvimento de adsorventes para adsorver CO_2 deverão apresentar boa resistência mecânica, estabilidade térmica, boa seletividade, resistência à umidade e baixo custo de preparação (Abd, et al., 2020). Os adsorventes podem ser combinados a fim de oferecer um vasto conjunto de opções de processos, estabelecendo possibilidades para otimização do desempenho da separação. Convencionalmente, os grupos dos adsorventes podem ser divididos em carvão ativado, zeólitas e silicatos mesoporosos, estruturas metal-orgânicas (MOFs), materiais baseados em grafeno e outros meios porosos de superfície modificada. As membranas inorgânicas apresentam desempenho elevado de permeação e seletividade cerca de 10 vezes maior do que materiais poliméricos (Fu et al., 2011).

Teoricamente, a captura de CO_2 pelo material adsorvente é condicionada principalmente por dois fatores: o grau de desenvolvimento da sua estrutura porosa (o grau de expansão dos microporos/mesoporos e o tamanho da área superficial específica do adsorvente) e as suas propriedades químicas. O primeiro fator determina o espaço disponível para a adsorção do gás, e o segundo afeta as forças de interação entre as moléculas de CO_2 e a superfície sólida, que determinam as propriedades de adsorção (Abd et al., 2020).

Considerando o progresso da adsorção no mercado, os dois principais tipos de adsorção podem ser vistos como marcos importantes no avanço da tecnologia. A adsorção física, utilizando materiais como carvão ativado, sílica, alumina, MOFs ou zeólitas, é atualmente mais comum na indústria de cimento (TRL 5–6), na indústria química para a produção de amônia (TRL 5–6) e metanol (TRL 7–8), e no setor siderúrgico, para processos como a redução direta (TRL 5–6) e a redução de fundição (TRL 7–8). Em contrapartida, a adsorção química, que emprega adsorventes baseados em aminas, sais metálicos, óxidos metálicos e hidrotalcitas, está em uma fase tecnológica mais precoce, ainda em estágio de pesquisa e desenvolvimento (IEAGHG, 2019).

3.2.4 Destilação criogênica

A tecnologia de Captura Criogênica de Carbono (CCC) envolve a compressão da mistura de gases de exaustão e seu resfriamento a uma temperatura adequada e alta pressão em várias etapas. Esse processo visa separar o CO_2 com base no ponto de orvalho ou sublimação de um componente específico, resultando em mudanças de fase apenas no dióxido de carbono (Song et. al., 2019). A Figura 7 ilustra essa tecnologia.

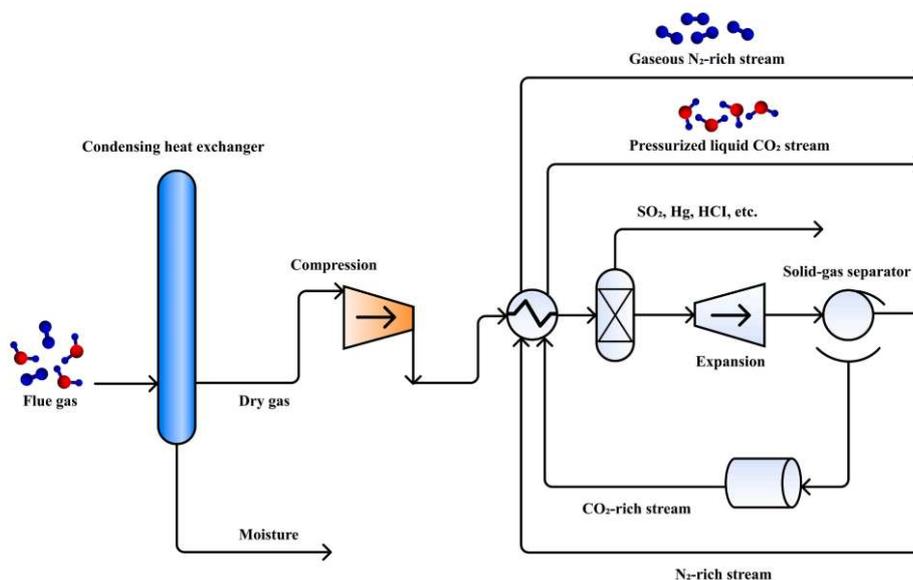


Figura 7. Fluxograma simplificado da tecnologia criogênica para captura de CO_2 . Fonte: Dziejarski, Krzyżyńska e Andersson (2023).

O processo de separação criogênica envolve várias etapas de compressão e resfriamento das misturas de gases para induzir mudanças de fase no CO_2 presente nos gases de exaustão. O dióxido de carbono separado pode estar na fase líquida ou na forma de gelo seco (sólido) e é removido diretamente. A seletividade desse método depende dos diferentes pontos de orvalho/sublimação dos componentes individuais dos gases de exaustão, como CO_2 , NO_x , SO_2 , CH_4 , H_2O e NH_3 . Esses componentes podem prejudicar o resfriamento, causar corrosão e obstrução (Song, et. al., 2019).

As principais vantagens da separação criogênica de CO_2 incluem a ausência de reagentes químicos e a facilidade de transporte do CO_2 , que é obtido diretamente na fase líquida. Uma desvantagem significativa

é o consumo energético necessário para minimizar o teor de água na corrente de gás de exaustão que alimenta o equipamento criogênico (Meisen, S., 1997).

Comparado a outras tecnologias de separação, o CCC pode alcançar maior recuperação de CO₂ (99,99%) e pureza (99,99%). Ele é especialmente útil para separar correntes gasosas com concentrações elevadas de CO₂, geralmente acima de 50%. No entanto, quando as concentrações de CO₂ são baixas, o seu uso não é viável economicamente devido ao alto consumo energético necessário para os processos de compressão e resfriamento (Berstad, et al., 2013).

Para mitigar os altos custos de energia, alguns desenvolvimentos recentes têm explorado o uso de ciclos de refrigeração mais eficientes e a integração com outros processos industriais que geram frio como subproduto. Outra abordagem é a utilização de sistemas híbridos que combinam a captura criogênica com outras tecnologias, como absorção e membranas, para melhorar a eficiência geral e reduzir os custos operacionais. Pesquisas contínuas e inovações tecnológicas são cruciais para tornar a captura criogênica uma opção viável e economicamente competitiva para a mitigação das emissões de CO₂ (IEAGHG, 2019).

As técnicas de captura criogênica de CO₂ se encontram em estágios iniciais de desenvolvimento (TRL baixo). O maior nível de maturidade se encontra com a combinação com outras tecnologias de captura, como membranas poliméricas (TRL 6). Outros sistemas híbridos de captura de CO₂ baseados em criogenia, incluem hidratos, adsorção (usando zeólitas) e absorção (processo de amônia resfriada). No entanto, esses sistemas ainda estão em escala de laboratório, com TRL 3 (Global CCS Institute, 2021).

Os projetos com maior nível de maturidade se concentram-se no uso do CCC na indústria de produção de cimento. Por exemplo, a Sustainable Energy Solutions (2022–2025), LLC, busca avançar o CCC para escala de engenharia (capturando 30 toneladas de CO₂ por dia – TRL 5) na Central Plains Cement Plant em Sugar Creek, Missouri. Outro projeto liderado pela Universidade de Illinois (2022–2023) combina uma unidade de adsorção por variação de pressão (PSA) com uma unidade criogênica para produzir um fluxo de CO₂ de alta pureza na planta de cimento Holcim Ste. Genevieve, no Missouri. O objetivo é concluir um estudo de engenharia (TRL 5–7) para um sistema comercial de captura de carbono que possa separar 95% das emissões totais de CO₂ (Berstad, et al., 2013).

3.2.5 Tecnologia de separação por membrana

As técnicas de membrana representam uma abordagem inovadora para separar o CO₂ da mistura de gases de exaustão. Em comparação com o MEA, que é a técnica mais tradicionalmente utilizada, a separação por membrana não só consome menos energia, mas também tem um menor impacto ambiental negativo. Essa separação é viabilizada por meio de uma membrana, uma fina camada de material de barreira semipermeável que separa um meio gasoso quando submetida a uma força motriz, como diferença de pressão, temperatura ou potencial elétrico em ambos os lados da membrana. A membrana divide o fluxo de gás (alimentação) em um fluxo de gás permeado e um fluxo retido, o retentado (IEAGHG, 2019).

Existem quatro categorias de membranas com base em sua estrutura: porosas, sólidas homogêneas e sólidas que transportam cargas elétricas, líquidas ou sólidas contendo transportadores seletivos. Além disso, a estrutura das membranas pode ser simétrica (igual em toda a seção transversal) ou assimétrica (com variações na estrutura na seção transversal) (IEAGHG, 2019).

A indústria utiliza principalmente membranas orgânicas, que apresentam grande variedade em termos de estrutura física e materiais de fabricação. Elas são resistentes a condições hostis de processo, como alta temperatura e pressão, ou propriedades químicas reativas da mistura de gases de exaustão. Nesse contexto, as membranas poliméricas e seus sistemas híbridos foram reconhecidos como um método eficaz de separação de CO₂, devido à excelente permeabilidade, desempenho de seletividade e simplicidade na regulação do tamanho dos poros da membrana durante o processo de formação. Como técnica única, as membranas poliméricas atingiram um nível de maturidade tecnológica TRL 7. Por outro lado, suas combinações com outros métodos de separação alcançaram etapas de escala mais baixas, como o híbrido de membranas poliméricas/separação criogênica na fase piloto, TRL 6, e o híbrido de membranas poliméricas/solvente, que possui um TRL de 4 (Global CCS Institute, 2021; IEAGHG, 2019).

No contexto dessas estruturas de membrana, apenas algumas tecnologias estão atualmente sendo consideradas para reduzir as emissões de CO₂. Entre elas, destacam-se as membranas eletroquímicas integradas com células de combustível de carbonato fundido (MFCs) com um nível de maturidade tecnológica (TRL) 7 (instalações piloto em grande escala na Planta Barry) e as membranas de líquido iônico à temperatura ambiente (RTIL) na fase de formulação de aplicação (TRL 2) (Global CCS Institute, 2021). A Figura 8 apresenta o diagrama de fluxo esquemático do processo de membrana para captura de CO₂ em uma usina termelétrica a carvão (Dziejarski, Krzyżyńska e Andersson, 2023).

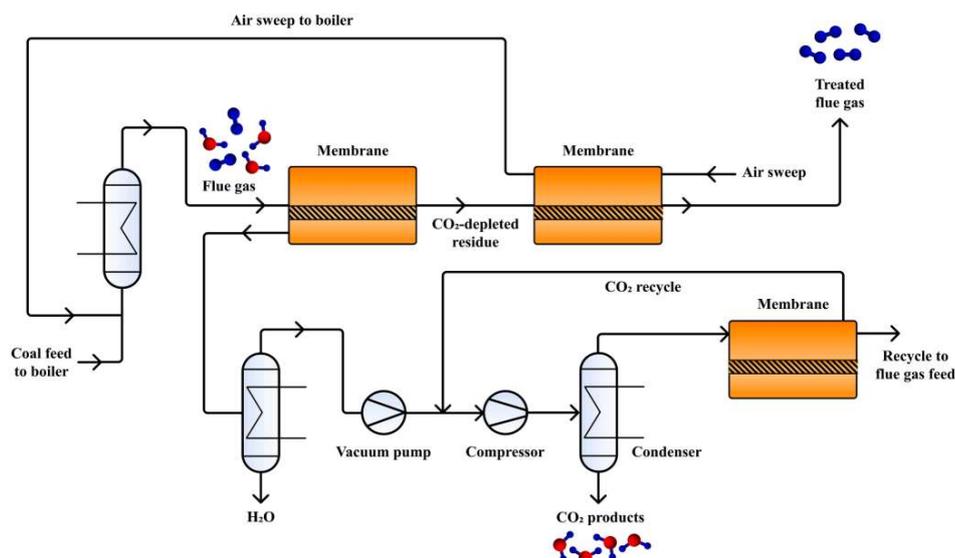


Figura 8. Fluxograma de processo simplificado para a tecnologia de membrana para captura pós-combustão de gases de combustão de usinas de energia. Fonte: Dziejarski, Krzyżyńska e Andersson (2023).

A tecnologia de separação por membranas oferece a vantagem de evitar formação de espuma, inundação, vazamentos e arraste, que são preocupações comuns ao usar uma coluna empacotada. Além disso, as membranas possuem uma área de superfície maior e permitem um melhor controle das taxas de fluxo de gás (El-Naas, M. H. et al., 2010). No entanto, a principal desvantagem das membranas é que sua eficiência diminui em concentrações mais baixas de CO_2 . Quando a concentração de CO_2 no fluxo de gás é inferior a 20%, a membrana apresenta flexibilidade limitada e se torna impraticável (exigindo etapas adicionais e a reciclagem de um dos fluxos). Outros desafios estão relacionados ao funcionamento em altas temperaturas, sensibilidade a gases corrosivos e à necessidade de manter a eficiência adequada para operação a longo prazo (Rostami et al., 2018).

Quanto ao processo de captura de CO_2 e ao mecanismo emergente de transporte através da estrutura da membrana, a separação por membrana pode ser dividida em dois métodos: membrana de separação de gás e membrana de absorção de gás (IEAGHG, 2019).

Para membranas de separação de gás (sólidos homogêneos), o mecanismo de transporte de gás é baseado na dissolução e difusão. O CO_2 separado dissolve-se no material da membrana e, em seguida, difunde-se através dele, dependendo do tipo de transporte de massa (passivo, facilitado ou ativo). Os componentes dos gases de exaustão são separados devido às diferenças em sua solubilidade no material da membrana e nas taxas em que passam por ele (IEAGHG, 2019). Esta membrana está sendo utilizada no processamento de gás natural em operações comerciais (TRL 9), e tem sido utilizada no Campo de Petróleo Pré-Sal da Bacia de Santos da Petrobras (Global CCS Institute, 2021). No contexto das membranas de absorção de gás (sólidos microporosos), o mecanismo de transporte envolve a transferência de dióxido de carbono através dos poros da membrana para o lado oposto, onde é capturado por um líquido. Esse processo depende do tamanho dos poros e do tipo de líquido utilizado na absorção, bem como de sua afinidade para separar um componente específico do fluxo de gases de exaustão. Assim, a membrana permite a segregação dos gases residuais em correntes com alta concentração de CO_2 e correntes de baixa concentração (IEAGHG, 2019).

3.2.6 Tecnologias de combustão com loop químico (CLC)

A tecnologia alternativa consiste na utilização de combustíveis fósseis em um processo conhecido como combustão com loop químico (CLC). Nesse método, a combustão é dividida em processos intermediários de oxidação e redução, que ocorrem de forma independente (Sánchez-Fuentes, et al., 2016). O oxigênio necessário para a combustão do combustível é obtido a partir da redução de óxidos de metais de transição (como cobre, cobalto, ferro, manganês e níquel), que servem como material de leito circulante entre os dois reatores-denominados carreadores de oxigênio (OC) (IEAGHG, 2019).

Esses compostos químicos têm sido reconhecidos como possíveis candidatos para carreadores de oxigênio, sendo que as propriedades mais influentes dos OCs para aumentar a eficiência do CLC incluem alta capacidade de transportar oxigênio, reatividade, taxa de reoxidação, excelente estabilidade durante os ciclos CLC, alta resistência mecânica para suportar o estresse associado à circulação, alta resistência à

aglomeração, impacto ambiental mínimo e custo reduzido (Siegelman, et al., 2021). Um transportador de oxigênio sólido se desloca entre duas unidades separadas. Partículas pequenas de óxido de metal, como Fe_2O_3 , NiO , CuO ou Mn_2O_3 são adequadas como transportadores de oxigênio (Sánchez-Fuentes, C. E. et al., 2016).

A tecnologia CLC é baseada em dois reatores internamente conectados: um reator de ar (também chamado de “oxidante”) e um reator de combustível (“reductor”). No reator de combustível, o óxido de metal é reduzido pelo combustível, sendo oxidado a CO_2 e H_2O . Assim, os óxidos metálicos reduzidos são encaminhados a um reator de ar, onde sofrem oxidação pelo oxigênio. Após a oxidação, os OCs são transportados para o reator de combustível, onde são reduzidos e utilizados como fonte de oxigênio para a combustão do combustível, oxidando-se posteriormente a CO_2 e H_2O .

As principais vantagens do CLC são que os gases de exaustão do reator de ar são compostos principalmente por N_2 e, portanto, inofensivos. Além disso, o fluxo de gases de exaustão do reator de combustível é composto por CO_2 e H_2O , permitindo que o CO_2 seja facilmente separado através de um condensador. Isso elimina a penalidade energética dos processos de absorção convencionais, reduzindo o consumo de energia e os custos de separação (Siegelman et al., 2021).

Atualmente os processos existentes enfrentam problemas significativos, como a estabilidade insuficiente do transportador de oxigênio e a cinética lenta de redox. Além disso, a dessulfurização do combustível é necessária para evitar a sulfetação do transportador. A maioria dos sistemas CLC está atualmente avaliada nos níveis de maturidade tecnológica (TRL) 5–6, correspondendo a testes piloto. Em comparação com outra tecnologia de looping sólido, o looping de cálcio (CaL), que envolve ciclos de alta temperatura, o CLC está menos avançado na implementação em escala comercial (Global CCS Institute, 2021).

3.2.7 Tecnologias de combustão com loop de cálcio (CaL)

O modelo de combustão por Loop de Cálcio (CaL) engloba uma gama de tecnologias de captura de CO_2 que utilizam CaO como um sorvente sólido, com os processos baseados na reação reversível da Eq. (4):

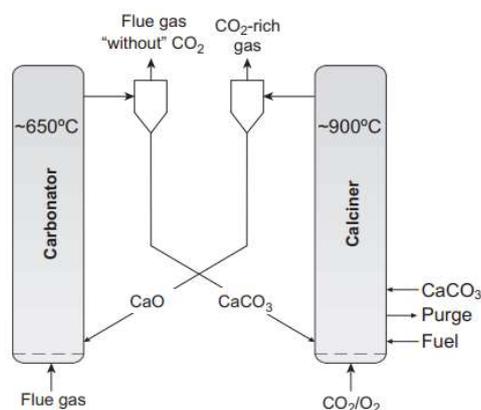


Figura 9. Fluxograma simplificado para a tecnologia de combustão por loop de cálcio. Fonte: Sánchez-Fuentes et al. (2016)

A configuração da pós-combustão CaL mais avançada consiste em dois reatores de leito fluidizado circulante interconectados - um carbonatador e um calcinador, conforme observado na Figura 9. O CO_2 é capturado no carbonatador, à temperatura de 650°C , e à medida que o gás de combustão (*flue gas*) entra em contato com as partículas de CaO continuamente fornecidas pelo calcinador, os sólidos carbonatados são enviados ao calcinador de temperatura mais alta (900°C), sendo aquecido pela oxidação do combustível. O CO_2 é liberado em forma concentrada como produto da calcinação do CaCO_3 , juntamente com um fluxo de CaO , que é enviado de volta ao carbonatador para fechar o ciclo. Um fluxo contínuo de CaCO_3 é alimentado no sistema a fim de compensar a degradação na capacidade de carregamento de CO_2 do CaO com ciclos consecutivos de carbonatação-calcinação, e uma purga também é extraída para evitar o acúmulo de inertes (Sánchez-Fuentes et al., 2016).

O looping de cálcio (CaL), em geral, tem sido um tópico especialmente promissor para a modernização de usinas termelétricas à carvão pulverizado, mas também foi sugerido para usinas de biomassa independentes (BECCS). Atualmente, essa técnica está em fase de estudos de viabilidade e custos em escala comercial, com TRL 6–7 (Global CCS Institute, 2021; IEAGHG, 2019).

Os processos CaL pós-combustão têm uma penalidade energética reduzida em comparação com opções alternativas de captura, como aminas, pois uma grande fração da energia fornecida ao calcinador para conduzir a reação endotérmica de calcinação pode ser recuperada na forma de fluxos de energia de alta temperatura e integrada dentro de um ciclo de vapor. Outras vantagens desta tecnologia é a utilização de reatores de leito fluidizado circulante, que são maduros nos setores de energia e industrial, sendo as reações envolvidas rápidas e bem conhecidas, permitindo o uso de reatores compactos. Além disso, o precursor do sorvente é o calcário natural, um material barato, abundante e não tóxico.

Uma desvantagem conhecida diz respeito ao desempenho do sorvente, que é desativado devido ao atrito em ciclos sucessivos de carbonatação-calcinação. Esta desvantagem pode ser compensada adicionando mais calcário fresco ao sistema, mantendo um fluxo de reposição maior. Vários estudos foram conduzidos para investigar alternativas de reativação de sorventes, como hidratação, pré-ativação térmica, dopagem de sorventes ou recarbonatação, sendo esta última testada com sucesso em uma planta piloto de 1,7 MWth (Sánchez-Fuentes et al., 2016).

O Processo CaL também pode ser usado em uma configuração *in situ* para ser empregado como uma tecnologia BECCS (*Bioenergy with carbon capture and storage*), considerada uma variante do esquema tradicional, uma vez que a combustão e a captura de CO₂ ocorrem simultaneamente dentro do mesmo reator de combustão-carbonatação. A captura *in situ* pode ser realizada por interconexão com um calcinador. Nessa configuração, um fluxo contínuo de CaO entra no combustor-carbonatador, reagindo com o CO₂ gerado pela combustão da biomassa. Este reator opera dentro de uma janela de temperatura estreita, próxima a 700°C, aproveitando a maior reatividade da biomassa em comparação com o carvão e maximizando a eficiência da combustão da biomassa e a captura de CO₂. O gás de exaustão resultante, empobrecido em CO₂, é emitido para a atmosfera e o fluxo de sólidos parcialmente carbonatado é direcionado ao calcinador. O CaCO₃ formado no combustor-carbonatador se decompõe no calcinador a 870°C-920°C sob condições de queima de oxigênio, queimando biomassa ou um combustível alternativo. Em relação ao CaL convencional acima, o consumo de oxigênio do calcinador é substancialmente menor do que em sistemas de oxidação para queimar a mesma quantidade de biomassa (Setiawan e Chiang, 2019).

O desempenho e a economia de uma usina de energia de biomassa com CaL *in situ* foram analisados e comparados com a oxidação e uma usina de biomassa convencional a ar sem captura de CO₂, com os resultados mostrando que o custo do CO₂ evitado para o CaL *in situ* é ligeiramente menor. Considerações adicionais relacionadas à negociação de emissões e à introdução de certificados verdes desempenham um papel importante nas análises econômicas e podem até levar a valores negativos do custo do CO₂ evitado em alguns cenários. Isso também ocorre ao considerar integrações de processos avançados que se beneficiam das economias de escala, onde o O₂ necessário nos processos de CaL *in situ* e oxidação vem de uma instalação maior compartilhada com outro sistema de oxidação próximo. Da mesma forma, vantagens econômicas aparecem quando o fluxo de CaO necessário no combustor-carbonatador vem de uma instalação de CaL pós-combustão adjacente que poderia ser anexada a uma usina de energia fóssil (Setiawan e Chiang, 2019).

O conceito foi testado com sucesso pela primeira vez em 30 kWth em uma instalação contínua de CaL no INCAR-CSIC, Espanha. A instalação utilizou biomassa (serragem, caroços de azeitona e pellets de madeira de pinho comercial) com o calcinador operando no modo ar. Eficiências de captura de CO₂ acima de 80%, próximas às permitidas pelo equilíbrio, foram obtidas usando inventários de leito no combustor-carbonatador de até 650 kg/m² e taxas de circulação sólida suficientes entre os reatores, de até 3,5 kg/m². Eficiências de combustão acima de 99% também foram encontradas nos reatores de combustor-carbonatador e calcinador nessas condições (Sánchez-Fuentes et al., 2016; Weng, Tseng e Wey, 2010).

3.3 Considerações quanto ao uso das tecnologias de captura de CO₂ em plantas de produção de *e-fuels*

Os *e-fuels* surgem como uma alternativa promissora no cenário energético, especialmente devido ao seu potencial sustentável. No entanto, a sua sustentabilidade depende de fatores fundamentais, como o método de produção do hidrogênio, a origem da eletricidade utilizada e o processo de obtenção do carbono necessário. Apesar desse potencial, a produção em larga escala desses combustíveis enfrenta obstáculos significativos, como os altos custos de produção, já que as tecnologias possíveis, como eletrolisadores para

a produção de hidrogênio e sistemas de captura de carbono, necessitam de investimentos robustos. Além disso, existe também a necessidade de infraestrutura para integrar essas tecnologias (Dell'Aversano, et al., 2024).

Existem várias rotas possíveis para a produção de *e-fuels*, como a combinação de hidrogênio (H₂) com dióxido de carbono (CO₂) para gerar e-metano ou e-metanol, que podem ser convertidas em combustíveis como e-diesel, e-gasolina ou e-DME. Outra rota envolve a combinação de hidrogênio com monóxido de carbono (CO) para a produção de e-querosene, e-diesel e e-DME. Nesses casos, o CO pode ser obtido a partir de CO₂ por meio da ocorrência de *Reverse Water Gas Shift (RWGS)*, e o CO₂ pode ser capturado por tecnologias de CCUS ou diretamente do ar, utilizando a técnica de Captura Direta de Ar (*DAC, Direct Air Capture*) (Dell'Aversano, et al., 2024).

Um aspecto importante na otimização do processo de produção é o uso do oxigênio gerado na eletrólise. Uma solução promissora é a hibridização do processo *Power-to-X (PtX)* com oxí-combustão. O conceito PtX refere-se à conversão de eletricidade em outras formas de energia, como combustíveis e produtos químicos. A oxí-combustão, que utiliza oxigênio puro em vez de ar na queima de combustíveis, tem como vantagem a produção de dióxido de carbono concentrado, facilitando a captura e reutilização de CO₂. No entanto, o principal desafio energético da oxí-combustão é o consumo de energia da unidade de separação de ar, que consome cerca de 190 kWh por tonelada de oxigênio produzido. Ao utilizar o oxigênio gerado na eletrólise, é possível eliminar ou reduzir esse consumo adicional, otimizando ainda mais o processo (Arnold e Stewart, 2008).

A integração entre o eletrolisador e o processo de oxí-combustão pode ser ajustada de acordo com o tamanho de cada sistema. Se houver uma proporção adequada, o oxigênio produzido pela eletrólise pode suprir as demandas da oxí-combustão, eliminando a necessidade de uma ASU. Isso pode aumentar a eficiência energética do processo, tornando a produção de *e-fuels* mais viável (Jeddizahed, Webley e Hughes, 2024).

Em relação às tecnologias de captura de CO₂ destinadas à produção de *e-fuels*, Gray et al., 2024 detalham a utilização da DAC como uma forma inovadora de captura e reutilização de CO₂ utilizando adsorventes sólidos e líquidos. Sendo assim, esse CO₂ capturado, combinado ao hidrogênio verde originado do processo PtX que utiliza eletricidade renovável para dividir a água em oxigênio e hidrogênio, por meio da eletrólise, podem ser reagidos por meio de Fischer-Tropsch formando combustíveis sintéticos como, por exemplo, o e-querosene.

4 Conclusões

A captura de carbono, como tecnologia utilizada no combate às mudanças climáticas, desempenha um papel crucial na descarbonização de setores difíceis de eletrificar e na transição para uma economia de baixo carbono. Este artigo revisou os principais métodos e tecnologias de captura de carbono, destacando tanto seu potencial quanto os desafios envolvidos em sua implementação.

Entre as abordagens exploradas, destacam-se os métodos de pré-combustão, pós-combustão e oxí-combustão, que, aliados a tecnologias emergentes, mostram-se capazes de reduzir significativamente as emissões de CO₂ de fontes industriais e de geração de energia.

Entre as tecnologias de captura, foram exploradas as características de eficiência e maturidade tecnológica para cada aplicação. Além disso, foram apresentados os potenciais de aplicações em que a captura de carbono pode ser utilizada, sendo destacada a utilização de carbono para a produção de combustíveis sintéticos.

Agradecimentos

Os autores agradecem à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e à ENGIE pelo financiamento do projeto de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) intitulado “PD 00403-0058/2024 - Rotas Tecnológicas para Produção de Combustíveis Sintéticos”, que resultou nesse artigo.

Referências bibliográficas

Abd, AA, Naji, SZ, Hashim, AS, Othman, MR (2020) ‘Carbon dioxide removal through physical adsorption using carbonaceous and non-carbonaceous adsorbents: a review’, *Journal of Environmental Chemical Engineering*, v. 8, n. 5, pp. 104142.

- Abanades, JC, Alonso, M, Rodriguez, N (2011) 'Experimental validation of in situ CO₂ capture with CaO during the low temperature combustion of biomass in a fluidized bed reactor', *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 5, n. 3, p. 512-520.
- Arnold, K, Stewart, M (2008) *Surface production operations: design of oil handling systems and facilities*. Boston: Gulf.
- Alonso, M, Diego, ME, Pérez, C, Chamberlain, JR, Abanades, JC (2014) 'Biomass combustion with in situ CO₂ capture by CaO in a 300 kWth circulating fluidized bed facility', *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 29, pp. 142-152.
- Bailera, M, Kezibri, N, Romeo, L M, Espatolero, S, Lisbona, P, Bouallou, C (2017) 'Future applications of hydrogen production and CO₂ utilization for energy storage: Hybrid Power to Gas-Oxycombustion power plants', *International journal of hydrogen energy*, v. 42, n. 19, pp. 13625-13632.
- Bridgwater, AV (2003) 'Renewable fuels and chemicals by thermal processing of biomass', *Chemical engineering journal*, v. 91, n. 2-3, pp. 87-102.
- Berstad, D, Anantharaman, R, Neksa, P (2013) 'Low-temperature CO₂ capture technologies—Applications and potential', *International Journal of Refrigeration*, v. 36, n. 5, pp. 1403-1416.
- Buvik, V, Høisæter, KK, Vevelstad, SJ, Knuutila, HK (2021) 'A review of degradation and emissions in post-combustion CO₂ capture pilot plants', *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 106, p. 103246.
- Choi, WJ, Seo, JB, Jang, SY, Jung, JH, Oh, KJ (2009) 'Removal characteristics of CO₂ using aqueous MEA/AMP solutions in the absorption and regeneration process', *Journal of Environmental Sciences*, v. 21, n.7, pp. 907-913.
- Consoli, C (2019) 'Bioenergy and carbon capture and storage', *Global CCS Institute*, pp.1-14.
- Cormos, CC, Cormos, AM, Agachi, S (2009) 'Power generation from coal and biomass based on integrated gasification combined cycle concept with pre-and post-combustion carbon capture methods', *Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering*, v. 4, n. 6, pp. 870-877.
- Dell'Aversano, S, Villante, C, Gallucci, K, Vanga, G, Di Giuliano, A (2024), 'E-Fuels: A Comprehensive Review of the Most Promising Technological Alternatives towards an Energy Transition.', *Energies*, v. 17, n. 16, p. 3995.
- Diego, ME, Alonso, M (2016) 'Operational feasibility of biomass combustion with in situ CO₂ capture by CaO during 360 h in a 300 kWth calcium looping facility', *Fuel*, v. 181, pp. 325-329.
- Dziejarski, B, Krzyżyńska, R, Andersson, K (2023), 'Current status of carbon capture, utilization, and storage technologies in the global economy: A survey of technical assessment', *Fuel*, v. 342, p. 127776.
- E. NEWS (2021) 'The Kemper project just collapsed: What it signifies for CCS'. Disponível em: <www.eenews.net/articles/the-kemper-project-just-collapsed-what-it-signifies-for-ccs/>, (acesso em 09 julho 2024).
- El-Naas, MH, Al-Marzouqi, M., Marzouk, SA, Abdullatif, N (2010) 'Avaliação da remoção de CO₂ utilizando contadores de membrana: molhabilidade da membrana', *Journal of Membrane Science*, v. 350, n. 1-2, p. 410-416.
- Fankhauser, S, Smith, SM, Allen, M, Axelsson, K, Hale, T, Hepburn, C, Kendall, JM, Khosla, R, Lezaun, J, Mitchell-Larson, L, Obersteiner, M, Rajamani, L, Rickaby, R, Seddon, N, Wetzer, T (2022) 'The meaning of net zero and how to get it right', *Nature Climate Change*, v. 12, n. 1, pp. 15-21.
- Fu, YJ, Liao, KS, Hu, CC, Lee, KR, Lai, JY (2011) 'Development and characterization of micropores in carbon molecular sieve membrane for gas separation', *Microporous and Mesoporous Materials*, v. 143, n. 1, pp. 78-86.
- Global CCS Institute (2021) 'Technology readiness and costs of CCS 2 the circular carbon economy: keystone to global sustainability series'. Disponível em: <www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2022/03/CCE-CCS-Technology-Readiness-and-Costs-22-1.pdf> (Acesso em 04 julho 2024).

- IEA (2020) ‘Clean Energy Innovation – Analysis’. Disponível em: <www.iea.org/reports/clean-energy-innovation> (Acesso em 01 julho 2024).
- IEAGHG (2019) ‘New IEAGHG Technical Report: 2019-09 ‘Further Assessment of Emerging CO₂ Capture Technologies for the Power Sector and their Potential to Reduce Costs’. Disponível em: <<https://ieaghg.org/news/new-ieaghg-technical-report-2019-09-further>> (Acesso em 03 julho 2021).
- Jansen, D, Gazzani, M, Manzolini, G, van Dijk, E, Carbo, M (2015) ‘Pre-combustion CO₂ capture’, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 40, pp. 167-187.
- Jeddizahed, J, Webley, PA, Hughes, TJ (2024), ‘Integrating alkaline electrolysis with oxyfuel combustion for hydrogen and electricity production’, *Applied Energy*, v. 361, p. 122856.
- Kargbo, H, Harris, JS, Phan, AN (2021) “‘Drop-in” fuel production from biomass: Critical review on techno-economic feasibility and sustainability’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 135, p. 110168.
- Khan, U, Ogbaga, CC, Abiodun, OAO, Adeleke, AA, Ikubanni, PP, Okoye, PU, Okolie, JA (2023) ‘Assessing absorption-based CO₂ capture: Research progress and techno-economic assessment overview’, *Carbon Capture Science & Technology*, v. 8, p. 100125.
- Li, K, Leigh, W, Feron, P, Yu, H, Tade, M (2016) ‘Systematic study of aqueous monoethanolamine (MEA)-based CO₂ capture process: Techno-economic assessment of the MEA process and its improvements’, *Applied Energy*, v. 165, pp. 648-659.
- Liu, X, Li, J, Zhou, L, Huang, D, Zhou, Y (2005) ‘Adsorption of CO₂, CH₄ and N₂ on ordered mesoporous silica molecular sieve’, *Chemical physics letters*, v. 415, n. 4-6, pp. 198-201.
- Luo, M, Yi, Y, Wang, S, Wang, Z, Du, M, Pan, J, Wang, Q. (2018) ‘Review of hydrogen production using chemical-looping technology’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 81, pp. 3186-3214.
- Madejski, P, Chmiel, K, Subramanian, N, Kuś, T (2022), ‘Methods and techniques for CO₂ capture: Review of potential solutions and applications in modern energy technologies’, *Energies*, v. 15, n. 3, p. 887.
- Metz, B, Davidson, O, Coninck, H, Loos, M, Meyer, L (2005) ‘PCC special report on carbon dioxide capture and storage www.osti.gov’. Disponível em: <www.osti.gov/biblio/20740954> (Acesso em 07 fevereiro 2024).
- Meisen, A, Shuai, X (1997) ‘Research and development issues in CO₂ capture. *Energy Conversion and Management*, v. 38, p. S37-S42.
- Miller, BG (2010) *Clean coal engineering technology*. Elsevier.
- Mirparizi, M, Shakeriaski, F, Salehi, F, Zhang, C (2023) ‘Available challenges and recent progress in carbon dioxide capture, and reusing methods toward renewable energy’, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 58, p. 103365.
- Mukherjee, A, Okolie, JA, Abdelrasoul, A, Niu, C, Dalai, AK (2019) ‘Review of post-combustion carbon dioxide capture technologies using activated carbon’, *Journal of Environmental Sciences*, v. 83, pp. 46-63.
- Nanda, S, Reddy, SN, Mitra, SK, Kozinski, JA (2016) ‘The progressive routes for carbon capture and sequestration’, *Energy Science & Engineering*, v. 4, n. 2, pp. 99-122.
- Oreggioni, GD, Friedrich, D, Brandani, S, Ahn, H (2014) ‘Techno-economic study of adsorption processes for pre-combustion carbon capture at a biomass CHP plant’, *Energy Procedia*, v. 63, pp. 6738-6744.
- Patil, T, Dharaskar, S, Sinha, M, Jampa, SS (2022) ‘Effectiveness of ionic liquid-supported membranes for carbon dioxide capture: a review’, *Environmental Science and Pollution Research*, v. 29, n. 24, pp. 35723-35745.
- Podder, PB, Pattnaik, F, Nanda, S, Dalai, A (2023) ‘A review of carbon capture and valorization technologies’, *Energies*, v. 16, n. 6, p. 2589.
- Rackley, SA (2017) *Carbon capture and storage*. Butterworth-Heinemann.
- Rahimpour, MR, Farsi, M, Makarem, MA (ed.) (2020). *Advances in carbon capture: methods, technologies and applications*. Woodhead Publishing.

- Regufe, MJ, Pereira, A, Ferreira, AFP, Ribeiro, AM, Rodrigues, AE (2021) ‘Current developments of carbon capture storage and/or utilization—looking for net-zero emissions defined in the Paris agreement’, *Energies (Basel)*, v. 14, n. 9, p. 2406.
- Rostami, S, Keshavarz, P, Raeissi, S (2018) ‘Experimental study on the effects of an ionic liquid for CO₂ capture using hollow fiber membrane contactors’, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 69, pp. 1-7.
- Sánchez-Fuentes, CE, Pergher, SB, Gutiérrez-Arzaluz, M, Mugica-Álvarez, V, Terrés, E, Torres-Rodríguez, M (2016) ‘Interactions between the Ionic Liquid and the ZrO₂ Support in Supported Ionic Liquid Membranes for CO₂ Separation’, *Technologies*, v. 4, n. 4, p. 32.
- Setiawan, WK, Chiang, KY (2019) ‘Silica applied as mixed matrix membrane inorganic filler for gas separation: a review’, *Sustainable Environment Research*, v. 29, n. 1, pp. 1-21.
- Siegelman, RL, Kim, EJ, Long, JR (2021) ‘Porous materials for carbon dioxide separations’, *Nature materials*, v. 20, n. 8, pp. 1060-1072.
- Sifat, NS, Haseli, Y (2019) ‘A critical review of CO₂ capture technologies and prospects for clean power generation’. *Energies*, v. 12, n. 21, p. 4143.
- Song, C, Liu, Q, Deng, S, Li, H, Kitamura, Y (2019) ‘Cryogenic-based CO₂ capture technologies: State-of-the-art developments and current challenges’, *Renewable and sustainable energy reviews*, v. 101, pp. 265-278.
- Soo, XYD, Lee, JJC, Wu, WY, Tao, L, Wang, C, Zhu, Q, Bu, J (2024) ‘Advancements in CO₂ capture by absorption and adsorption: A comprehensive review’, *Journal of CO₂ Utilization*, v. 81, p. 102727.
- Theo, WL, Lim, JS, Hashim, H, Mustaffa, AA, Ho, WS (2016) ‘Review of pre-combustion capture and ionic liquid in carbon capture and storage’, *Applied energy*, v. 183, pp. 1633-1663.
- Wang, M, Lawal, A, Stephenson, P, Sidders, J, Ramshaw, C (2011) ‘Post-combustion CO₂ capture with chemical absorption: A state-of-the-art review’, *Chemical engineering research and design*, v. 89, n.9, pp. 1609-1624.
- Wang, Y, Zhao, L, Otto, A, Robinius, M, Stolten, D (2017) ‘A review of post-combustion CO₂ capture technologies from coal-fired power plants’, *Energy Procedia*, v. 114, pp. 650-665.
- Weng, TH, Tseng, HH, Wey, MY (2010) ‘Fabrication and characterization of poly (phenylene oxide)/SBA-15/carbon molecule sieve multilayer mixed matrix membrane for gas separation’, *International journal of hydrogen energy*, v. 35, n. 13, pp. 6971-6983.
- Wilson, SM, Kennedy, DA, Tezel, FH (2020) ‘Adsorbent screening for CO₂/CO separation for applications in syngas production’, *Separation and Purification Technology*, v. 236, p. 116268.
- Wu, F, Argyle, MD, Dellenback, PA, Fan, M (2018) ‘Progress in O₂ separation for oxy-fuel combustion—A promising way for cost-effective CO₂ capture: A review’, *Progress in Energy and Combustion Science*, v. 67, pp. 188-205.
- Younas, M, Sohail, M, Leong, LK, Bashir, MJ, Sumathi, S (2016) ‘Feasibility of CO₂ adsorption by solid adsorbents: a review on low-temperature systems’, *International journal of environmental science and technology*, v. 13, pp. 1839-1860.
- Zhao, C (2022) ‘Carbon Neutrality: aiming for a net-zero carbon future’, *Carbon Neutrality*, v. 1, n. 1, p. 2.