



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

*Alisson Aparecido Vitoriano Julio*

**AVALIAÇÃO DE CENÁRIOS DE DESCARBONIZAÇÃO NO SETOR DE  
GERAÇÃO TERMELÉTRICA NO BRASIL UTILIZANDO  
TECNOLOGIAS DE CAPTURA DE CO<sub>2</sub> PÓS-COMBUSTÃO POR  
ABSORÇÃO QUÍMICA.**

**Itajubá, agosto de 2023**



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

Alisson Aparecido Vitoriano Julio

**AVALIAÇÃO DE CENÁRIOS DE DESCARBONIZAÇÃO NO SETOR DE  
GERAÇÃO TERMELÉTRICA NO BRASIL UTILIZANDO  
TECNOLOGIAS DE CAPTURA DE CO<sub>2</sub> PÓS-COMBUSTÃO POR  
ABSORÇÃO QUÍMICA.**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Mecânica.

**Área de Concentração:** Térmica, Fluidos e Máquinas de Fluxo

**Orientador:** Prof. Dr. José Carlos Escobar Palacio

**Itajubá, agosto de 2023**



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

Alisson Aparecido Vitoriano Julio

**AVALIAÇÃO DE CENÁRIOS DE DESCARBONIZAÇÃO NO SETOR DE  
GERAÇÃO TERMELÉTRICA NO BRASIL UTILIZANDO  
TECNOLOGIAS DE CAPTURA DE CO<sub>2</sub> PÓS-COMBUSTÃO POR  
ABSORÇÃO QUÍMICA**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Mecânica.

---

**Orientador:** Prof. Dr. José Carlos Escobar Palacio  
Universidade Federal de Itajubá

---

**1º Examinador:** Prof. Dr. Osvaldo José Venturini  
Universidade Federal de Itajubá

---

**2º Examinador:** Prof. Dr. Sandro Metrevelle Marcondes de Lima e Silva  
Universidade Federal de Itajubá

---

**3ª Examinadora:** Profa. Dra. Thais Suzane Milessi  
Universidade Federal de São Carlos

---

**4ª Examinadora:** Profa. Dra. Silvia Azucena Nebra de Pérez  
Universidade Federal do ABC

---

**5º Examinador:** Prof. Dr. José Joaquim Conceição Soares Santos  
Universidade Federal do Espírito Santo

**Itajubá, agosto de 2023**

“É difícil para um menino brasileiro,  
sem consideração da sociedade  
Crescer um homem inteiro,  
muito mais do que metade  
Fico olhando as ruas,  
as vielas que ligam meu futuro ao meu passado  
E vejo bem como driblei o errado.”

Emicida

## **DEDICATÓRIA**

*Este trabalho é dedicado inteiramente às memórias de Lourdes Cândida da Silva e Celina Fernandes Julio, minhas queridas avós, pilares dos meus valores e, além de grandes incentivadoras, responsáveis pela minha formação.*

## AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Aloisio e Vera, agradeço o apoio e a confiança nas decisões que tomei;

Ao Professor José Carlos: orientador e um amigo de confiança, agradeço por todos os conselhos além do trabalho, pela orientação e pela dedicação em fazer com que a experiência de doutorado ocorresse sempre da melhor forma para mim;

Aos meus amigos Alex, Cristiano, Gabriel, João, Matheus e Pedro, mas também às amigas Bárbara, Júlia, Taiãne e Tatiane. Agradeço pela força nesse período de doutorado, por terem comigo compartilhado não apenas momentos de diversão e descontração, mas também de desabafo, frustração e desânimo e ademais dificuldades da vida acadêmica.

Ao meu colega Rafael Castro-Amoedo, agradeço por toda ajuda com minha ida e estadia na Suíça;

Ao Professor François Maréchal, agradeço pela recepção na Suíça e pela grande oportunidade de trabalhar no IPESE, deixando à minha disponibilidade todos os recursos e infraestrutura do laboratório;

Aos colegas de trabalho Daniel, Eduardo, Eric e Túlio, agradeço por todas as trocas e discussões, conselhos e sugestões;

À Lila e ao Willians, grandes incentivadores dos meus estudos e parte da minha família;

E, em especial, à minha companheira de vida Ana Claudia, que tem sido especial em compartilhar a experiência de vida comigo, mas também é admirável no respeito e apoio às minhas decisões, além de ter eximia paciência e tratar com acolhimento minhas frustrações.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) – DS 88887.612956/2021-00.

## RESUMO

JULIO, Alisson Aparecido Vitoriano. (2023) Avaliação de Cenários de Descarbonização no Setor de Geração Termelétrica no Brasil utilizando tecnologias e Captura de CO<sub>2</sub> Pós-Combustão por Absorção Química. 211p. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Instituto de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá.

Diante da necessidade de minimizar os impactos ambientais do setor de geração de eletricidade, do baixo número de estratégias para a descarbonização do setor termelétrico brasileiro, decidiu-se analisar as tecnologias de Captura, Sequestro e Utilização de CO<sub>2</sub>, como ferramentas de descarbonização no cenário nacional, especificamente, para Usinas Termelétricas que operam com carvão nacional. A metodologia incluiu indicadores termodinâmicos e econômicos, além de avaliações acerca dos *trade-offs* entre desempenho e custos, da tomada de decisão e dos impactos na eficiência, geração e custos de operar a malha térmica brasileira integrada às tecnologias de Captura de Carbono. Os resultados indicaram que, independentemente do índice de captura, o desempenho econômico inviabiliza a competitividade de uma central termelétrica integrada à cadeia de processos referente à Captura, Sequestro e Utilização de CO<sub>2</sub>. A adaptação das plantas de geração causou entre 9% e 40% de decréscimo na eficiência do ciclo de potência; e entre 14% e 61% de penalidade energética. Essa penalidade resultou também na penalidade econômica, que elevou o custo de geração de 37 USD/MWh para até 118 USD/MWh, considerando as condições dos Cenários Futuros. Concluiu-se que ações em busca de diminuir o consumo energético são mandatórias para promover a competitividade econômica da captura por absorção química. Também há de se mencionar que o uso de Piperazina se mostrou favorável economicamente, pois implica em menores equipamentos; e, também, se apresenta como melhor solução para índices de captura referentes à neutralidade em carbono. A interferência governamental deve ser baseada em ações além das políticas de subsídio, as quais não se mostraram relevantes. Mostrou-se que a estratégia de aplicação das tecnologias de Captura de Carbono no Brasil seria capaz de evitar entre 6 e 6,5% das emissões na Região Sul do Brasil. Entretanto, até 58% do investimento anunciado para fins de descarbonização nos próximos anos seria comprometido.

**Palavras-chave:** CCUS, Geração Termelétrica, Carvão, Análise Técnico-Econômica, Absorção Química.

## ABSTRACT

JULIO, Alisson Aparecido Vitoriano. (2023) Evaluation of Decarbonization Scenarios in Thermoelectric Generation Sector in Brazil by applying Post-Combustion Carbon Capture, Utilization and Sequestration by Chemical Absorption. 211p. Thesis (PhD in Mechanical Engineering) - Institute of Mechanical Engineering, Federal University of Itajubá.

In face of the necessity for the minimization of the environmental impacts in the power sector, of the low and slow pace of strategies formulation for Brazilian decarbonization, this work was placed and justified. The main goal resides in analyze CO<sub>2</sub> Capture by Chemical Absorption as an available technological tool for decarbonization in the Brazilian Power Plants, especially, the National Coal-fired Power Plants. Thermodynamic, economic indicators, discussions over performance and costs trade-offs, decision-making, and the impacts of the Carbon, Capture, Utilization and Storage had on the Power Plants typical operation were applied as a methodology for holistic evaluation of such the proposition. The results pointed out that independent of the capture index, post-combustion capture by chemical absorption is unviable due to economic performance. The retrofit cause to the Power Plants efficiency decay between 9% and 40%, and from 14% to 61% energy penalty. The energy penalty was reflected in economic penalty, leading the electricity production cost from 37 to 118 USD/MWh, when Future Scenarios were addressed. Therefore, it was concluded that further action must be taken to decrease energy demand in CO<sub>2</sub> capture in order to reach economic competitiveness with chemical absorption. Moreover, the use of Piperazine was economic favorable due to its properties that implied smaller piece of equipment, and also due to its better performance for higher capture rate indexes. Governmental action is expected, however, must be beyond simple subsidies, which were merely relevant for economic penalty. Furthermore, it is shown that the strategy of Carbon Capture systems for Brazil would avoid between 6% and 6,5% of emissions in the South Region. However, to take such undertaking, the equivalent of 58% of announce investment for decarbonization might be compromised.

**Keywords:** CCUS, Thermal Power Plants, Coal, Techno-Economic Analysis, Chemical Absorption.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Geração Térmica Média Anual no Brasil (Período: 1999-2021). Fonte: (ONS, 2022). .....	30
Figura 2.2. Localização das usinas térmicas brasileiras, com pelo menos 20 MW de capacidade instalada, classificadas pelo principal combustível de operação. Fonte: Sistema de Informações de Geração (SIGA) (ANEEL, 2021). .....	31
Figura 2.3. Métodos e Técnicas para a aplicação da tecnologia adequada para Captura, Sequestro e/ou Utilização de Carbono. ....	33
Figura 2.4. Fluxograma representativo para método pré-combustão de captura de CO <sub>2</sub> . .....	35
Figura 2.5. Mapas de decisão quanto as propriedades das aminas utilizadas como solventes. (A) Propriedades Desejadas, quanto mais próximo de 1, melhor; (B) Propriedades indesejadas, quanto mais próximo de 1, pior. ....	40
Figura 3.1. Fluxograma referente a Primeira Etapa da Metodologia do Trabalho. ....	52
Figura 4.1. Fluxograma completo de todos os estágios envolvidos na cadeia de processos da CCUS a partir da fonte de CO <sub>2</sub> até a Utilização e/ou Sequestro do CO <sub>2</sub> capturado. ....	58
Figura 4.2. Fluxograma da etapa de pré-processamento dos gases de exaustão. ....	61
Figura 4.3. Fluxograma elaborado na plataforma do Aspen Hysys® v.11 para a simulação da captura de CO <sub>2</sub> . .....	63
Figura 4.4. Perfil de Distribuição da Exergia Destruída nos Sistemas de Captura considerando o caso de referência. ....	81
Figura 4.5. Influência da temperatura de entrada da solução no desempenho do Regenerador. ....	83
Figura 4.6. Influência da temperatura de entrada da solução no desempenho do Absorvedor. ....	85
Figura 4.7. Efeito da Variação dos Parâmetros nos Indicadores de desempenho: (a) Consumo Específico de Calor; (b) Exergia Destruída Total; (c) Eficiência Exergética do Sistema de Captura de CO <sub>2</sub> . .....	87
Figura 4.8. Trade-off: Consumo Específico de Calor x Custo de Aquisição de Equipamento pela variação do espaçamento entre os estágios da coluna de Absorção. ....	89
Figura 4.9. Trade-off: Consumo Específico de Calor x Custo de Aquisição de Equipamento pela variação do espaçamento entre os estágios da coluna de Regeneração. ....	90
Figura 4.10. Trade-off: espaçamento entre estágios do Absorvedor x Indicadores Econômicos. ....	91

Figura 4.11. Trade-off: Espaçamento entre estágios do Regenerador X Indicadores Econômicos. ....	92
Figura 4.12. Trade-off: Consumo Específico de Calor x Custo de Aquisição de Equipamento pela variação do diâmetro da coluna de Absorção. ....	93
Figura 4.13. Trade-off: Consumo Específico de Calor x Custo de Aquisição de Equipamento pela variação do diâmetro da coluna de Regeneração. ....	94
Figura 4.14. Trade-off: Diâmetro da Coluna de Absorção X Indicadores Econômicos. ....	95
Figura 4.15. Trade-off: Diâmetro da Coluna de Regeneração X Indicadores Econômicos. ....	95
Figura 4.16. Dispersão do OPEX versus CAPEX, juntamente com a destruição de exergia e LCCO <sub>2</sub> . ....	96
Figura 4.17. Distribuição na Destruição de Exergia por equipamento de acordo com os agrupamentos de: (a) 20 Melhores Casos; (b) 20 Piores Casos. ....	101
Figura 4.18. Variação nos principais indicadores de desempenho, em relação ao caso de referência, com o agrupamento dos experimentos em melhores e piores. ....	103
Figura 4.19. Payback simplificado para os 20 melhores cenários de acordo com o ranqueamento TOPSIS. Os números ao lado dos pontos de dispersão são a posição de classificação TOPSIS para cada solução de acordo com a Tabela 4.10. ....	104
Figura 5.1. Ciclo de Potência do Caso Base. B: Bomba; COND: Condensador; DES: Des aerador; G: Gerador Elétrico; TV-AP: Turbina à Vapor de Alta Pressão; TV-MP: Turbina à Vapor de Média Pressão; TV-BP: Turbina à Vapor de Baixa Pressão; V: Válvula. ....	108
Figura 5.2. Variações na eficiência térmica do ciclo e do título na saída da turbina de baixa pressão (BADR; O'CALLAGHAN; PROBERT, 1990). ....	111
Figura 5.3. Resultados da Análise de Sensibilidade para seleção da Pressão ótima de Reaquecimento. ....	112
Figura 5.4. Posicionamento dos regeneradores no ciclo de potência. ....	114
Figura 5.5. Configuração das turbinas e de suas extrações. G: Gerador Elétrico; TV-AP: Turbina à Vapor de Alta Pressão; TV-MP: Turbina à Vapor de Média Pressão; TV-BP: Turbina à Vapor de Baixa Pressão; ....	115
Figura 5.6. Fluxograma da Combinação entre UTE e CCUS. ....	120
Figura 5.7. Fluxograma para simulação do modelo de captura de CO <sub>2</sub> para o Cenário Presente montado no Aspen Hysys <sup>®</sup> v.11. ....	125
Figura 5.8. Fluxograma para simulação do modelo de captura de CO <sub>2</sub> para o Cenário Futuro I e II montado no Aspen Hysys <sup>®</sup> v.11. ....	127

Figura 5.9. Sequência de Compressores de CO <sub>2</sub> que compõe o sistema de compressão modelado em 5 estágios de 200 kPa até 15300 kPa. ....	130
Figura 5.10. Configuração das turbinas e de suas extrações quando há combinação da central termelétrica com o sistema CCUS para o Caso Presente. G: Gerador Elétrico; TV-AP: Turbina à Vapor de Alta Pressão; TV-MP: Turbina à Vapor de Média Pressão; TV-BP: Turbina à Vapor de Baixa Pressão;.....	133
Figura 5.11. Configuração das turbinas e de suas extrações quando há combinação da central termelétrica com o sistema CCUS para o Caso Futuro I. G: Gerador Elétrico; TV-AP: Turbina à Vapor de Alta Pressão; TV-MP: Turbina à Vapor de Média Pressão; TV-BP: Turbina à Vapor de Baixa Pressão;.....	134
Figura 5.12. Gerador de Vapor Auxiliar para atender a demanda de vapor do sistema de captura de CO <sub>2</sub> . ....	135
Figura 5.13. Eficiência Térmica da UTE nos casos avaliados. ....	138
Figura 5.14. Relação das Penalidades sobre a Potência Gerada e a Eficiência Térmica.....	139
Figura 5.15. Distribuição da Penalidade Energética manifestada pela combinação da UTE com o sistema CCUS. (a) Cenário Presente; (B) Cenário Futuro I; (C) Cenário Futuro II.....	140
Figura 5.16. Consumo Total de Água considerando a integração à CCUS nos Casos Estudados. ....	142
Figura 5.17. Distribuição da demanda por água de resfriamento nos cenários estudados. ....	142
Figura 5.18. Divisão percentual do consumo de água por equipamento para os casos: (A) Cenário Presente; (B) Cenário Futuro I; (C) Cenário Futuro II. ....	145
Figura 6.1. CAPEX (M USD/kW-ano) e OPEX (M USD/kW-ano) para o Sistema de Compressão de CO <sub>2</sub> . (a) Cenário Presente; (b) Cenário Futuro I; (c) Cenário Futuro II. ....	150
Figura 6.2. Indicador CAPEX para o Caso Base e a variação total do indicador para os cenários em que há a combinação UTE-CCUS. ....	151
Figura 6.3. Indicador OPEX para o Caso Base e a variação total do indicador para os cenários em que há a combinação UTE-CCUS. ....	152
Figura 6.4. Indicador LCOE para o Caso Base e a variação total do indicador para os cenários em que há a combinação UTE-CCUS. ....	153
Figura 6.5. Comparação Caso a Caso da divisão dos Investimentos na Combinação entre UTE e CCUS.....	154
Figura 6.6. Série histórica do valor médio praticado na bolsa para a comercialização dos créditos de descarbonização no Brasil (B3, 2023). ....	158

Figura 6.7. Despesa anual ao decorrer dos anos de operação das plantas para: (a) Cenário Presente; (b) Cenário Futuro I; (c) Cenário Futuro II.....	162
Figura 6.8. Fluxo de Caixa ao longo do período de vida útil para (a) Cenário Presente; (b) Cenário Futuro I; (c) Cenário Futuro II.....	164
Figura 6.9. Participação dos Créditos de Descarbonização no panorama do Fluxo de Caixa para os Estudos de Caso.....	165
Figura 6.10. Perfil das Potenciais Receitas no Fluxo de Caixa do Cenário Presente, considerando: (a) Cenário prévio à análise de sensibilidade; (b) Critério variado: Valor comercialização do MWh considerando taxa de valorização de 2% a.a.; (c) Critério variado: Valor de comercialização do MWh desconsiderando a taxa de valorização; (d) Critério variado: Taxa de Valorização do MWh.....	168
Figura 6.11. Análise de Sensibilidade do Impacto dos Parâmetros Econômicos que compõe as Receitas na Atratividade do Investimento do Caso Presente.....	170
Figura 6.12. Perfil das Potenciais Receitas no Fluxo de Caixa do Cenário Futuro I, considerando: (a) Cenário prévio à análise de sensibilidade; (b) Critério variado: Valor comercialização do MWh considerando taxa de valorização de 2% a.a.; (c) Critério variado: Valor de comercialização do MWh desconsiderando a taxa de valorização; (d) Critério variado: Taxa de Valorização do MWh.....	172
Figura 6.13. Análise de Sensibilidade: Custo do MWh x TIR.....	173
Figura 6.14. Análise de Sensibilidade: TIR x Taxa de Valorização Anual do MWh.....	173
Figura 6.15. Análise de Sensibilidade do Impacto dos Parâmetros Econômicos que compõe as Receitas na Atratividade do Investimento do Caso Futuro I.....	174
Figura 6.16. Perfil das Potenciais Receitas no Fluxo de Caixa do Cenário Futuro II, considerando: (a) Cenário prévio à análise de sensibilidade; (b) Critério variado: Valor comercialização do MWh considerando taxa de valorização de 2% a.a.; (c) Critério variado: Valor de comercialização do MWh desconsiderando a taxa de valorização; (d) Critério variado: Taxa de Valorização do MWh.....	175
Figura 6.17. Análise de Sensibilidade do Impacto dos Parâmetros Econômicos que compõe as Receitas na Atratividade do Investimento do Caso Futuro II.....	177
Figura 6.18. Efeito do Incremento no Valor da Taxação de Carbono no LCOE.....	180
Figura 6.19. Avaliação do Efeito do Subsídio Governamental sobre a Penalidade Econômica associada à combinação da geração de eletricidade com os sistemas CCUS para os casos (a) Cenário Presente; (b) Cenário Futuro I; e (c) Cenário Futuro II.....	182

Figura 6.20. Comportamento da TIR em função dos valores disponíveis para Subsídio..... 183

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1. Descrição da metodologia TRL como métrica para avaliação do estado de desenvolvimento das tecnologias CCUS. Fonte: (KEARNS; LIU; CONSOLI, 2021).....	34
Tabela 2.2. Propriedades das aminas aplicadas em CCUS.....	38
Tabela 2.3. Resumo de trabalhos avaliando a possibilidade e o potencial do retrofit às usinas termelétricas.....	48
Tabela 4.1. Composição da Mistura de Gases, em base molar, a ser tratada no sistema de captura de CO <sub>2</sub> . .....	60
Tabela 4.2. Parâmetros operacionais utilizados na simulação do sistema de captura de CO <sub>2</sub> ..	60
Tabela 4.3. Coeficientes para a estimativa do custo de equipamentos (TURTON et al., 2009). .....	70
Tabela 4.4. Formulação do Cálculo do CAPEX e do OPEX para Análise Econômica. Adaptado de KIANI, JIANG e FERON (2020) e LEÓN et al. (2020). .....	72
Tabela 4.5. Parâmetros considerados para o cálculo dos indicadores econômicos .....	73
Tabela 4.6. Intervalo determinado para as variáveis de interesse da análise paramétrica. ....	75
Tabela 4.7. Parâmetros adotados para a simulação do caso de referência.....	77
Tabela 4.8. Resultados indicados pelos balanços de 1ª Lei da Termodinâmica referentes ao Caso de Referência. ....	80
Tabela 4.9. Valores específicos da Destruição de Exergia do caso de referência.....	82
Tabela 4.10. Parâmetros e indicadores encontrados para os 20 melhores cenários ranqueados pela metodologia TOPSIS. ....	99
Tabela 4.11. Parâmetros e indicadores encontrados para os 20 piores cenários ranqueados pela metodologia TOPSIS. ....	100
Tabela 5.1. Parâmetros de operação selecionados para a simulação do Caso Base. ....	109
Tabela 5.2. Composição média do carvão oriundo de Jorge Lacerda nos municípios de Capivari de Baixo e Tubarão em Santa Catarina (BROWN, 2011). ....	109
Tabela 5.3. Composição química do ar atmosférico considerado nas simulações. ....	110
Tabela 5.4. Intervalo de valores utilizados para análise de sensibilidade da pressão de reaquecimento.....	112
Tabela 5.5. Pressões de Regeneração do Ciclo.....	114
Tabela 5.6. Tabela de Propriedades dos Fluxos presentes no Ciclo de Potência.....	117
Tabela 5.7. Principais indicadores de desempenho do Ciclo de Potência. ....	119

Tabela 5.8. Parâmetros de operação do ventilador. ....	122
Tabela 5.9. Diferenciação dos Cenários Presente e Futuro avaliados para integração de CCUS à UTE.....	124
Tabela 5.10. Especificações do sistema de captura de carbono avaliado para o Cenário Presente da integração de CCUS à UTE. ....	125
Tabela 5.11. Indicadores referentes ao Sistema de Captura de CO <sub>2</sub> do Cenário Presente. ....	126
Tabela 5.12. Especificações dos sistemas avaliados dentro do Cenário Futuro para integração de CCUS à UTE. ....	128
Tabela 5.13. Indicadores referentes aos sistemas de captura de carbono dentro do Cenário Futuro. ....	129
Tabela 5.14. Parâmetros assumidos na Simulação do Sistema de Compressão.....	130
Tabela 5.15. Resultados do consumo de potência no Sistema de Compressores de CO <sub>2</sub> operando em Múltiplos Estágios para os diferentes casos analisados.....	131
Tabela 5.16. Resultados do calor rejeitado e do consumo de água dos Interresfriadores no Sistema de Compressão operando com múltiplos estágios para os diferentes casos analisados. ....	132
Tabela 5.17. Consumos Energéticos e Penalidade Energética atribuída à UTE.....	137
Tabela 6.1. Parâmetros econômicos para o cálculo do LCOE (U.S. EIA, 2013). ....	149
Tabela 6.2. Penalidade Econômica dos cenários avaliado.....	153
Tabela 6.3. Parâmetros assumidos para a Análise de Fluxo de Caixa. ....	155
Tabela 6.4. Valores do Comércio do MWh nos leilões nacionais de térmicas operando com Carvão Nacional (CCEE, 2023). ....	156
Tabela 6.5. Despesa anual de cada caso, em Milhões de dólares, referentes ao investimento e aos custos anuais de operação. ....	163
Tabela 6.6. Indicadores de Viabilidade e Atratividade Econômica para cada Estudo de Caso avaliado.....	166
Tabela 6.7. Análise de Ponto de Equilíbrio do Cenário Presente. ....	168
Tabela 6.8. Análise de Ponto de Equilíbrio para o Cenário Futuro I.....	171
Tabela 6.9. Análise de Ponto de Equilíbrio do Cenário Futuro II. ....	175
Tabela 6.10. Efeito da Taxação nos Melhores Cenários da Performance Econômica para os estudos de caso. ....	179

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AFS	<i>Advanced Flash Stripping</i>
AMP	Aminometilpropanol
BECCS	Bioenergia Com Captura E Sequestro De Carbono
CAPEX	Custo Capital de Investimento
CBIOS	Crédito De Descarbonização Brasileiro
CCS	Captura e Sequestro de Carbono
CCU	Captura e Utilização de Carbono
CCUS	<i>Carbon Capture, Utilization and Storage</i>
CEPCI	<i>Chemical Engineering Plant Cost Index</i>
CF	Carbono Fixo
CLC	<i>Chemical Looping Combustion</i>
CP	Cenário Presente
DAC	Captura Direta De Carbono ( <i>Direct Air Capture</i> )
DCA	Diferença de Temperatura de Acesso do Dreno
DEA	Dietanolamina
eNRTL	Modelo Não-Aleatório De Dois Líquidos ( <i>Non-Random Two Liquid Model</i> )
EIA	Agencia Norte-Americana de Informação e Administração Energética
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
EUR	Euros
FC	Fluxo de Caixa
GEE	Gases de Efeito Estufa
i	Taxa de Juros
IEA	International Energy Agency
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IPCC	<i>International Panel for Climate Change</i>
LCCO <sub>2</sub>	Custo Nivelado De CO <sub>2</sub> Capturado ( <i>Levelized Cost Of CO<sub>2</sub> Captured</i> )
LCOE	Custo Nivelado De Eletricidade ( <i>Levelized Cost Of Electricity</i> )
LHS	<i>Latin Hypercube Sampling</i>
MDEA	Metildietanolamina
MEA	Monoetanolamina
MV	Matéria Volátil
n	Vida Útil
NDC	Contribuição Nacionalmente Determinada
NETL	Laboratório Nacional De Tecnologia Energética dos Estados Unidos da América
NGFS	<i>Network for Greening the Financial System</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEX	Custo Operacional
PCC	Pós-Combustão
PCI	Poder Calorífico Inferior
PR	Pressão de Reaquecimento
PZ	Piperazina



TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TOPSIS	<i>Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution</i>
TRL	<i>Technical Readiness Level</i>
TTD	Diferença de Temperatura Terminal
TV-AP	Turbina à Vapor de Alta Pressão
TV-BP	Turbina à Vapor de Baixa Pressão
TV-MP	Turbina à Vapor de Média Pressão
USD	Dólares Estadunidenses
UTE	Usina Termelétrica
VPL	Valor Presente Líquido
WGS	<i>Water Gas Shift</i> (Reação de Deslocamento da Água)

## LISTA DE SÍMBOLOS

$A$	Parâmetro Técnico de Turton
$A^*$	Vetor Melhor Cenário Ideal
$A^-$	Vetor Pior Cenário Ideal
$b^{ch}_{carvão}$	Exergia Química Específica do Carvão
$b^{ch}_{CZ}$	Exergia Química Específica das Cinzas
$b^{ch}_{H_2O}$	Exergia Química Específica da Água
$c_{CD}$	Valor do Crédito de Descarbonização
$C_{EEL}$	Custo de Negociação do MWh nos leilões de Energia
$CF$	Fator de Capacidade
$C_p^0$	Custos de Equipamento
$C_{p_{H_2O}}$	Calor Específico da Água
$D_i^*$	Distância Euclidiana para o Melhor Cenário Ideal
$D_i^-$	Distância Euclidiana para o Pior Cenário Ideal
$e^{ch}$	Exergia Química Específica
$e^{ph}$	Exergia Física Específica
$Ex_{ch,i}^0$	Exergia Química Padrão
$EX_D$	Taxa de Destruição de Exergia
$ex_D$	Exergia Destruída Específica
$F_{BM}$	<i>Bare Module Cost Factor</i>
$h$	Entalpia Específica
$i$	Taxa de Juros
$k_1, k_2, k_3$	Coefficientes de Turton
$L$	Calor Latente de Evaporação da Água
$\dot{m}_{carvão}$	Vazão Mássica referente ao consumo de Carvão Combustível
$\dot{m}_{CO_2capt}$	Vazão Mássica de CO <sub>2</sub> Capturado
$\dot{m}_{gases\ entrada}$	Vazão Mássica da Mistura de Gases que entra na Coluna de Absorção
$n$	Vida Útil
$Pb_S$	<i>Payback</i> Simplificado
$PE_n$	Penalidade Energética Absoluta
$P_{ent}$	Pressão de entrada no Compressor
$\bar{P}_R$	Relação Adimensional das Pressões de Reaquecimento
$P_{sai}$	Pressão de saída no Compressor
$\dot{Q}_{cond}$	Calor Rejeitado no Condensador
$\dot{Q}_{CV}$	Varição de Exergia devido à Transferência de Calor
$\dot{Q}_{ref}$	Consumo de Energia Térmica no Refervedor
$\dot{Q}_{resf}$	Calor Rejeitado no Resfriador
$R$	Constante Universal dos Gases
$R_{CDIS}$	Receita referente à concessão de créditos de descarbonização
$R_{EE}$	Receita referente à venda de Energia Elétrica
$reg$	Número de regeneradores
$T_0$	Temperatura Média do Ambiente de Referência
$T_{ent}$	Temperatura de Entrada no Compressor
$T_{sai}$	Temperatura de Saída no Compressor
$T_{sat}$	Temperatura de Saturação

$TS_i$	Topsis score
$\dot{V}_{GE}$	Vazão Volumétrica dos gases que passam pelo Ventilador
$\dot{W}$	Potência Líquida
$\dot{W}_{B,CCUS}$	Potência Elétrica consumida pelas Bombas
$\dot{W}_{Comp}$	Potência Elétrica consumida pelo Compressor
$\dot{W}_{CV}$	Varição de Exergia devido ao Trabalho de Fronteira
$W_j$	Fator de Ponderação para Decisão
$\dot{W}_{Vent}$	Potência Elétrica consumida pelo Ventilador
$x_{ij}$	Critérios de Decisão
$y$	Fração molar
$y_{ij}$	Unidades Adimensionais de Decisão
$z_{Cz}$	Fração Mássica de Cinzas
$z_{H_2O}$	Fração Mássica de Água

### LETRAS GREGAS

$\beta$	Fator Adimensional para cálculo de exergia química de hidrocarbonetos sólidos
$\gamma^{evitadas}$	Emissões Evitadas de CO <sub>2</sub>
$\Delta LCCO_2$	Varição do Custo Nivelado de CO <sub>2</sub> Capturado
$\Delta T_{(H_2O)_r}$	Varição de Temperatura da Água de Resfriamento
$(\Delta T)_{\acute{o}timo}$	Temperatura Ótima de Aquecimento para um Ciclo Regenerativo
$\eta_{cald}$	Eficiência de Transferência de Calor da Caldeira
$\eta_{is,Vent}$	Eficiência Isentrópica do Ventilador
$v_j^*$	Unidade Normalizada e Ponderada de Decisão referente ao Melhor Cenário Ideal
$v_j^-$	Unidade Normalizada e Ponderada de Decisão referente ao Pior Cenário Ideal
$\chi$	Eficiência Exergética
$\Psi$	Penalidade Energética Relativa
$\Omega$	Consumo Específico de Calor no Refervedor

## SUMÁRIO

<b>1. CAPÍTULO I – Introdução</b> .....	<b>24</b>
<b>1.1. Justificativa</b> .....	<b>26</b>
<b>1.2. Objetivos</b> .....	<b>27</b>
<b>2. CAPÍTULO II – Revisão Bibliográfica</b> .....	<b>29</b>
<b>2.1. Sistema Termelétrico Brasileiro e o Encaixe com Tecnologias de Captura, Sequestro e Utilização de Carbono</b> .....	<b>29</b>
<b>2.2. Tecnologias de Captura, Sequestro e/ou Utilização de Carbono</b> .....	<b>32</b>
<b>2.3. Métodos de Captura</b> .....	<b>35</b>
<b>2.3.1. Captura Pré-combustão</b> .....	<b>35</b>
<b>2.3.2. Captura Pós-combustão</b> .....	<b>37</b>
<b>2.3.3. Oxi-combustão</b> .....	<b>44</b>
<b>2.3.4. Captura Direta de Carbono (DAC)</b> .....	<b>45</b>
<b>2.3.5. <i>Chemical Looping Combustion</i></b> .....	<b>46</b>
<b>2.4. CCUS na Geração Termelétrica</b> .....	<b>47</b>
<b>3. CAPÍTULO III – Metodologia</b> .....	<b>51</b>
<b>4. CAPÍTULO IV – Dimensionamento e Análise Termodinâmica do Sistema de Captura de CO<sub>2</sub> Pós-Combustão por Absorção Química para uma usina termelétrica operando à carvão</b> .....	<b>55</b>
<b>4.1 Aspectos Gerais</b> .....	<b>55</b>
<b>4.2 Modelagem e Simulação do Sistema de Captura de CO<sub>2</sub></b> .....	<b>57</b>
<b>4.2.1 Fundamentos e Funcionamento do Ciclo de Captura de CO<sub>2</sub> Pós-Combustão por Absorção Química</b> .....	<b>61</b>
<b>4.3 Metodologia de Avaliação do Sistema</b> .....	<b>66</b>
<b>4.3.1 Análise Termodinâmica</b> .....	<b>66</b>
<b>4.3.2 Análise Econômica</b> .....	<b>69</b>

4.3.3	Análise de <i>Trade-Offs</i> e de Tomada de Decisão .....	74
4.4	Resultados .....	80
4.4.1	Análise da influência da Temperatura de entrada da solução no desempenho do Regenerador. ....	82
4.4.2	Análise da influência da Temperatura de entrada da solução no desempenho do Absorvedor. ....	84
4.5	Avaliação e Discussão dos <i>Trade-Offs</i> .....	86
4.5.1	Espaçamento entre estágios de equilíbrio ( <i>Tray space</i> ) .....	88
4.5.2	Diâmetros .....	92
4.6	Análise de Tomada de Decisão .....	96
4.7	Conclusões Parciais.....	106
5.	<b>CAPÍTULO V – Análise da Integração de um Sistema CCUS em uma Usina Termelétrica (UTE) operando com Carvão Brasileiro.....</b>	<b>107</b>
5.1	Aspectos Gerais .....	107
5.2	Dimensionamento e Simulação do Ciclo de Potência .....	108
5.2.1	Ciclo de Potência: Caso Base.....	108
5.2.2	Seleção dos principais parâmetros de operação do ciclo .....	108
5.2.3	Características do carvão e considerações do Ar Padrão .....	109
5.2.4	Cálculo da Exergia Química do Combustível.....	110
5.2.5	Cálculo da Pressão de Reaquecimento e das Pressões nas Extrações dos Regeneradores.....	110
5.2.6	Turbinas de Alta, Média e Baixa Pressão .....	115
5.2.7	Análise Termodinâmica do Caso Base.....	115
5.3	Integração do Sistema CCUS no Ciclo de Potência.....	119
5.3.1	Pré-processamento.....	121
5.3.2	Captura de Carbono por Absorção Química .....	122
5.3.3	Compressão .....	129

<b>5.4</b>	<b>Análise das Modificações Requeridas na Configuração do Ciclo de Potência para integração com o sistema CCUS.....</b>	<b>132</b>
5.4.1	Modificações nas Extrações da Turbina à Vapor.....	133
5.4.2	Aumento na Capacidade de Geração de Vapor .....	134
<b>5.5</b>	<b>Avaliação dos Efeitos da Integração dos sistemas CCUS na UTE .....</b>	<b>135</b>
5.5.1	Penalidade Energética .....	135
5.5.2	Impactos no Consumo de Água.....	141
<b>5.6</b>	<b>Conclusões Parciais.....</b>	<b>146</b>
<b>6.</b>	<b>CAPÍTULO VI – Análise do Impacto Econômico da Integração da tecnologia CCUS na UTE.....</b>	<b>148</b>
<b>6.1</b>	<b>Estimativa de Custos .....</b>	<b>148</b>
6.1.1	Custos de Compressão.....	149
<b>6.2</b>	<b>Penalidade Econômica.....</b>	<b>150</b>
<b>6.3</b>	<b>Análise de Viabilidade Econômica .....</b>	<b>154</b>
6.3.1	Despesas .....	155
6.3.2	Receitas .....	155
6.3.3	Fluxo de Caixa .....	159
6.3.4	Valor Presente Líquido (VPL) .....	159
6.3.5	Taxa Interna de Retorno (TIR) .....	160
<b>6.4</b>	<b>Desempenho dos Investimentos .....</b>	<b>160</b>
6.4.1	Análise das Despesas Consideradas .....	161
6.4.2	Análise da Participação dos Créditos de Descarbonização no Fluxo de Caixa	163
6.4.3	Análise de Viabilidade e Atratividade dos Investimentos .....	166
<b>6.5</b>	<b>Participação Governamental e suas Implicações no Desempenho Econômico da Combinação UTE e CCUS.....</b>	<b>177</b>
6.5.1	Taxação de Emissões de CO <sub>2</sub> .....	178
6.5.2	Subsídios Governamentais.....	181

6.6	Conclusões Parciais.....	184
7.	CAPÍTULO VII – Conclusões Finais.....	186
7.1	Contribuições da Tese.....	189
7.2	Sugestões para Trabalhos Futuros .....	189
	APÊNDICE A – INTERFACE ASPEN HYSYS® E PYTHON.....	191
	APÊNDICE B – CÓDIGO LATIN HYPERCUBE SAMPLING .....	194
	APÊNDICE C – CÓDIGO PARA O RANQUEAMENTO TOPSIS.....	196
	REFERÊNCIAS .....	198

## 1. CAPÍTULO I – Introdução

Em 2015, o Acordo de Paris estabeleceu como meta até 2050 manter o aumento da temperatura média global abaixo de 2 °C e buscar esforços para limitar isso a 1,5 °C acima dos níveis pré-industriais. Em 2021, na 26ª Conferência das Partes, a COP 26 realizada em Glasgow na Escócia, conclui-se que para atingir a meta de 1,5 °C, a neutralidade em carbono até 2050 é mandatória. Além de que os investimentos governamentais, em todo o mundo, estão em um ritmo desproporcional ao cumprimento dessa meta, e, portanto, distantes de prevenir os efeitos catastróficos da mudança climática (UN, 2021).

A *Network for Greening the Financial System* (NGFS), uma rede de colaboração internacional que tem trabalhado para mobilizar instituições financeiras a fim de contribuir com a transição para uma economia sustentável, alertou que uma transição desordenada e lenta pode afetar drasticamente a economia mundial, a estimativa referente a essa ocorrência aponta para um recuo de até 13% da economia mundial (NGFS, 2021). Todos os segmentos da economia global têm sido supridos com produtos de origem fóssil durante anos, e esse emprego histórico é um dos fatores que desencadearam a atual crise climática. A minimização das emissões de gases de efeito estufa (GEE), como dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e metano (CH<sub>4</sub>) tornaram-se pauta cotidiana como uma questão social urgente e que leva à transição para o uso fontes renováveis e de produtos com baixa intensidade de carbono, principalmente no setor energético. Nesse sentido, as Nações Unidas estabeleceram entre seus 17 objetivos para o progresso da humanidade até 2030: “reforçar a cooperação internacional para facilitar o acesso a pesquisa e tecnologias de energia limpa, incluindo energias renováveis, eficiência energética e tecnologias de combustíveis fósseis avançadas e mais limpas, e promover o investimento em infraestrutura de energia e em tecnologias de energia limpa” (UN, 2021).

O Brasil tem uma matriz elétrica que, em geral, não depende de insumos fósseis, tendo cerca de 62% de sua eletricidade gerada por recursos hídricos (EPE, 2023). Entretanto, o Brasil esteve diante de sua pior crise hidrológica em termos de volume de chuvas desde 1930. Desde 2014 até 2021, o volume de chuvas tem sido inferior à média histórica brasileira (ONS, 2021). Com isso, o país viu se construir uma maior dependência da geração termelétrica a fim de atender a demanda. Isso acontece também porque, embora promissoras, as fontes de energia renováveis enfrentam desafios. As tecnologias de geração solar fotovoltaica e eólica têm sido uma estratégia no Brasil, notando-se nos últimos 5 anos uma média de crescimento de 27% e 13%, respectivamente. E a projeção é para a aplicação de grandes estações de geração a partir



de fontes renováveis, que devem comportar dois terços da matriz global elétrica (BP, 2019). Entretanto, à medida que a geração renovável de eletricidade cresce, a imprevisibilidade e intermitência a que lhe são características se tornam também desafios maiores para o controle e operação da rede (SINSEL; RIEMKE; HOFFMANN, 2020).

Diante dos problemas relatados, a pegada de carbono das termelétricas é um empecilho que pode ser abordado, esse problema é proveniente das emissões lançadas à atmosfera, devido aos principais insumos utilizados, carvão e gás natural, combustíveis que são intensos poluidores e alcançam índices próximos a 1000 e 450 quilogramas de CO<sub>2</sub> por Mega watt-hora, respectivamente (ADAMS; MAC DOWELL, 2016; DIEGO; BELLAS; POURKASHANIAN, 2018). Para que o país não se desvie de seus compromissos climáticos, alternativas coerentes com essa agenda precisam ser introduzidas no setor termelétrico, uma vez que 80% da capacidade instalada de geração termelétrica é abastecida por combustíveis fósseis (ANEEL, 2021). Entretanto, apesar do intenso e contínuo esforço em melhorar a eficiência na geração, apenas essa ação tem sido considerada insuficiente (LI et al., 2020).

O setor de geração de eletricidade é um setor chave a ser descarbonizado, tendo estudos sugerindo que as emissões até 2050 devem ser negativas (RESTREPO-VALENCIA; WALTER, 2019). Nesse sentido, uma alternativa que pode ser integrada às centrais termelétricas são as tecnologias de captura e sequestro de carbono, as quais têm sido consideradas como ferramentas interessantes diante da urgência em minimizar as emissões antropogênicas de gases de efeito estufa (ROGELJ et al., 2018), ou mesmo primordiais para a continuidade do setor (WANG; SONG; YUAN, 2021).

A aceitação social é um aspecto crucial das novas aplicações tecnológicas no setor de energia, sendo fortemente influenciada por percepções de risco-benefício. Nesse sentido, as incertezas associadas à transição energética são referentes à capacidade da geração por fontes renováveis providenciarem segurança energética. Além disso, existem incertezas acerca da imprevisibilidade do mercado. E, portanto, as ferramentas de transição, como captura e sequestro de carbono, precisam ser objeto de abrangentes estudos que considerem os principais aspectos técnicos, econômicos e ambientais envolvidos.

A geração termelétrica convencional pode utilizar das instalações existentes, sem demasiados investimentos adicionais com infraestruturas. E a adição de tecnologias que impulsionam a descarbonização a essas deve ser uma solução de caráter transicional, com o intuito de manter os sistemas termoelétricos nos modelos de planejamento e expansão da geração elétrica em curto e longo prazo (CHEN; LIU; LI, 2020).

As principais lacunas enunciadas na literatura para as tecnologias de Captura, Sequestro e/ou Utilização de Carbono (CCUS, da sigla em inglês *Carbon Capture, Utilization and Storage*) estão no desenvolvimento de estudos que promovem um melhor rendimento termodinâmico, que otimize os parâmetros operacionais e a integração energética entre CCUS e a planta de geração em questão (BRICKETT; MUNSON; LITYNSKI, 2020). De acordo com Atlas Nacional de Captura de Carbono (KETZER et al., 2016), as tecnologias de pós-combustão são adequadas para 78% das fontes estacionárias de CO<sub>2</sub> no Brasil, o que resulta num total de 243 Megatoneladas por ano sendo capturados. Entretanto, este documento tido como guia para a implantação das tecnologias CCUS no país não conta com informações a fundo sobre a viabilidade econômica, quanto à penalidade energética que esses sistemas impõem às plantas geradoras, ou mesmo quanto a compatibilidade com cada planta.

### **1.1. Justificativa**

Os dados disponíveis atualmente fazem referência à quantidade de plantas e à capacidade de geração das termoelétricas, além da parcela existente passível de receber estruturas de captura de carbono. Entretanto, sabe-se que o carvão mineral, apesar de ser um combustível potencialmente poluente, deve continuar desempenhando um importante papel como fonte de energia no cenário mundial, devido à disponibilidade de enormes reservas, inclusive sendo cotado para contribuir para o aumento da taxa de eletrificação nos países em desenvolvimento.

O Brasil conta com uma grande reserva de carvão mineral, ocupando o 10º lugar no ranking mundial com 32 bilhões de toneladas em reservas totais disponíveis (BRANCO, 2014). O carvão apresenta facilidade de armazenamento nas proximidades dos centros consumidores, não depende de condições climáticas e o investimento para sua extração é cerca de 5 vezes inferior ao investimento necessário para extração do gás natural (BRASIL, 2007). Considerando a disponibilidade desses recursos, estimou-se que a exaustão das reservas de carvão ocorrerá em 117 anos, enquanto as reservas de petróleo e gás natural ocorrerão em 26 e 44 anos, respectivamente (MONREAL CANO, 2009). As principais reservas estão localizadas na região Sul, nos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná, sendo que 94% da produção atende a geração de energia elétrica. Entretanto, a participação desse recurso mineral na matriz elétrica brasileira foi de apenas 2,1% no ano de 2022 (EPE, 2023).

Diante do cenário descrito, entende-se que o carvão nacional é um recurso valioso, devido à dimensão das reservas totais disponíveis. Entretanto, trata-se de um combustível fóssil que tem impacto ambiental destacado, 1000 kg CO<sub>2</sub>/MWh diante o atual estágio tecnológico. Nesse contexto, o presente estudo se insere a fim de aportar, com dados qualitativos, a descarbonização de centrais termelétricas operando com carvão nacional.

## 1.2. Objetivos

Diante da discussão sobre as justificativas e o aporte listados, uma avaliação de estudos de caso que ilustrem parte do atual cenário de geração termelétrica brasileira integrado às tecnologias de Captura, Sequestro e/ou Utilização de Carbono como instrumentos de descarbonização pode ser resumida diante um objetivo principal:

**“Avaliar termodinâmica e economicamente tecnologias de Captura de Carbono Pós-Combustão por Absorção Química, visando sua implementação em centrais termelétricas a carvão no Brasil.”**

Além disso, as lacunas citadas quanto ao desenvolvimento atual dos sistemas a serem explorados devem ser supridas pelo uso da metodologia a ser aplicada, tal que para pavimentar o uso racional de energia, há de cumprir os seguintes objetivos específicos:

- Elaborar modelos de simulação para dimensionar os sistemas de captura de carbono pós-combustão por absorção química;
- Avaliar termodinâmica e economicamente os sistemas dimensionados;
- Definir diferentes indicadores de desempenho termodinâmicos e econômicos visando orientar a tomada de decisão referente à Captura de Carbono;
- Definir um Estudo de Caso baseado em uma configuração típica de central termelétrica operando com carvão nacional;
- Avaliar, por meio de diferentes indicadores, o desempenho da central termelétrica integrada à tecnologia de Captura de Carbono;
- Avaliar a capacidade de descarbonização da planta diante o cenário atual e o cenário futuro de redução de emissões no setor de geração termelétrica;
- Avaliar o impacto da integração da tecnologia de Captura de Carbono no custo da eletricidade produzida pela planta;

- Determinar quais os principais fatores que contribuem no desempenho econômico da integração entre central termelétrica operando a carvão e sistema de captura de carbono, para as condições do Brasil.

## **2. CAPÍTULO II – Revisão Bibliográfica**

Esse capítulo traz um breve apanhado histórico sobre o papel e a importância do Sistema de geração térmica no Brasil. Além disso, uma revisão fundamentada sobre as diferentes tecnologias disponíveis para captura de carbono de fontes estacionárias, tais quais as centrais termelétricas, foi elaborada. Essas tecnologias são ferramentas a serem exploradas a fim de enfrentar o principal desafio para sistemas energéticos, atualmente, e a longo prazo, a sua descarbonização. Não obstante, também foram revisados estudos que buscaram a combinação das usinas termelétricas com as tecnologias de captura de carbono, a fim de listar as principais oportunidades e, também, os desafios encontrados.

### **2.1. Sistema Termelétrico Brasileiro e o Encaixe com Tecnologias de Captura, Sequestro e Utilização de Carbono**

As usinas termelétricas começaram a operar no Brasil em 1888, com pequenas empresas privadas utilizando madeira como combustível para turbinas à vapor (SANTOS, 2018). Entretanto, em sua história recente, a geração térmica brasileira ganhou notoriedade. No início dos anos 2000 houve uma crise de abastecimento de energia elétrica a qual levou o país a investir em usinas térmicas e diversificar sua matriz com o artifício do gás natural, do carvão e do óleo combustível, combustíveis fósseis não-associados à sazonalidade ou ao regime hidrológico (EPE, 2022).

O investimento em UTE's pode ser notado por meio dos dados de geração elétrica anual (Figura 2.1). Entre os anos de 1999 e 2009, a geração térmica ultrapassou 2500 MW apenas em um ano, 2008, quando atingiu 4210 MW (ONS, 2022). Porém na década seguinte, foi que a geração térmica ganhou forte participação no parque gerador brasileiro, a geração térmica média excedeu 9700 MW de média, atingindo o auge em 2014, 15045 MW (ONS, 2022).

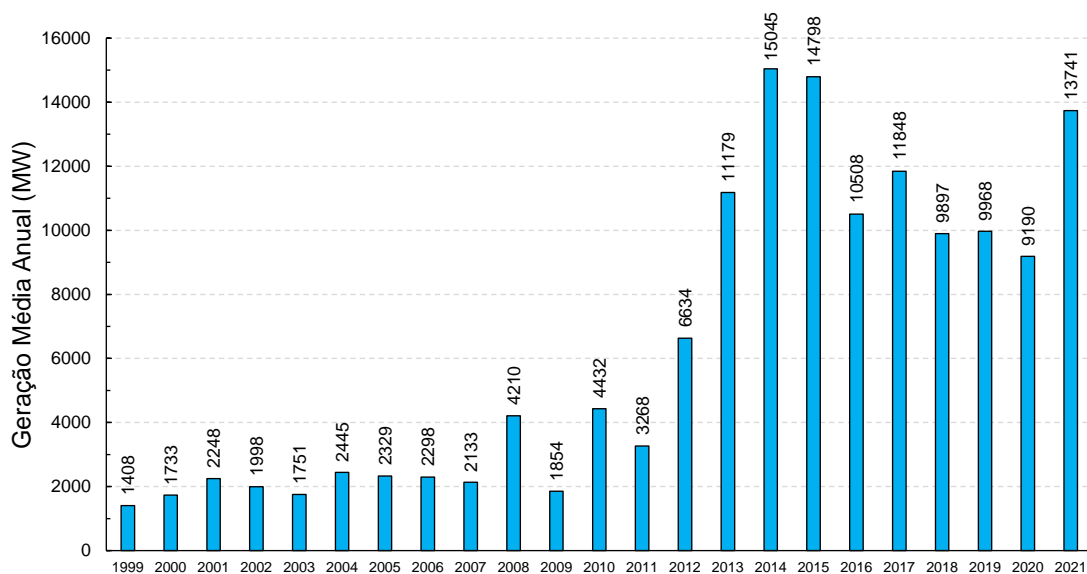


Figura 2.1. Geração Térmica Média Anual no Brasil (Período: 1999-2021). Fonte: (ONS, 2022).

O incremento na geração térmica durante os anos entre 2010 e 2019 se deu devido à um severo regime de estiagem iniciado em 2012, principalmente nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste (DRANKA; FERREIRA, 2018). Essa associação ao ciclo hidrológico se dá porque o suprimento de eletricidade no Brasil tem sua maior parcela oriunda da geração hidroelétrica, 65,2% de participação da energia hidráulica em 2020 (EPE, 2021). E nessa conjuntura, as centrais térmicas operam em caráter complementar, a fim de providenciar estabilidade ao sistema em períodos em que os recursos hídricos são escassos (DRANKA; FERREIRA, 2020). A partir de 2017, a matriz energética foi menos dependente do perfil complementar das UTE's, voltando a atingir patamares comparáveis aos de 2013 e 2014 apenas durante o período pandêmico (ONS, 2022).

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) disponibiliza dados da capacidade instalada de plantas térmicas desde 2006. Nesse conjunto de dados históricos está indicado que a capacidade brasileira triplicou entre 2006 e 2022, tendo atingido em último registro 37784 MW de capacidade instalada em janeiro de 2022 (ONS, 2022). A ANEEL registrou um total de 3177 UTE's em operação no Brasil (ANEEL, 2021), sendo 80% operando com combustíveis fósseis. As principais UTE's no território brasileiro estão apresentadas na Figura 2.2, classificadas pelo principal combustível de operação da usina.

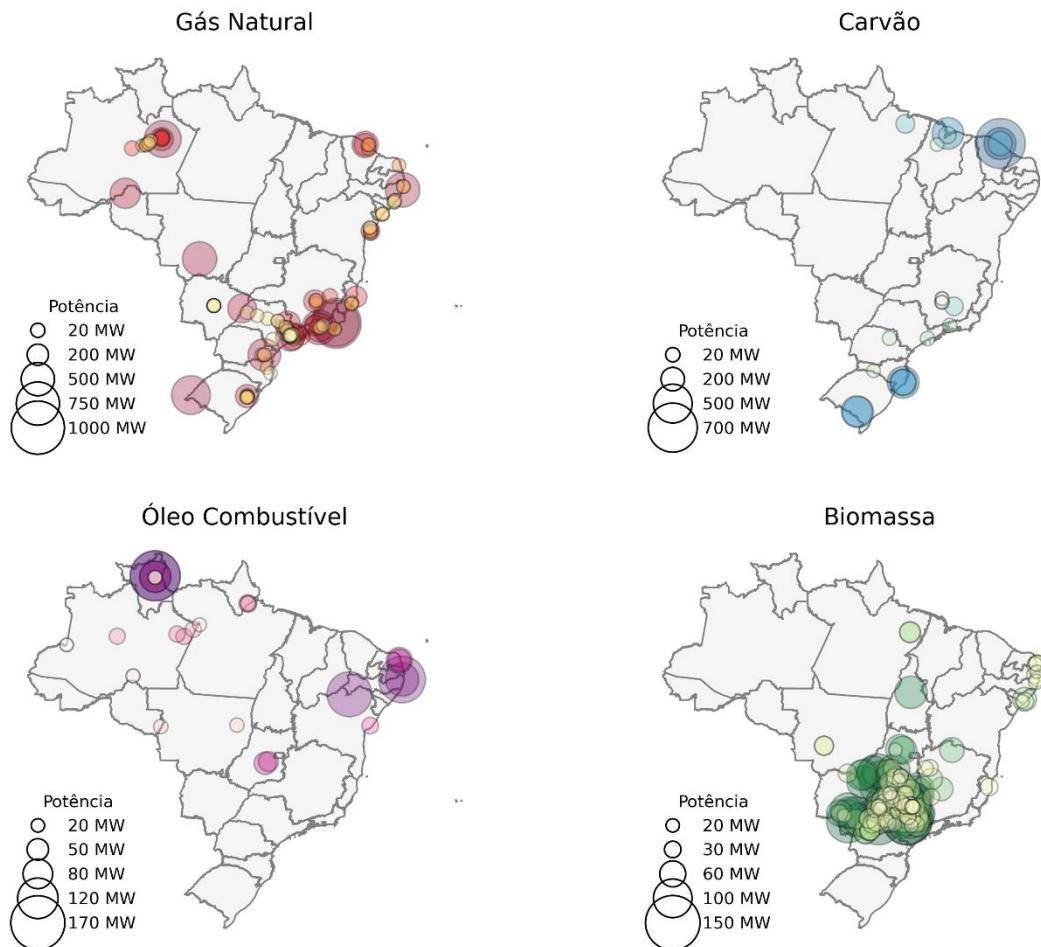


Figura 2.2. Localização das usinas térmicas brasileiras, com pelo menos 20 MW de capacidade instalada, classificadas pelo principal combustível de operação. Fonte: Sistema de Informações de Geração (SIGA) (ANEEL, 2021).

Embora 87% das usinas térmicas brasileiras operem com óleo combustível, 2095 têm capacidade instalada inferior a 5 MW. Portanto, em termos de potência instalada, os combustíveis fósseis de maior relevância no cenário nacional são carvão e gás natural, com a capacidade instalada de 24,4 GW (ANEEL, 2021). Quanto ao uso de biomassa, 70% das UTE's que são alimentadas com biomassa, são operadas com bagaço de cana como o principal combustível, totalizando 430 unidades, em sua maioria nas regiões Sudeste e Centro-Oeste (ANEEL, 2021). Entretanto, em termos de capacidade instalada, essas usinas tem pouco menos que a metade daquela apresentada por gás e carvão.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), subordinada do Ministério de Minas e Energia do Brasil (MME) apresentou um documento sobre a transição na geração do setor elétrico brasileiro desde 1970 (SOARES et al., 2021). Nesse documento, a estatal apresentou por meio de fatores de emissão um exercício simples que indicou queda nas emissões de GEE com a

incorporação de biomassa na matriz, com o desenvolvimento das usinas de gás natural e a diminuição do emprego de carvão (fonte primária de 20% da eletricidade brasileira em matriz em 2000 e apenas 8% em 2020). O fator de emissão caiu 33% em 20 anos (SOARES et al., 2021), essa mudança indica que com o atual perfil de geração térmica brasileira, 24,1 milhões de toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub> são evitadas anualmente, quando comparado ao perfil de 2000 (SOARES et al., 2021). Entretanto, essa mudança teve seu custo, a tarifa média nacional de eletricidade subiu 250% para a classe residencial e 580% para a classe industrial, de acordo com dados disponibilizados no banco de dados da ANEEL.

Considerando que evitar emissões tem seu custo, evidentemente altos para o setor de energia, há de se considerar as tecnologias CCUS para o parque termelétrico brasileiro. Classificadas como indispensáveis, promissoras, porém de alto custo, as tecnologias de captura de CO<sub>2</sub> farão parte do catálogo mundial de geração nas próximas décadas e o cenário brasileiro há de acompanhar. SANCHEZ MOORE, ANTUNES e KULAY, (2022) destacaram em seu estudo que a pesquisa de captura de carbono no Brasil para o setor termelétrico está em caráter inicial, mesma conclusão de LIMA et al. (2021) e MACHADO, HAWKES e RIBEIRO, (2021).

Esse caráter preliminar quanto aos dados brasileiros sobre aplicação de CCUS em território nacional pode ser evidenciado também no principal documento público institucional sobre a temática: o Atlas Nacional de Captura de Carbono (KETZER et al., 2016). O Atlas aponta que 78% das fontes estacionárias de CO<sub>2</sub> no Brasil são adequadas para tecnologias de pós-combustão, entretanto, não conta com informações pertinentes e aprofundadas sobre questões chaves como penalidade energética associada, custos, compatibilidade geológica para sequestro e disponibilidade de infraestrutura para aproveitamento do CO<sub>2</sub> capturado como matéria-prima.

## **2.2. Tecnologias de Captura, Sequestro e/ou Utilização de Carbono**

Dentro da necessidade de descarbonizar setores da economia para o cumprimento das metas ambientais em médio e longo prazo, as CCUS são consideradas estratégicas para a redução do impacto ambiental causado pelo dióxido de carbono. Essas tecnologias são categorizadas como uma família de métodos e técnicas a serem aplicadas a diferentes fontes de carbono em diferentes setores industriais e de energia, como na síntese de amônia e hidrogênio, dentre outros processos químicos industriais; assim como na indústria siderúrgica, de cimento e na geração de eletricidade. Na Figura 2.3, mostra-se um fluxograma das diferentes opções



para a captura de CO<sub>2</sub>. Além de também apresentar algumas das atividades que necessitam da inserção dessas tecnologias e, por fim, a forma de gestão do CO<sub>2</sub> capturado que se divide entre utilização e sequestro. A seleção dos métodos e técnicas são baseadas nas condições físicas e químicas das misturas de gases disponíveis para o processamento em CCUS, tais quais vazão, pressão e temperatura do escoamento, concentração do CO<sub>2</sub> e presença ou ausência de impurezas.



Figura 2.3. Métodos e Técnicas para a aplicação da tecnologia adequada para Captura, Sequestro e/ou Utilização de Carbono.

A Agência Internacional de Energia (IEA), recentemente, fez um levantamento sobre o nível de desenvolvimento das tecnologias envolvidas em CCUS (IEA, 2020). A IEA utilizou do critério do nível de desenvolvimento tecnológico, ou TRL (*Technical Readiness Level*, em inglês), trata-se de uma escala qualitativa que define a maturidade das tecnologias através de índices numéricos de 1 a 9, a escala pode ser definida conforme as descrições presentes na Tabela 2.1.

Tabela 2.1. Descrição da metodologia TRL como métrica para avaliação do estado de desenvolvimento dos processos presentes na cadeia de tecnologias CCUS. Fontes: KEARNS, LIU e CONSOLI (2021) e IEA (2020a).

CATEGORIA	TRL	DESCRIÇÃO	PROCESSOS
Maturidade Tecnológica	9	Estágio de atuação comercial;	Absorção química em plantas de amônia; Transporte via gasodutos; EOR; Síntese de Ureia;
Demonstração	8	Demonstração comercial: tecnologia em forma e escala definitiva;	Sequestro em formações salinas; Absorção química em Plantas de Metanol;
	7	Demonstração em escala menor, protótipo em completa funcionalidade;	Absorção química em Plantas de Geração a Carvão; Hidrogênio Azul; Mineralização;
Desenvolvimento	6	Planta piloto integrada e completamente testada em aplicações relevantes;	Absorção química em Plantas de Geração a Gás Natural; Transporte via tanques;
	5	Validação da unidade como subsistema em uma aplicação relevante;	Sequestro em reservatórios esvaziados; Metanação para Produção de Gás Natural Sintético;
Validação e Prototipagem	4	Validação total em escala de laboratório;	BECCS – Etanol 1G e 2G;
	3	Testes de validação do conceito;	Transporte <i>off-shore</i> ; Conversão do CO <sub>2</sub> pela síntese de Fischer-Tropsch;
Conceitualização e Pesquisa	2	Formulação da aplicação da tecnologia;	DAC's
	1	Princípios básicos, observação e conceito inicial do projeto.	<i>Direct Iron Reduction</i> (siderurgia)

WILBERFORCE et al. (2019) reportaram que a infraestrutura atualmente disponível pode capturar 33,4 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> anuais. A IEA defendeu que com as atuais instalações de CCUS a capacidade de captura seria de 40 Mt CO<sub>2</sub> por ano (IEA, 2020a), e que esse contingente dobrou de 2012 à 2020 (JAGANMOHAN, 2021). Entretanto, essa capacidade

atual corresponde a menos de 0,1% das projeções anuais para a década entre 2021 e 2030, em todo o mundo (WILBERFORCE et al., 2019). Portanto, a expansão das tecnologias é mandatária.

### 2.3. Métodos de Captura

Existem três métodos convencionais de capturar CO<sub>2</sub> das fontes estacionárias: pré-combustão, pós-combustão e oxi-combustão. Além desses, existem outros métodos que, embora em estágio inicial, tem chamado atenção na literatura científica são eles: a captura direta da atmosfera (DAC) e o *Chemical-looping*.

#### 2.3.1. Captura Pré-combustão

A captura de carbono pelo método de pré-combustão se refere a remoção do CO<sub>2</sub> dos combustíveis fósseis, ou da biomassa, previamente à conclusão da reação de combustão. O combustível primeiro passa por uma fase de conversão, gaseificação ou oxidação parcial, onde reage com oxigênio e/ou vapor, sob alta temperatura e alta pressão. Essa reação dá origem a um gás, conhecido como gás de síntese ou singás, uma mistura de hidrogênio, monóxido de carbono (CO), CO<sub>2</sub> e pequenas quantidades de outros componentes gasosos, como o metano. A Figura 2.4 apresenta um fluxograma geral do procedimento de captura pré-combustão, quando a tecnologia de conversão de energia utilizada com o combustível é a gaseificação, com O<sub>2</sub> como o agente gasoso.

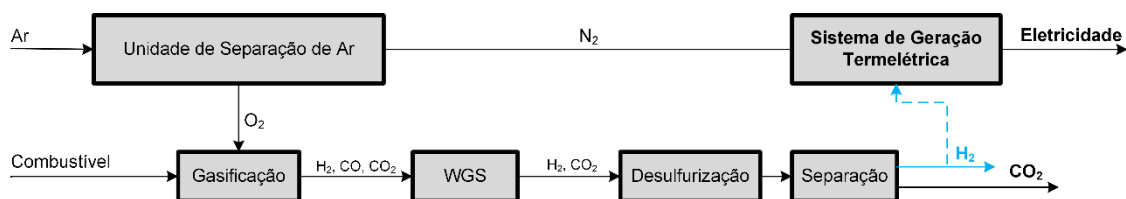


Figura 2.4. Fluxograma representativo para método pré-combustão de captura de CO<sub>2</sub>.

Dentro do sistema de pré-combustão, o singás passa também por um reator onde acontece a reação de deslocamento gás-água (WGS, do inglês *water gas shift*), que acontece após uma fase de filtragem que remove particulado do gás de síntese. No reator WGS, o CO reage com vapor e se converte, na presença de catalisadores, em uma mistura com aproximadamente 60%

H<sub>2</sub> e 15% CO<sub>2</sub> (em base mássica e base seca), sob pressões entre 20 e 70 bar (BAGNATO; SANNA, 2018). Essa mistura é então dessulfurizada e separada entre duas correntes, uma de CO<sub>2</sub> e outra de H<sub>2</sub>. A corrente de hidrogênio, inclusive, pode ser utilizada como combustível para diferentes aplicações em ciclos de potência, como turbinas a gás e células combustíveis.

O alto custo é o principal impulsionador da busca por alternativas e isso ficou claro nas conclusões de KHEIRINIK, AHMED e RAHMANIAN (2021), que mostrou que entre os três métodos aplicáveis às fontes estacionárias de carbono, a pré-combustão apresentou maiores despesas tanto quanto aos custos de investimento, quanto aos custos de operação ao decorrer de sua vida útil. ASHKANANI et al. (2020) indicou que um fator a se pesar na tomada de decisão seria escolher solventes não corrosivos, a fim de diminuir os custos com a utilização de aço inoxidável. Essa conclusão está em acordo com o levantamento feito pelo Laboratório Nacional De Tecnologia Energética dos Estados Unidos da América (NETL, *National Energy Technology Laboratory*) para métodos de pré-combustão, em que a maior parte do incremento no custo da eletricidade produzida sob ferramentas de controle de emissões foi atribuída aos custos de investimento das unidades de captura de CO<sub>2</sub> (SMITH; CHEN; SIEFERT, 2020).

As tecnologias de pré-combustão disponíveis, usualmente, são aplicadas em usinas termelétricas de gás natural e gaseificação, como em um ciclo combinado com gaseificação integrada, os IGCC (da sigla em inglês *Integrated Gasification Combined Cycle*) (DOE, 2020). E embora as tecnologias sejam tecnicamente aplicáveis às plantas de carvão pulverizado ou IGCC, os requisitos de energia representam uma limitação para o seu desenvolvimento e performance econômica (OLABI et al., 2022). As técnicas mais comuns para pré-combustão são adsorção química e física:

- As rotas químicas são análogas a outros diferentes tipos de processos de lavagem química, em que os absorventes reagem com CO<sub>2</sub> e produzem carbonatos e bicarbonatos, além de soluções de hidróxidos, oferecendo alta estabilidade ao CO<sub>2</sub>. Entretanto, essa série de reações está associada com alta demanda energética para regeneração, o que aumenta o custo de investimento. (ZHAO et al., 2016).
- Já os solventes físicos separam os gases absorvidos por modulação de pressão, aliviando a pressão e com aquecimento brando, portanto o consumo energético é reduzido em comparação aos absorventes químicos. Os absorventes físicos são escolhidos com base em sua afinidade à absorção, ou solubilidade de CO<sub>2</sub>, e as demais propriedades físicas: densidade, viscosidade e pressão de vapor (DAVE et al., 2016).

Os processos de pré-combustão são caracterizados pela baixa taxa de transferência de massa, pela operação sob temperaturas baixas e pela característica reativa dos solventes (OLABI et al., 2022). Esses que são responsáveis por diferenciar os diferentes processos de captura por pré-combustão, tal qual os processos Selexol<sup>®</sup>, Purisol<sup>®</sup> e Rectisol<sup>®</sup> têm, respectivamente, Éter Dimetílico de Polietilenoglicol (DMPEG), N-metil-2-Pirrolidona (NMP) e Metanol aplicados para absorver CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S a partir de correntes de singás, gás natural ou outras misturas sintéticas de gases (SMITH et al., 2022).

Portanto, junto de tudo que foi levantado sobre as tecnologias de pré-combustão, é possível afirmar que se trata de um processo estabelecido de fácil integração a outros processos e sistemas, entretanto que conta com altos custos e também com certa complexidade química, o que é devido às complexidades de se separar as misturas H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> (OLABI et al., 2022). Entretanto, vale ressaltar também que, de acordo com o observado por NOGUEIRA et al. (2014), o emprego e funcionamento das tecnologias de pré-combustão se tornarão relevantes no Brasil apenas em 2040.

### **2.3.2. Captura Pós-combustão**

A captura de CO<sub>2</sub> acontece após a reação de combustão, em que o CO<sub>2</sub> é capturado a partir dos gases de exaustão, tal que pode ser executada por diferentes técnicas. Os sistemas de captura de pós-combustão podem ser aplicados aos gases da combustão de qualquer tipo de combustível. Com dados da IEA (IEA, 2020a) e múltiplas menções BUI et al., 2018; GARCIA; KNUUTILA; GU, 2017; WILBERFORCE et al., 2019) da literatura, os sistemas de captura de CO<sub>2</sub> pós-combustão (PCC) são considerados os mais promissores dentre as tecnologias CCUS. Considerando viabilidade técnica, índice de maturidade tecnológica (TRL), aplicabilidade em larga escala e custos, embora ainda tenha desafios, esta parece ser a melhor opção.

Dentre esses sistemas, os mais destacados envolvem a aplicação de absorção química baseada em soluções aquosas de aminas, por estarem disponíveis no mercado há décadas, incluindo mais de 30 aplicações comerciais para gases de exaustão (ROCHELLE, 2016). Essa tecnologia tem sido aplicada comercialmente em plantas termelétricas no Canadá (Boundary Dam), nos Estados Unidos (Petra Nova) (BUI et al., 2018) e também na Noruega, no Centro Tecnológica de Mongstad (BUI et al., 2020). E, de acordo com o Atlas Nacional de Captura de Carbono, até então o principal guia para a implantação dessa tecnologia no país, essa é considerada a tecnologia mais adequada para o cenário brasileiro, sendo adequada para 78%

das fontes estacionárias de CO<sub>2</sub> no Brasil, o que resultaria num montante de 243 Megatoneladas de CO<sub>2</sub> por ano a menos sendo emitidos para a atmosfera (KETZER et al., 2016).

A captura de CO<sub>2</sub> a partir de gases de exaustão por absorção química utiliza de aminas, mais comumente etanolaminas (ROCHELLE, 2016) para a absorção de CO<sub>2</sub> em concentrações menores que 30,4% (ZHANG et al., 2020). Aminas podem ser classificadas em três tipos, baseado no número de átomos de hidrogênio ligados ao átomo de nitrogênio: primárias, secundárias e terciárias, que apresentam ligações covalentes aos átomos de nitrogênio com dois átomos de hidrogênio, um átomo de hidrogênio, e nenhum átomo de hidrogênio, respectivamente (YAMADA, 2021). Embora todos sejam efetivos solventes para remover CO<sub>2</sub> de gases de exaustão (ABU-ZAHRA; SODIQ; FERON, 2016), a seleção dos solventes para esse processo deve ser baseada nas melhores condições em termos de custo e performance do Sistema, considerando propriedades desejáveis e indesejáveis dos solventes (LEE et al., 2020).

As características mais desejáveis para um solvente aplicado à absorção química de CO<sub>2</sub> incluem: alta capacidade de absorver CO<sub>2</sub>, cinética rápida, estabilidade térmica e oxidativa, baixa demanda de energia para regeneração, e baixas volatilidade, viscosidade, corrosividade, toxicidade e reatividade química com impurezas, além de baixo custo (CHEN et al., 2021). Então, formulou-se a Tabela 2.2 para comparação direta dos solventes.

Tabela 2.2. Propriedades das aminas aplicadas em CCUS.

	MEA	DEA	MDEA	AMP	PZ
Reatividade (m <sup>3</sup> /kmols)	6209	412	6.17	570	65460
Capacidade de absorção (g CO <sub>2</sub> /kg)	64.4	75.4	87	85	143.7
Resistência a degradação térmica, T <sub>max</sub> (°C)	125	105	129	140	162
Energia de regeneração (kJ/mol)	84.3	66.9	54.6	80.9	75
Viscosidade (mPa.s)	1.435	1.493	1.476	1.491	1.6075
Corrosividade (mpy)	136.4	85.25	67.6	125.9	64.57
Volatilidade (ppm)	31	9	6	112	8
Custos (\$/kg)	1.5	3.8	2.6	4.96	8

Reatividade: (BERNHARSEN; KNUUTILA, 2017; LIANG et al., 2015)

Capacidade de absorção: (LIANG et al., 2015)

Resistência a degradação térmica: (ROCHELLE, 2012)

Energia de regeneração: (ZHANG et al., 2017)

Viscosidade: (CONCEPCIÓN et al., 2017; HENNI et al., 2003; SOBRINO et al., 2016)

Corrosividade: (GUNASEKARAN; VEAWAB; AROONWILAS, 2013; OOI et al., 2020)

Volatilidade: (NGUYEN; HILLIARD; ROCHELLE, 2010)

Custos: (JONES, 2018; OCHIENG et al., 2013; OTITOJU; OKO; WANG, 2021)

Aminas primárias, como a MEA, tem como maior vantagem um alto índice de reatividade, o que diminui o tamanho da coluna de absorção (LIANG et al., 2015), porém apresenta uma baixa capacidade de absorver CO<sub>2</sub>, alta taxa de degradação térmica e oxidativa, alta corrosividade (ROCHELLE, 2016), além de apresentar o maior calor de absorção entre as aminas.

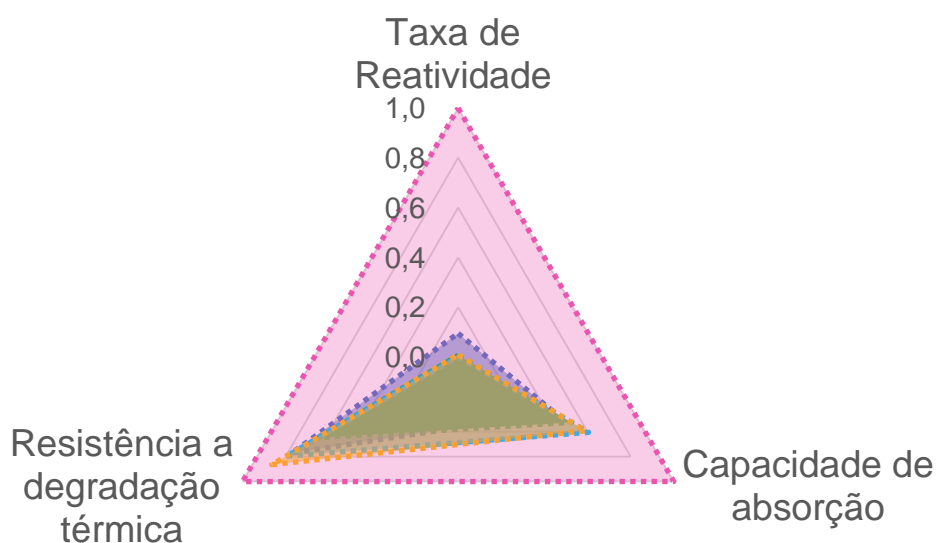
Já aminas secundárias, como a DEA, apresentam menores índices de corrosividade e calor de reação do que a MEA (SALVINDER et al., 2019), apesar de contar com uma cinética mais lenta, isto é, menor taxa de reação (WANG et al., 2015), além disso outras duas grandes desvantagens para DEA são a alta viscosidade e a limitada solubilidade em água (CHEN et al., 2021).

A MDEA, uma amina terciária, sofre menos com a corrosão, é menos nociva ao meio ambiente, tem uma maior capacidade de absorção, maior resistência à degradação, maior estabilidade e um menor calor de absorção (SALVINDER et al., 2019), entretanto apresenta custos altos, alta viscosidade e cinética lenta.

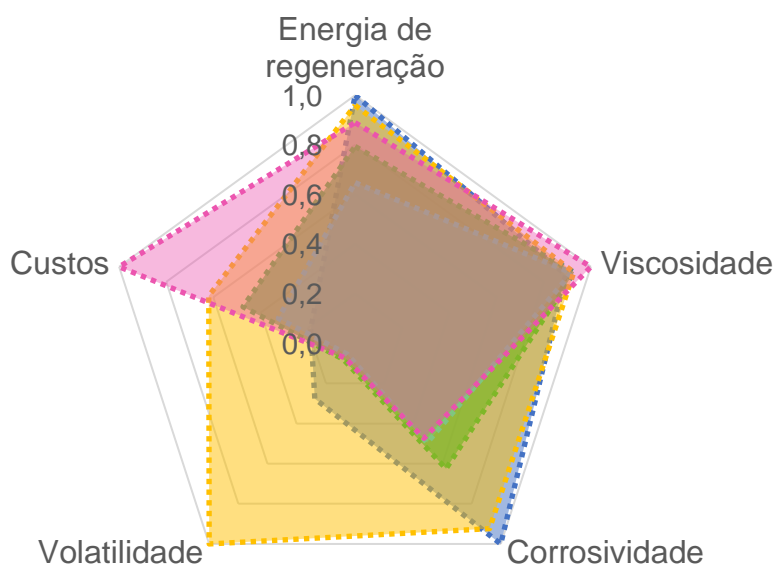
A Piperazina é uma diamina com caráter cíclico que favorece a formação rápida dos carbamatos (SALVINDER et al., 2019), por isso ela é comumente encontrada em misturas com MDEA e com AMP. Portanto, além de acelerar o processo de absorção, o uso de PZ também oferece alta estabilidade térmica, baixa volatilidade e alta resistência à degradação térmica e oxidativa (OTITOJU; OKO; WANG, 2021).

A AMP destaca-se por ter uma boa capacidade de absorção, baixo requerimento energético, portanto conta com boas propriedades para a reversão da absorção do CO<sub>2</sub> na coluna de regeneração (CHEN et al., 2021), uma resistência ainda maior à degradação e maior estabilidade entre as aminas alta seletividade, porém apresenta também uma taxa de reação mais lenta, alto custo e alta viscosidade.

Portanto, a escolha do solvente para operação da planta PCC é o elemento mais importante na conceptualização de uma planta de captura de CO<sub>2</sub> (LIANG et al., 2015). Com isso, baseado na Tabela 2.2 formulou-se um mapa para guiar a tomada de decisão conforme as propriedades desejadas e indesejadas das aminas, Figura 2.5.



(A)      ■ MEA   ■ DEA   ■ MDEA   ■ AMP   ■ PZ



(B)      ■ MEA   ■ DEA   ■ MDEA   ■ AMP   ■ PZ

Figura 2.5. Mapas de decisão quanto as propriedades das aminas utilizadas como solventes. (A) Propriedades Desejadas, quanto mais próximo de 1, melhor; (B) Propriedades indesejadas, quanto mais próximo de 1, pior.

Percebe-se que baseado nas propriedades desejadas, a PZ é a melhor escolha, entretanto, essa escolha acarreta custos cinco vezes maiores que os de MEA, por exemplo. E quanto as propriedades indesejadas, MEA é a amina mais corrosiva e a que demanda maior energia para dessorção, além disso, também conta com alta viscosidade; a amina mais volátil é a AMP que



também se apresenta relativamente ruim quanto ao seu caráter corrosivo; e PZ conta com o pior índice quanto à viscosidade. Nesse sentido, a aplicação da absorção química como mecanismo de captura de CO<sub>2</sub> implica em vantagens e desvantagens as quais devem ser ponderadas. As vantagens de se utilizar esses sistemas são:

- O extenso conhecimento acerca do uso das aminas em mais de 30 aplicações comerciais, que já permitiu em 40 anos diminuir o consumo de calor no reator em 80% desde 1980 (ROCHELLE, 2016);
- A versatilidade dos sistemas PCC permite que a tecnologia seja agregada às plantas já existentes e também em plantas novas, a fim de reduzir as emissões na fonte, seja no setor industrial ou energético (ABU-ZAHRA et al., 2016);
- A flexibilidade que permite a operação alternar entre modos de captura e não captura, fazendo com que seja uma ferramenta viável de transição, em curto prazo, para cortar emissões para geração em cargas totais e parciais (ABU-ZAHRA; SODIQ; FERON, 2016);
- Alta eficiência de captura de CO<sub>2</sub> (>85%) (WILBERFORCE et al., 2019);

Em contrapartida, encontram-se também desvantagens:

- Embora, a regeneração com suprimento de calor funcione melhor com menores temperaturas no regenerador, a resistência à degradação térmica das aminas limita a temperatura na fase de dessorção (ROCHELLE, 2016);
- Reverter as reações de absorção é difícil devido à baixa pressão parcial do CO<sub>2</sub> na solução;
- Alta demanda energética nas fases de regeneração de aminas e compressão de CO<sub>2</sub> (ABU-ZAHRA et al., 2016);
- Alto nível de corrosividade dos equipamentos, devido ao uso de aminas (WANG et al., 2015);
- Degradação das aminas devido à presença de gases como SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub> e O<sub>2</sub> na mistura, levando a necessidade de grandes fluxos suplementares para a solução, aumentando os custos anuais de operação (WANG et al., 2015);
- Necessidade de equipamentos de grandes dimensões, o que leva a grandes investimentos necessários (WANG et al., 2015);
- A alta demanda energética do processo de regeneração do solvente pode ser responsável por 50% dos custos anuais de operação da planta (ROCHELLE, 2016);

- As despesas com as unidades de captura e compressão de CO<sub>2</sub> movimentam até 80% do investimento inicial para colocar uma unidade de CCUS em operação, com 10% designado ao transporte do CO<sub>2</sub> capturado e outros 10% para o sequestro, quando é considerado (ABU-ZAHRA et al., 2016);
- O maior obstáculo das tecnologias de captura de CO<sub>2</sub> por absorção química, entretanto, é a perda de eficiência das plantas fonte de carbono, a penalidade energética.

A penalidade energética é, de fato, o principal empecilho à absorção química, as perdas de eficiência em sistemas de geração de potência são significantes, e com isso, instituições como o IPCC e o Departamento de Energia dos Estados Unidos destacaram que devem ser previstas perdas variando entre 7% e 9% (BRICKETT; MUNSON; LITYNSKI, 2020; ROGELJ et al., 2018). LI et al. (2016) apontaram para um intervalo maior e mais pessimista, especificamente para plantas que são abastecidas por carvão, as perdas de eficiência nesses casos seriam entre 25% e 40%, o que implicaria em aumentos nos custos de geração de até 100%. YULIA et al. (2021), apontaram para penalidade energética de 18% considerando uma planta à carvão com capacidade instalada de 320 MW. OTITOJU, OKO e WANG (2021), por sua vez, encontraram perdas entre 10 e 13,5% para ciclos combinados abastecidos com gás natural.

Existe uma série de estudos buscando soluções para diminuir a penalidade energética, dentre os outros infortúnios listados acima. A literatura oferece muitos estudos que exploram melhorias na concepção das plantas de captura a fim de reduzir o consumo de energia, de outras utilidades, para conseqüentemente reduzir também os custos de operação. Dentre os diferentes métodos e abordagens, para sistemas de captura de carbono pós-combustão por absorção química, o uso de diferentes solventes e a modificação na configuração do sistema de captura de CO<sub>2</sub> são as principais abordagens encontradas na literatura para alcançar melhores performances energéticas e menores perdas exergéticas.

OSAGIE et al. (2019) decidiram por alterar a configuração do sistema de captura com a adição de um inter resfriador no processo de absorção, junto da divisão do fluxo rico na entrada do regenerador. Essa alteração se mostrou a mais vantajosa, em termos de menor demanda térmica e maior eficiência exergética, e acabaram por ser responsáveis pela redução de 89% no calor específico da captura de CO<sub>2</sub>. No trabalho de LIN e ROCHELLE (2016), os autores decidiram alterar a configuração da planta de captura com a adição de um compressor para a recompressão do vapor retirado da coluna de regeneração. Os resultados foram perceptíveis, 8,4% menos demanda térmica para separação do CO<sub>2</sub> e, também, menor consumo

total de energia no processo, sendo que a econômica contabilizada foi de 3,4% em relação à configuração convencional para absorção química.

Ainda em LIN e ROCHELLE (2016), na busca por formular uma operação de regeneração mais próxima de ser irreversível, foi proposta uma configuração de *Advanced Flash Stripper* (AFS), a qual atingiu 16,1% menor demanda térmica e 11,2% menor requisito de energia total, em comparação à convencional, indicando que as limitações termodinâmicas das configurações anteriores foram reduzidas. OTITOJU, OKO e WANG (2021), por sua vez, avaliaram a aplicação de um sistema de captura por absorção química com uso de *intercooling* e AFS, esse sistema foi aplicado à uma planta de ciclo combinado, abastecida com gás natural, de 250 MW e os resultados apontaram índices de demanda térmica abaixo de 3 GJ/t CO<sub>2</sub> e uma penalidade energética de apenas 5,3% à planta geradora.

O uso de diferentes solventes também foi explorado por HASAN, ABBAS e NASR (2021), e seus resultados apontaram para MEA como um melhor solvente, embora mais oneroso, comparado à DEA e MDEA. Misturas de aminas foram estudadas por LEE et al., (2020), em especial, uma mistura entre N, N-dimetilpropilamina, AMP e PZ, que foi desenvolvida com intuito de reduzir o consumo de calor no refulvador de uma planta piloto para captura de CO<sub>2</sub>. A partir de uma investigação sobre a estabilidade de operação, a capacidade de absorção, e o perfil de temperatura no absorvedor utilizando a mistura como solvente, foi indicado aumento de 268% na capacidade de absorver CO<sub>2</sub> dessa solução em comparação com uma solução MEA 30%, também foram observadas reduções no consumo de solvente e 17,5% de economia no calor consumido para regeneração do solvente. Não obstante, em IDEM et al. (2015) salientaram que o uso de catalisadores reativos em conjunto com as convencionais aminas podem e devem orquestrar uma indústria de captura de CO<sub>2</sub>, por pós-combustão, com equipamentos menos volumosos e com consumo térmico próximo a 1,8 GJ/t CO<sub>2</sub>, fatores que contribuiriam para uma drástica diminuição nos custos associados à descarbonização do setor elétrico.

Na busca por diferentes solventes na pós-combustão, também se aplica amônia. As vantagens do uso de amônia estão associadas às menores temperaturas de operação, alta capacidade de absorver CO<sub>2</sub>, menores consumos de calor e eletricidade, possibilidade de aplicação de calor residual para a regeneração da amônia, diminuindo assim a penalidade energética para as plantas geradoras (AL-HAMED; DINCER, 2021). Além disso, evita-se problemas com degradação de solvente (ZHANG; GUO, 2015), os impactos ambientais do ciclo de vida da amônia são menos ofensivos ao meio-ambiente do que os de MEA

(PETRESCU et al., 2017) e a amônia pode ser misturada com as aminas (como PZ ou MEA) para a aceleração do processo de absorção (AL-HAMED; DINCER, 2021).

SHAKERIAN et al. (2015) realizaram uma análise técnico-econômica aplicando soluções de água e amônia como solvente para capturar CO<sub>2</sub> oriundo dos gases de exaustão de uma planta de eletricidade à carvão com capacidade instalada de 600 MWe. E, assim como WANG et al., (2021), demonstraram vantagens econômicas para o emprego das soluções de NH<sub>3</sub> como substitutas das soluções com MEA. SHAKERIAN et al., (2015) os valores de 53 e 61 USD/t CO<sub>2</sub> foram, respectivamente, encontrados para captura de CO<sub>2</sub> com NH<sub>3</sub> e MEA. VALENTI, BONALUMI e MACCHI (2012) aplicaram o conceito de *chilled ammonia* para a captura de CO<sub>2</sub> e encontrou 59,95 USD/t CO<sub>2</sub> como custo de captura.

Embora todos esses trabalhos ofereçam alternativas, essas alternativas invariavelmente têm seus custos, os quais não são comumente discutidos. A discussão dos *trade-offs* implicados, com os ganhos em eficiência, com a economia energética e com as menores perdas se faz necessária, pois tais ganhos incrementam os valores de investimento e tem potencial de gerar economia nos custos operacionais.

### **2.3.3. Oxi-combustão**

A captura de CO<sub>2</sub> através da oxi-combustão acontece em uma atmosfera de oxigênio próxima da pureza, tal que essa conta com entre 95 e 99% de O<sub>2</sub> em base volumétrica (HONG, 2022). A atmosfera de oxigênio pode ser criada, em uma câmara sob temperaturas muito altas, entre 1300 e 1400 °C, em um ciclo de turbina a gás; ou sob temperaturas de até 1900 °C para caldeiras abastecidas por carvão (HONG, 2022). A atmosfera se forma a partir da remoção do nitrogênio do ar padrão atmosférico, previamente à reação de oxi-combustão e, com isso, é possível produzir gases de exaustão que consistem em CO<sub>2</sub>, com índices de concentração volumétrica maiores que 80%, vapor de água, material particulado e apenas traços de contaminantes, como SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> (RUBIN et al., 2012).

A principal vantagem da oxi-combustão reside no fato de que o alto custeio com a formulação de um sistema de captura de CO<sub>2</sub> pós-combustão pode ser evitada. E no lugar de um grande sistema, com equipamentos que demandam altas despesas (colunas, trocadores de calor, etc.) faz-se necessário uma unidade de separação de ar, uma câmara responsável pela formulação da atmosfera rica em oxigênio na qual esse tipo de combustão deve ocorrer. Portanto, a imposição da oxi-combustão como alternativa para captura de carbono ainda encara

severos desafios, incluindo a estabilização das chamas da oxi-combustão, a integração e otimização dos sistemas, o escalonamento da oxi-combustão e o projeto das câmaras de combustão, a fim de eliminar os problemas com a corrosão. Além disso, há de se destacar o desenvolvimento de modelos computacionais não está estabelecida ou difundida ainda, os quais favoreceriam o entendimento do processo e da tecnologia (YADAV; MONDAL, 2022).

#### **2.3.4. Captura Direta de Carbono (DAC)**

As tecnologias de captura de carbono diretas da atmosfera (DAC, da sigla do inglês *Direct Air Capture*) encontram-se em fase inicial de desenvolvimento (IEA, 2020a). A extração do CO<sub>2</sub> diretamente da atmosfera é considerada uma tecnologia inovadora em estágio inicial de demonstração, TRL 7 (HONG, 2022). E ainda existem diversas lacunas no desenvolvimento da tecnologia, mas principalmente consumo energético e custos, de forma que os principais obstáculos técnico-econômicos são ligados ao nível de desenvolvimento inicial da tecnologia, tendo os custos de investimento, ou CAPEX, como principal empecilho a essa altura (KÜNG et al., 2023).

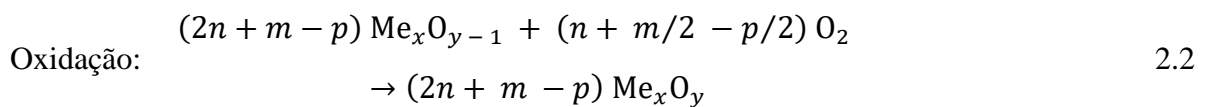
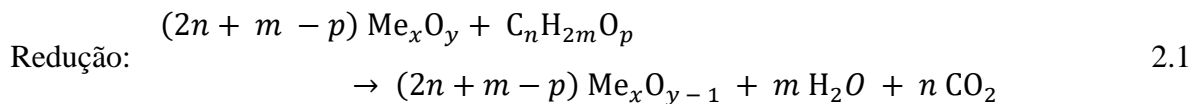
Até que seja atingido o patamar final de desenvolvimento para as DAC's diversos passos são necessários. Entretanto, essa tecnologia se destaca por seu caráter versátil e facilitador, porque pode funcionar como uma tecnologia potenciadora dos combustíveis baseados em eletricidade (*e-fuels*) por meio das tecnologias *Power-to-Liquid* e *Power-to-Gas*, conectando-se assim ao segmento de energia; ou mesmo, agindo como tecnologia de emissões negativas, capturando grandes quantidades de CO<sub>2</sub> da atmosfera em combinação com o armazenamento geológico do carbono, portanto Captura Direta e Sequestro de Carbono, ou DACCS (VIEBAHN; SCHOLZ; ZELT, 2019).

Existem 19 plantas DAC operando em todo o mundo, com capacidade média de 10.000 toneladas de CO<sub>2</sub> por ano (IEA, 2022). Essas plantas tem seus custos de captura variando dentro de um intervalo entre 250 e 600 USD/t CO<sub>2</sub>, considerando o uso de eletricidade renovável em sua operação (OZKAN et al., 2022). Entretanto, há de se salientar que devido ao caráter inicial da planta os dados de custos não estão padronizados e acabam por serem dispersos (KÜNG et al., 2023). Considerando que o custo médio tido como meta para capturar carbono em 2030 é de 125 USD/t CO<sub>2</sub>, os valores atuais para DAC estão entre 2 e 5 vezes maiores que a meta (BREYER; FASIHI; AGHAHOSSEINI, 2020).

### 2.3.5. Chemical Looping Combustion

O processo de *Chemical Looping Combustion* (CLC) é uma opção atrativa para a captura de carbono, que acaba por atribuir menores penalidades energéticas em comparação aos métodos tradicionais (*i.e.* pré-, pós- e oxi-combustão) (OLALEYE; WANG, 2014), tratando-se, portanto, de uma tecnologia emergente. Para UTE's e outras aplicações industriais, a tecnologia CLC, além de oferecer a captura de CO<sub>2</sub> com uma mínima penalidade energética, também se destaca devido à: (i) compatibilidade entre o processo CLC e sistemas que estão ativos, inclusive no Brasil, permitindo que a implantação da tecnologia ocorra sem a necessidade de ajustes significantes à geração elétrica atual; e (ii) menores custos de implantação e operação são previstos para essa tecnologia em comparação aos custos estimados para as tecnologias convencionais (SANCHEZ MOORE; KULAY, 2019).

O processo em si envolve a oxidação do combustível com um portador de O<sub>2</sub> sólido – mais comumente um óxido metálico, que pode ser representado genericamente por Me<sub>x</sub>O<sub>y-1</sub> – e não pelo ar. Nesse sentido o processo CLC se formula por dois reatores interconectados: um reator onde o combustível é oxidado pelo portador de oxigênio e produz CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O (Equação 2.1); e um reator onde o metal é reduzido pelo ar (Equação 2.2).



O vapor de água é condensado para que se obtenha um fluxo de CO<sub>2</sub> próximo da pureza a partir do reator em que o combustível fora processado, e então o CO<sub>2</sub> estaria preparado para o armazenamento (HONG, 2022). A maioria das plantas pilotos, espalhadas pelo mundo, aplica a configuração composta por dois leitos fluidizados circulantes interligados. Essa configuração tem adequadas propriedades de reação, tais quais, alta eficiência no contato de gases e sólidos, bem como, o fluxo de materiais sólidos entre os reatores de combustível e ar, tendo observado um baixo tempo de residência do metal nos reatores (ADANEZ et al., 2012).

Essa tecnologia está entre os processos considerados mais promissores para atingir uma prática de Emissões Líquidas Negativas (DI GIULIANO et al., 2022), embora seja um processo

com alto grau de complexidade, inclusive maior que o da oxi-combustão (IEAGHG, 2014), também tem como qualidade a sua versatilidade, uma vez que pode ser aplicado para o processamento de combustíveis gasosos, sólidos e líquidos (ABUELGASIM; WANG; ABDALAZEEZ, 2021). O custo da captura de carbono por CLC foi estimado por ser entre 40 e 50% mais barato do que as alternativas por pós-combustão baseadas em aminas (JIN; ZHANG, 2011), mesmo a tecnologia ainda estando em desenvolvimento.

#### **2.4. CCUS na Geração Termelétrica**

As plantas de geração termelétricas são conhecidas por utilizarem de combustíveis fósseis, e, portanto, serem extensas poluidoras. Suas emissões podem ser da ordem de 450 kgCO<sub>2</sub>/MWh, quando aplicado o gás natural, e até 1000 kgCO<sub>2</sub>/MWh, quando o carvão mineral é o combustível utilizado (ADAMS; MAC DOWELL, 2016; DIEGO; BELLAS; POURKASHANIAN, 2018).

Maneiras modernas de gerar eletricidade, envolvem tecnologias como a geração nuclear, as fontes renováveis e o hidrogênio. Essas tecnologias são livres das emissões de CO<sub>2</sub> (*carbon-free*), entretanto, ainda não estão disponíveis quanto ao nível de maturidade tecnológica e quanto a quantidade necessária para substituir as tecnologias emissoras de CO<sub>2</sub>. Portanto, para garantir a segurança energética, a captura de CO<sub>2</sub> é inevitável para uma transição energética que busque concretamente a neutralidade em carbono (MADEJSKI et al., 2022). Diante da crescente demanda por energia que o mundo tem observado, instituições como o IPCC e a IEA consideram que as tecnologias CCUS são imprescindíveis como ferramentas de mitigação tanto em países desenvolvidos, quanto em países em desenvolvimento (INSTITUTE, 2020), como é o caso do Brasil.

As tecnologias CCUS e as plantas termelétricas tem um encaixe particular, conhecido como *retrofit*, trata-se da adequação das tecnologias CCUS às plantas geradoras como tecnologias de fim-de-linha. Esse encaixe foi definido de diferentes formas por diferentes autores, mas trata-se da adaptação, ou do investimento, em plantas termelétricas existentes para que estas recebam uma nova unidade de processamento a ser instalada, nesse caso, a estação de captura de CO<sub>2</sub> (ROCHEDO et al., 2016; SOWINSKI, 2022). Portanto, o *Retrofit* pode ser aplicado à malha termelétrica brasileira que opera a combustíveis fósseis, estendendo-se a plantas de geração e de cogeração. Essa ação é importante também devido à vida longa das plantas termelétricas, uma vez que mesmo em um contexto de corte de emissões e compromissos ambientais audaciosos, é melhor, num contexto de alta demanda e segurança

energética, mantê-las operando com CCUS do que simplesmente desativar plantas novas, ou que, no presente momento, ainda estão sob construção (FINKENRATH; SMITH; VOLK, 2012a). A possibilidade de remover o CO<sub>2</sub> da atmosfera direto em sua fonte que as tecnologias de captura têm para oferecer, habilitam os estudos sobre a necessidade e o potencial de *retrofit* mundo a fora. Essas análises são concentradas não apenas em parâmetros técnicos, mas também em aspectos sociais e políticos (FAN et al., 2018).

Alguns dos trabalhos direcionados para a inserção de tecnologias CCUS em usinas termelétricas estão reunidos na Tabela 2.3, junto de seus objetivos e principais conclusões nesse contexto.

Tabela 2.3. Resumo de trabalhos avaliando a possibilidade e o potencial do *retrofit* às usinas termelétricas.

Autores autoras	e	Objetivos	Principais Conclusões
ROCHEDO al., (2016)	et	Estimar o potencial de agregar as tecnologias de captura de carbono e seus custos nos setores industrial e energético brasileiros.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ No Brasil, as muitas incertezas quanto às tecnologias CCUS levam a um ciclo vicioso, em que continuar a postergar os investimentos conflitam com a expectativa de redução nos custos que são dependentes do desenvolvimento da tecnologia;</li> <li>▪ Sem o estabelecimento de políticas públicas concretas quanto ao corte das emissões e sem regulamentação das CCUS, a viabilidade econômica desses empreendimentos não será alcançada, mesmo para cenários com menores custos, como os BECCS;</li> <li>▪ A viabilidade econômica desses projetos também dependerá da expansão de <i>pipelines</i> e centros de controle para o transporte do CO<sub>2</sub> capturado.</li> </ul>
FAN et al., (2018)	et	Avaliar o potencial de inserção das tecnologias CCUS nas Centrais Termelétricas a Carvão em território chinês, a fim de cumprir com as metas ambientais.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Tecnologias de captura de CO<sub>2</sub> devem estar totalmente desenvolvidas até 2030;</li> <li>▪ O governo chinês deve encorajar e financiar pesquisa para colocar o quanto antes as tecnologias de CCUS em fase de demonstração, a fim de reduzir custos e melhorar a performance;</li> <li>▪ O potencial de inserção das tecnologias CCUS aumenta com o avanço da maturidade das</li> </ul>



		tecnologias CCUS e também com o decréscimo dos investimentos necessários e de seu período de retorno;
		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Taxar emissões é uma ferramenta que influencia tanto o desenvolvimento das tecnologias CCUS quanto o potencial de sua aplicação.</li> </ul>
FRANKI, VIŠKOVIĆ e ŠAPIĆ (2021)	Oferecer uma solução tecnológica otimizada para a instalação de sistemas CCUS em plantas de geração termelétrica à carvão na Croácia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Para uma solução tecnológica ser factível é necessário estabelecer a regulamentação dos projetos envolvendo as tecnologias CCUS, junto de incentivos, em conjunto com toda a União Europeia;</li> <li>▪ A unificação dessa regulamentação em caráter europeu contribuiria com o desenvolvimento dos projetos com menos incertezas e com maior aceitação social;</li> <li>▪ Atualmente, as dificuldades técnicas e os altos investimentos não permitem a implementação de CCUS na Croácia;</li> <li>▪ O problema de viabilidade tecno-econômica seria superado com o aumento na capacidade instalada de geração e com a instituição da taxa por emissões.</li> </ul>
ZHOU et al. (2021)	Identificar o melhor timing para o investimento em inserção das tecnologias CCUS em plantas de geração operando com carvão e biomassa. E avaliar a influência de taxar emissões nesse contexto.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Inserir plantas de captura de CO<sub>2</sub> (<i>retrofit</i>) no cenário imediato não é plausível;</li> <li>▪ A prioridade deveria ser a instituição de valores mais altos para a taxa das emissões de CO<sub>2</sub>, no mercado Chinês;</li> </ul>
SOWINSKI (2022)	Construir um modelo de decisões que contribua com a inserção de tecnologias CCUS no setor energético.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Acordos internacionais e regulamentações obrigarão as usinas geradoras a se adaptar e explorar diferentes meios para reduzir emissões;</li> <li>▪ O valor para taxa de emissões que promoverá a ascensão de tecnologias de descarbonização deve ser muito maior do que a média mundial praticada atualmente, o que indica a inviabilidade do uso de sistemas de captura por absorção química hoje.</li> </ul>

O contingente de estudos reunidos na tabela indicou similaridades: primeiro, que a regulamentação para uso de sistemas de CCUS é indispensável nos próximos anos, e que, inclusive o quanto antes forem estabelecidos mais rapidamente a descarbonização pode

acontecer; outra marca comum nos estudos revisados foi a necessidade de se elaborar quanto a infraestrutura para a funcionalidade dos sistemas de captura, nesse sentido também estão incluídos os recursos necessários para o transporte do CO<sub>2</sub> capturado e o uso final desse, seja a utilização ou o sequestro geológico; E por fim, a instituição de políticas de incentivo ao desenvolvimento tecnológico, seja pela taxaço das emissões ou a instituição de um mercado de carbono. A elaboração de incentivos financeiros foi indicada como primordial para a obtenção de um balanço econômico positivo.

Portanto, diante esse levantamento, como os sistemas de potência que operam abastecidos por carvão são mais poluentes, até 1000 kgCO<sub>2</sub>/MWh, e também devido ao fato de existirem plantas operando com recursos nacionais de alto impacto ambiental, decidiu-se por abordar esse tipo de planta junto dos sistemas CCUS. As plantas brasileiras que operam com carvão nacional estão no intervalo entre 200 e 365 MW (ANEEL, 2021) e estão localizadas no Sul do País, região que promoveu emissões da ordem de 68,6 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> no ano de 2021, apenas no setor energético (SEEG, 2023). Portanto, a fim de garantir a segurança energética com a confiabilidade que é característica às centrais termelétricas, julgou-se pertinente considerar esse setor, nesse contexto específico, para destinar parte dos investimentos que o Brasil deve destinar à descarbonização nos próximos anos (VASCONCELOS; LUNA, 2022).

### **3. CAPÍTULO III – Metodologia**

A fim de atingir os objetivos do trabalho, e tendo em conta que a transição para uma economia com emissões neutras em carbono é uma operação que demanda tempo, além de alto investimento, a metodologia a ser apresentada há de contribuir para um melhor entendimento do impacto técnico e econômico que tem a inserção da tecnologia de captura de carbono em uma central termelétrica de ciclo a vapor, operando a carvão. Isso, portanto, permitirá definir estratégias de descarbonização no Brasil para médio e longo prazo no setor de geração termelétrica.

A metodologia se baseia em quatro pontos: (1) o mapeamento das características das plantas de geração térmica que utilizam ciclo a vapor utilizando carvão como combustível; (2) definição da abordagem para os sistemas CCUS; (3) definição de um estudo de caso e realização dos balanços de massa e energia para o ciclo de geração, em referência à UTE; (4) análise da integração entre CCUS e UTE. Diante desses quatro pontos, elaborou-se o fluxograma apresentado na Figura 3.1.

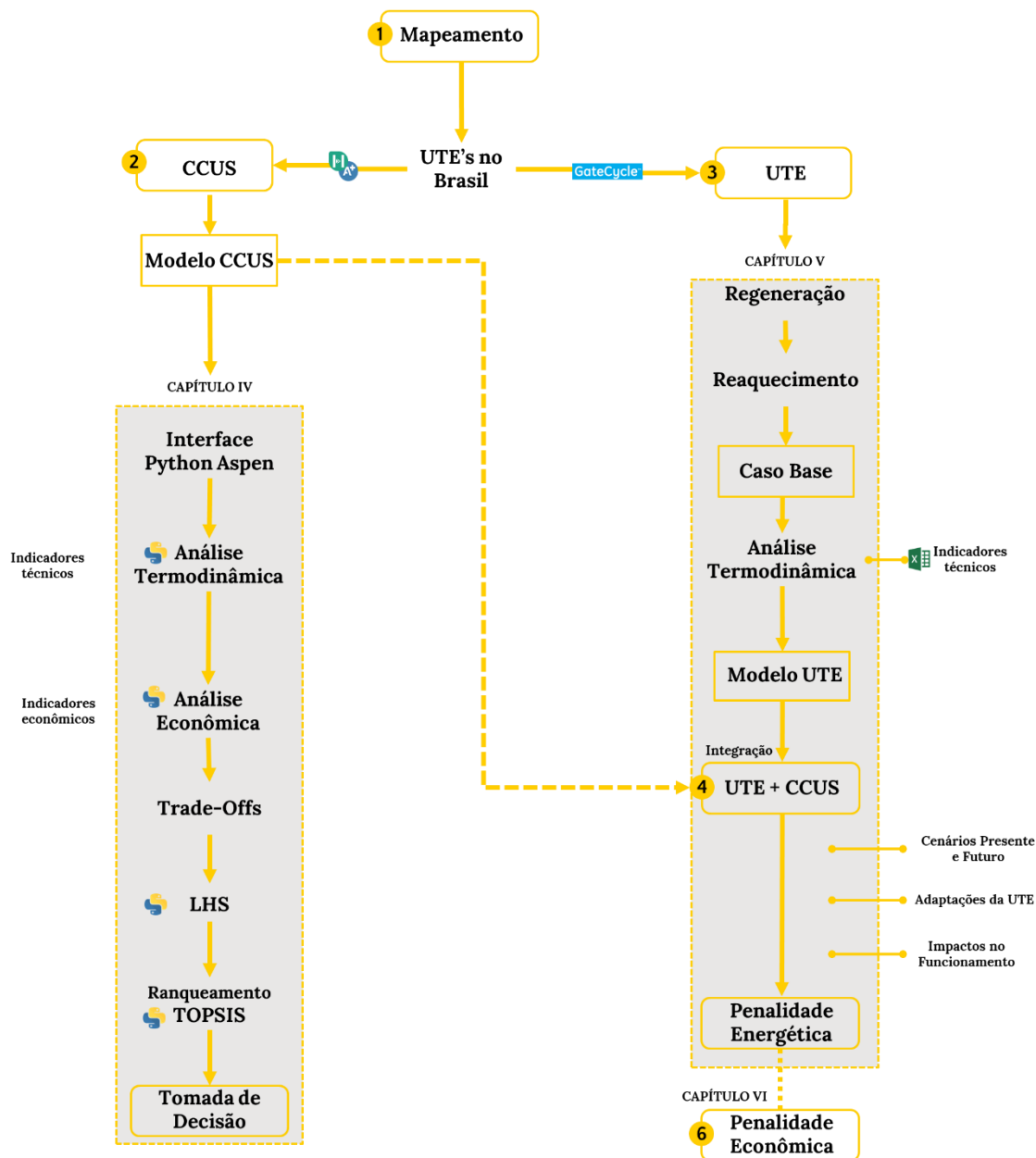


Figura 3.1. Fluxograma referente a Primeira Etapa da Metodologia do Trabalho.

No Fluxograma ilustrativo da Primeira Etapa da Metodologia, Figura 3.1, foi apresentada a divisão e formulação dos três primeiros pontos:

- 1. Mapeamento:** Esse estágio da pesquisa envolveu parte da revisão sobre as características das plantas de geração termelétrica a carvão no setor elétrico brasileiro, sua necessidade de descarbonização e o seu potencial de integração com tecnologias de CCUS. As UTE's foram analisadas de acordo com sua potência instalada, características construtivas e parâmetros de operação. A partir desta

análise, foi possível realizar a definição das características do sistema térmico e de seus parâmetros de operação em um estudo de caso hipotético.

- 2. Análise do Sistema CCUS:** Decidiu-se, por aplicar captura de CO<sub>2</sub> pós combustão por absorção química, devido ao seu avançado estado de desenvolvimento. Para a tecnologia considerada foi realizada uma análise energética e exergética, através de um modelo desenvolvido utilizando o Aspen Hysys<sup>®</sup> v. 11 para simulação e a interface construída em linguagem *Python*. A partir dessa interface, faz-se possível executar cálculos e variar os parâmetros adotados no modelo desenvolvido. Com isso, executa-se as análises termodinâmica, econômica e através de análises de sensibilidade, os *trade-offs* entre desempenho técnico (considerando o dimensionamento e consumo de energia da planta e seus impactos) e econômico, foram analisados sob a ótica das variações de parâmetros um a um e também com o uso da amostragem por LHS. Isso permitiu a identificação dos parâmetros adequados para o dimensionamento do sistema, todos os experimentos formulados com auxílio do LHS foram ranqueados pela metodologia TOPSIS a fim de identificar quais parâmetros foram mais influentes para alcançar os menores índices de consumo energético e de destruição de exergia. A análise completa do sistema de CCUS é apresentada no Capítulo IV;
- 3. Definição da UTE a carvão onde será integrada a tecnologia CCUS:** A partir das características das centrais termelétricas atualmente utilizadas no setor elétrico brasileiro foi definido um estudo de caso hipotético a fim de emular uma UTE típica abastecida com carvão nacional. O modelo de simulação foi desenvolvido no software GateCycle<sup>®</sup> v. 6.1.2. A partir de uma revisão do estado da arte dos parâmetros de operação de centrais termelétricas a vapor que utilizam parâmetros subcríticos foram definidos os parâmetros de operação da planta e foi realizada a determinação da pressão ótima de reaquecimento para os parâmetros selecionados assim como as pressões de extração para regeneração utilizando o método de Badr (BADR; O'CALLAGHAN; PROBERT, 1990). Para o modelo desenvolvido foram realizados os balanços de massa e energia para estabelecer os principais indicadores de desempenho associados à planta sem a integração da tecnologia CCUS;
- 4. Análise da integração UTE-CCUS:** A análise da integração partiu do apontamento das adaptações que a UTE precisaria sofrer a fim de receber a CCUS proposta, em termos do funcionamento dos seus principais equipamentos. Em seguida, foram

definidos os cenários, presente e futuro, os quais abordaram a importância das CCUS de maneira diferente em termos de índice de captura. Posteriormente, foram analisados os impactos que a integração implicou à operação da UTE, em termos de indicadores de desempenho, definida a penalidade energética.

- 5. Análise dos Impactos Econômicos da Integração UTE-CCUS:** A exploração das penalidades econômicas, abordada no Capítulo VI, iniciou-se com a estimativa de custos para a operação da UTE com e sem estar integrada à unidade CCUS. A partir de então foi possível comparar os indicadores econômicos, a fim de definir a penalidade econômica que a central termelétrica sofreria com a integração. Em seguida, a integração foi analisada de um ponto de vista do investimento, considerando todo o período de vida útil da UTE e, com isso, a viabilidade e atratividade dos investimentos foram analisadas. Ainda foram analisadas, nesse ponto, a importância de ação governamental e como essa afetaria os investimentos considerando duas possíveis intervenções: taxação de emissões e linhas de crédito ou subsídio.

Portanto, passando pelas descritas etapas apresentadas nos dois fluxogramas, faz-se possível alcançar os objetivos propostos, contribuindo para a lacuna de pesquisa endereçada e, por fim, construir a seção de conclusões, onde as principais observações promovidas pelos resultados foram comentadas.

**4. CAPÍTULO IV – Dimensionamento e Análise Termodinâmica do Sistema de Captura de CO<sub>2</sub> Pós-Combustão por Absorção Química para uma usina termelétrica operando à carvão.**

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]



[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

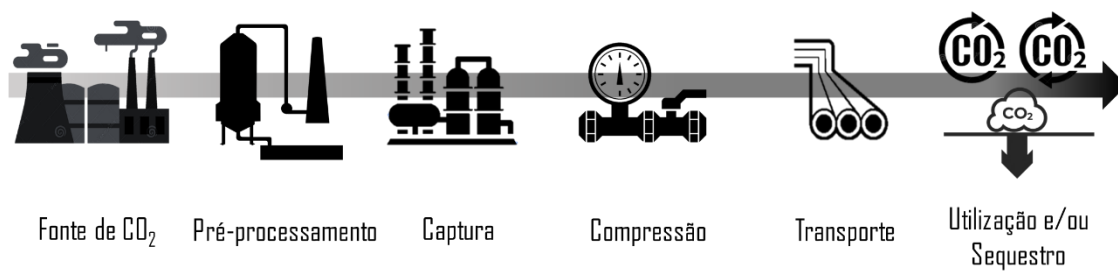


Figura 4.1. Fluxograma completo de todos os estágios envolvidos na cadeia de processos da CCUS a partir da fonte de CO<sub>2</sub> até a Utilização e/ou Sequestro do CO<sub>2</sub> capturado.

[Redacted text block containing multiple lines of blacked-out content]

[REDACTED]

Decidiu-se, então, modelar uma unidade de captura de CO<sub>2</sub> que fizesse referência às centrais termelétricas que são elegíveis à integração com CCUS e que operem à carvão, como fonte de carbono. Partindo dessa referência, a mistura de gases tem um conteúdo de CO<sub>2</sub> que pode variar, em fração molar, entre [REDACTED] [REDACTED], o absorvedor recebeu um fluxo de 3240 t/h, o qual é condizente com plantas novas e de capacidade de 600 MW com a composição apresentada na [REDACTED]

Tabela 4.1. Composição da Mistura de Gases de entrada na absorção, em base molar.

<b>Gás Componente</b>	<b>Fração da Mistura em Base Molar</b>
N <sub>2</sub>	69%
O <sub>2</sub>	12,5%
CO <sub>2</sub>	12%
H <sub>2</sub> O	6,5%

Os principais parâmetros numéricos utilizados, como as condições de entrada da mistura de gases adotada e os dados de entrada dos equipamentos presentes no modelo de simulação, são apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2. Parâmetros operacionais utilizados na simulação do sistema de captura de CO<sub>2</sub>.

<b>Parâmetros</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>	<b>Referência</b>
Temperatura dos Gases de Exaustão Resfriados	40	°C	-
Pressão dos Gases de Exaustão	100	kPa	-
Vazão dos Gases de Exaustão	3240	ton/h	-
Condição de operação gás-líquido no absorvedor	70	% de inundação	(MADEDDU; ERRICO; BARATTI, 2019)
Concentração de MEA na solução	30,0	% massa	-
Pressão de entrada da Solução no Absorvedor	100	kPa	(MADEDDU; ERRICO; BARATTI, 2019)
Eficiência das Bombas	75,0	%	-
Queda de pressão nos trocadores de calor	10	kPa	(GERVASI; DUBOIS; THOMAS, 2014)
Queda de pressão no Trocador de Calor Cruzado	50	kPa	(GERVASI; DUBOIS; THOMAS, 2014)
<i>Pinch-Point</i> no Trocador de Calor Cruzado	10	°C	-
Temperatura do Condensador	25	°C	-

#### 4.2.1 Fundamentos e Funcionamento do Ciclo de Captura de CO<sub>2</sub> Pós-Combustão por Absorção Química

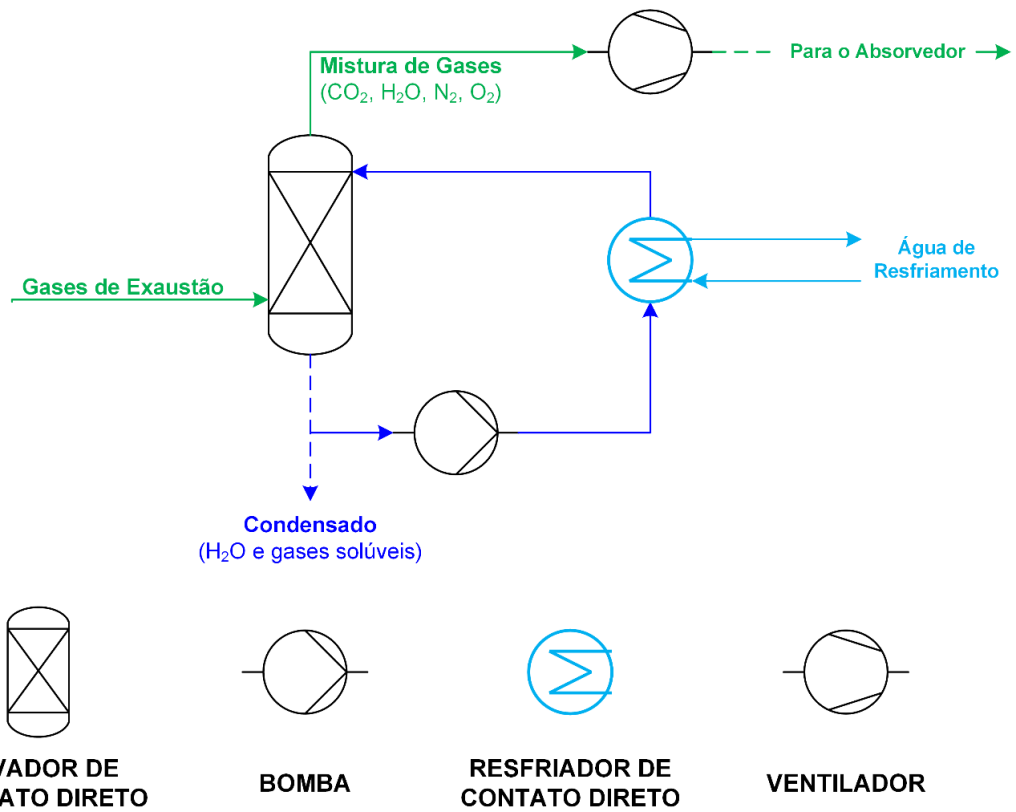


Figura 4.2. Fluxograma da etapa de pré-processamento dos gases de exaustão.

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

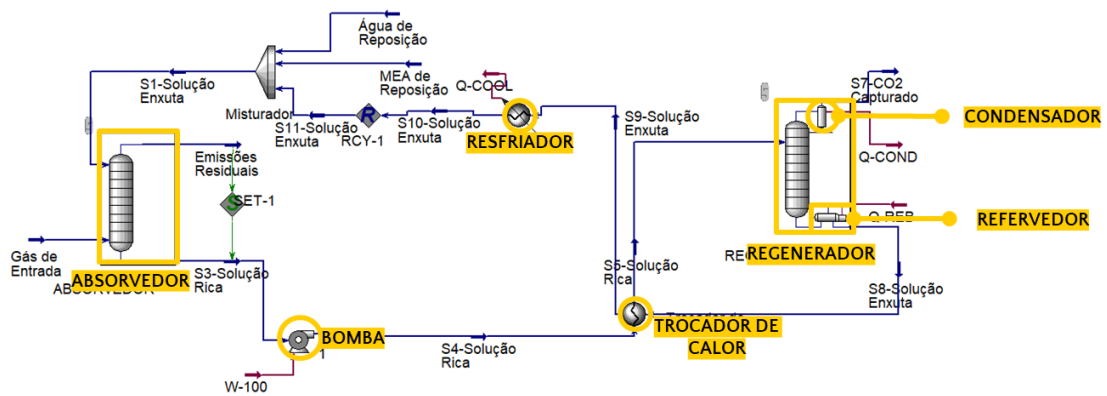


Figura 4.3. Fluxograma elaborado na plataforma do Aspen Hysys® v.11 para a simulação da captura de CO<sub>2</sub>.



[REDACTED]

[REDACTED]

■

[REDACTED]

■

[REDACTED]

■

[REDACTED]

■

[REDACTED]

■

[REDACTED]

■

[REDACTED]

■



[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

Tabela 4.3. Coeficientes para a estimativa do custo de equipamentos (TURTON et al., 2009).

Equipamentos	k <sub>1</sub>	k <sub>2</sub>	k <sub>3</sub>	F <sub>BM</sub>	A
Colunas Empacotada	3,4974	0,4485	0,1074	4,07	Volume (m <sup>3</sup> )
Estágios das colunas	2,9949	0,4465	0,3961	1,00	Área (m <sup>2</sup> )
Refrervedor	4,4646	-0,5277	0,3955	3,79	Área (m <sup>2</sup> )
Bombas	3,3892	0,0536	0,1538	3,65	Potência (kW)
Trocadores de Calor	4,3247	-0,3030	0,1643	3,79	Área (m <sup>2</sup> )
Aquecedores	2,0829	0,9074	-0,0243	3,79	Calor (kW)
Refrigeradores ( <i>coolers</i> )	4,0336	0,2341	0,0497	3,79	Área (m <sup>2</sup> )
Separadores Líquido-Vapor	4,6420	0,3698	0,0025	3,79	Área (m <sup>2</sup> )
Compressor	2,2897	1,3604	-0,1027	5,8	Potência (kW)

$$\text{Custo Atualizado} = \text{Custo de Referência} \times \frac{[\text{CEPCI}_{2019}]}{[\text{CEPCI}_{2001}]} \quad 4.22$$

[REDACTED]

Tabela 4.4. Formulação do Cálculo do CAPEX e do OPEX para Análise Econômica. Adaptado de KIANI, JIANG e FERON (2020) e LEÓN et al. (2020).

<b>CAPEX – INVESTIMENTO TOTAL</b>		<b>A + B</b>
<b>A</b>	<b>INVESTIMENTO FIXO</b>	<b>A1 + A2</b>
<b>A1</b>	<b>CUSTOS DIRETOS</b>	<b>1-9</b>
1	Custo de equipamentos	calculado
2	Custo de instalação dos equipamentos	39% de 1
3	Custo de instrumentação e controle	26% de 1
4	Custo com tubulações	31% de 1
5	Custos com instalações elétricas	10% de 1
6	Manutenção predial	29% de 1
7	Custos de Infraestrutura para construção	12% de 1
8	Serviços de infraestrutura: limpeza, segurança.	55% de 1
9	Custos de território	6% de 1
<b>A2</b>	<b>CUSTOS INDIRETOS</b>	<b>10-12</b>
10	Supervisão e Engenharia	32% e 1
11	Despesas de construção	34% de 1
12	Contrato de empreiteira	19% de 1
<b>B</b>	<b>CAPITAL DE GIRO</b>	<b>13</b>
13	15% do investimento fixo	15% de A
<b>OPEX</b>		<b>C + D + E</b>
<b>C</b>	<b>CUSTOS DE MANUTENÇÃO</b>	<b>14</b>
14	3% do investimento fixo	3% de A
<b>D</b>	<b>CUSTOS DE MÃO-DE-OBRA</b>	<b>15</b>
15	30% dos Custos de manutenção	30% de C
<b>E</b>	<b>CUSTOS DE UTILIDADES</b>	<b>16-19</b>
16	Água de Refrigeração	calculado
17	Vapor	calculado
18	Eletricidade	calculado
19	Solvente (MEA/PZ)	calculado





Tabela 4.5. Parâmetros considerados para o cálculo dos indicadores econômicos

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Referência</b>
Tempo de funcionamento da planta	20 anos	-
Tempo de operação	7446 horas/ano	(OTITOJU; OKO; WANG, 2021)
Taxa de juros	8% a.a.	-
Custo de Eletricidade	100 USD/MWh	(KIANI; JIANG; FERON, 2020)
Custo de Vapor	14.04 USD/GJ	(KIANI; JIANG; FERON, 2020)
Custo de MEA	2880 USD/t	(JONES, 2018)
Custo de PZ	8000 USD/t	(OTITOJU; OKO; WANG, 2021)
Custo da água de refrigeração	0.354 USD/GJ	(KIANI; JIANG; FERON, 2020)

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

Tabela 4.6. Intervalo determinado para as variáveis de interesse da análise paramétrica.

Parâmetro	Intervalo		Referências
	Limite Inferior	Limite Superior	
Diâmetro da Coluna de Absorção, m	16	20	(LAWAL et al., 2012)
Diâmetro da Coluna de Regeneração, m	5	12,5	(RAMEZAN; SKONE, 2007)
Espaçamento entre estágios na Coluna de Absorção, m	0,6096	1,25	(BHOWN; FREEMAN, 2011)
Espaçamento entre estágios na Coluna de Regeneração, m	0,6096	1,80	(BHOWN; FREEMAN, 2011)
Temperatura de Entrada da Solução na Coluna de Absorção, °C	40	60	(COUSINS; WARDHAUGH; FERON, 2011)
Temperatura de Entrada da Solução na Coluna de Regeneração, °C	90	105	(ROCHELLE, 2012)

[Redacted text block]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[Redacted]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted text block]

[Redacted text block]



[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]



[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

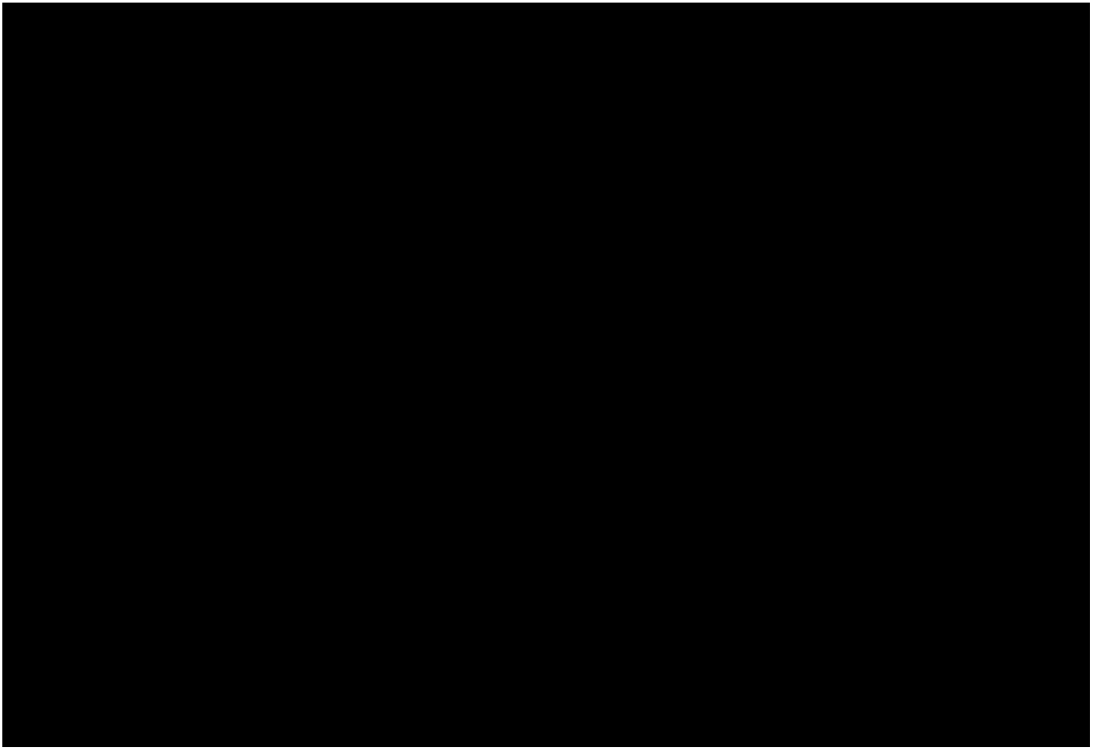




[Redacted text line]

[Redacted text block consisting of five lines]

[Redacted text block consisting of seven lines]



[Redacted text line]

[Redacted text line]

[Redacted text line]

[Redacted text line]

[Redacted text line]

[Redacted text line]

[Redacted text line]

[Redacted text line]

[Redacted text line]

[Redacted text line]

[Redacted text line]

[Redacted text line]

[Redacted text line]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]



[Redacted line of text]

[Redacted paragraph of text]

[Redacted line of text]

[Redacted paragraph of text]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

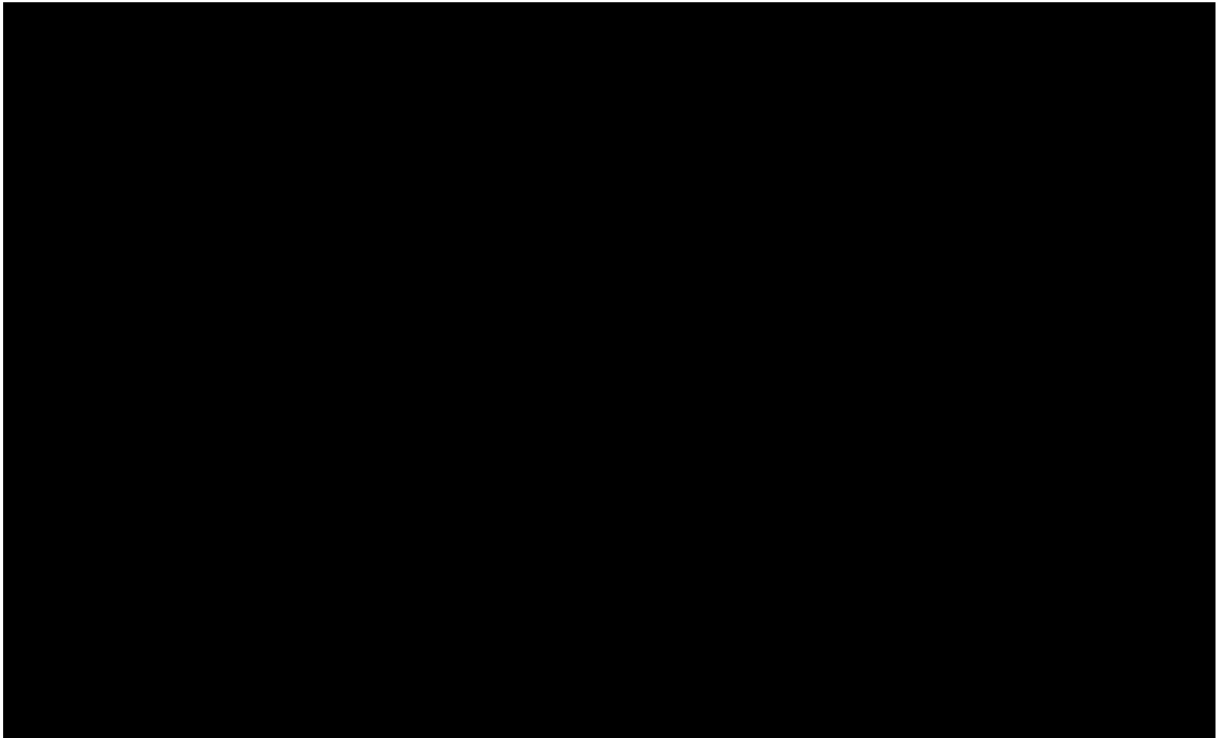
[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]



[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]



[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]





[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]



[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

## **5. CAPÍTULO V – Análise da Integração de um Sistema CCUS em uma Usina Termelétrica (UTE) operando com Carvão Brasileiro.**

[REDACTED]

### **5.1 Aspectos Gerais**

[REDACTED]

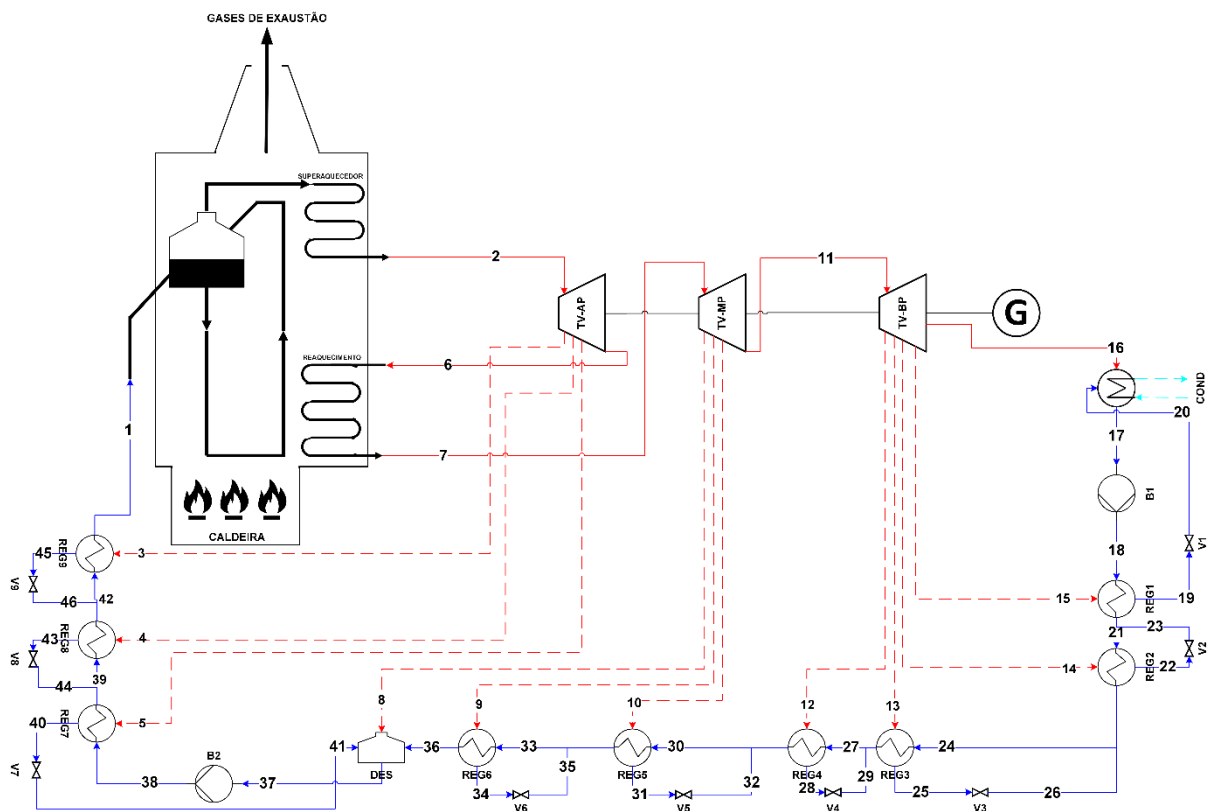


Figura 5.1. Ciclo de Potência do Caso Base. B: Bomba; COND: Condensador; DES: Desaerador; G: Gerador Elétrico; TV-AP: Turbina à Vapor de Alta Pressão; TV-MP: Turbina à Vapor de Média Pressão; TV-BP: Turbina à Vapor de Baixa Pressão; V: Válvula.

[Redacted]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

---

[Redacted]
[Redacted]
[Redacted]
[Redacted]
[Redacted]
[Redacted]
[Redacted]
[Redacted]
[Redacted]
[Redacted]

---

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

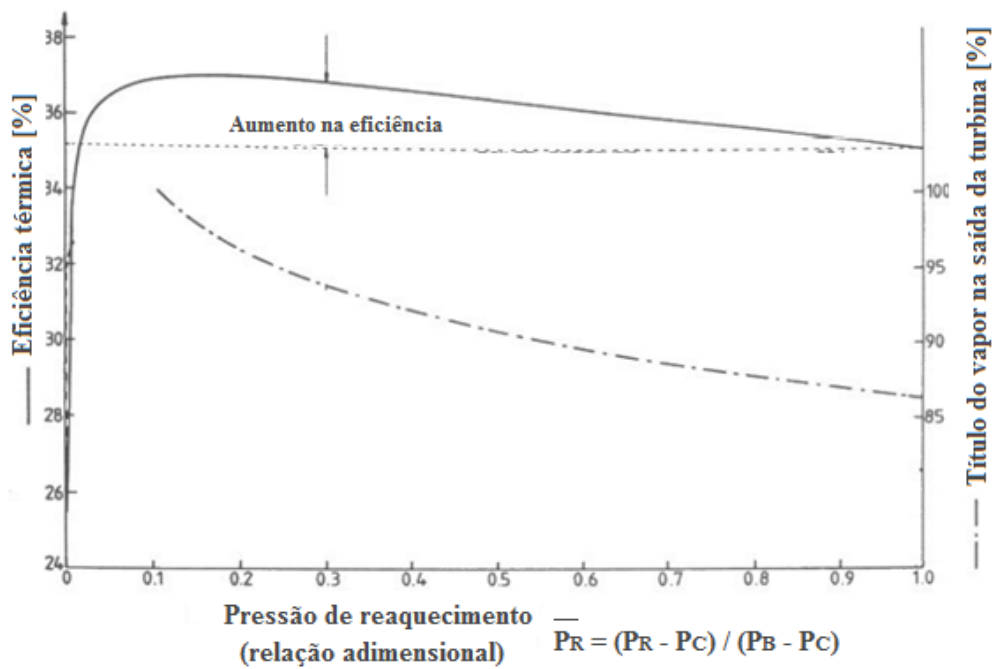
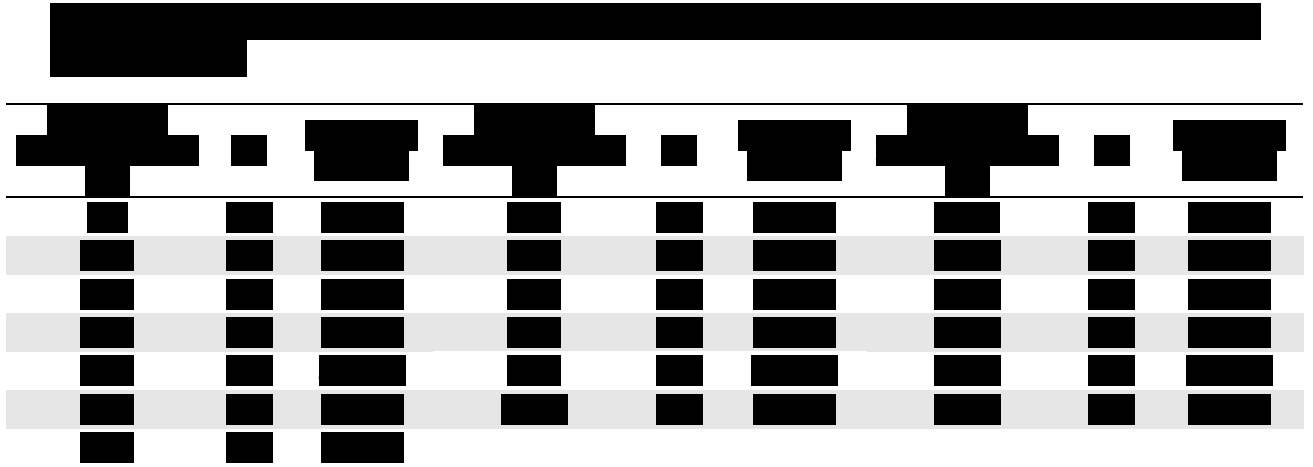


Figura 5.2. Variações na eficiência térmica do ciclo e do título na saída da turbina de baixa pressão (BADR; O'CALLAGHAN; PROBERT, 1990).



[Redacted text block]

[Redacted text block]

Figura 5.3. [Redacted text]

[Redacted text]



[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]



[Redacted]

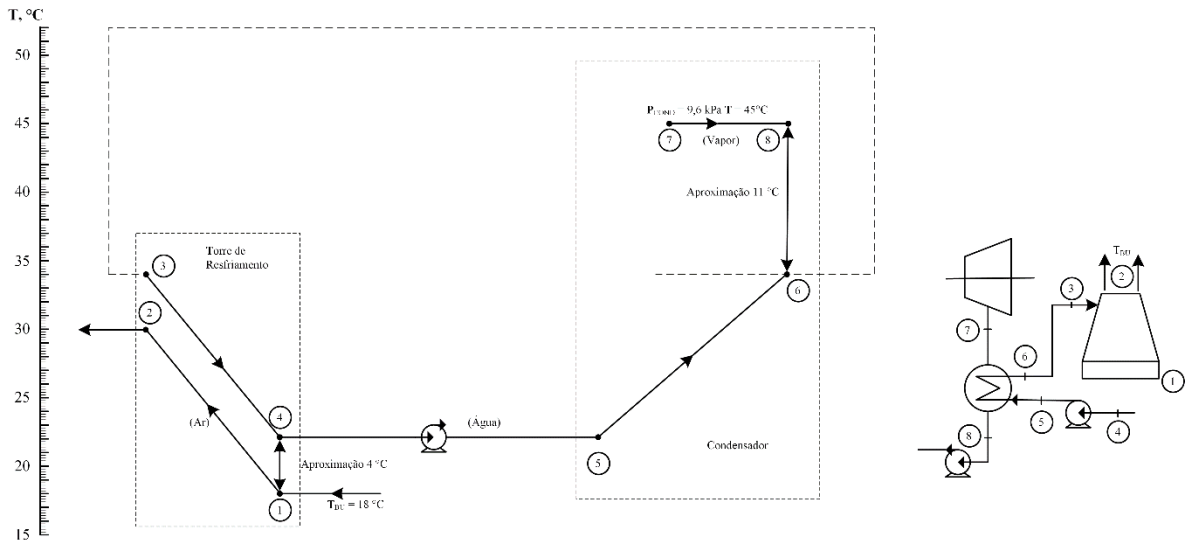
[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]



[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

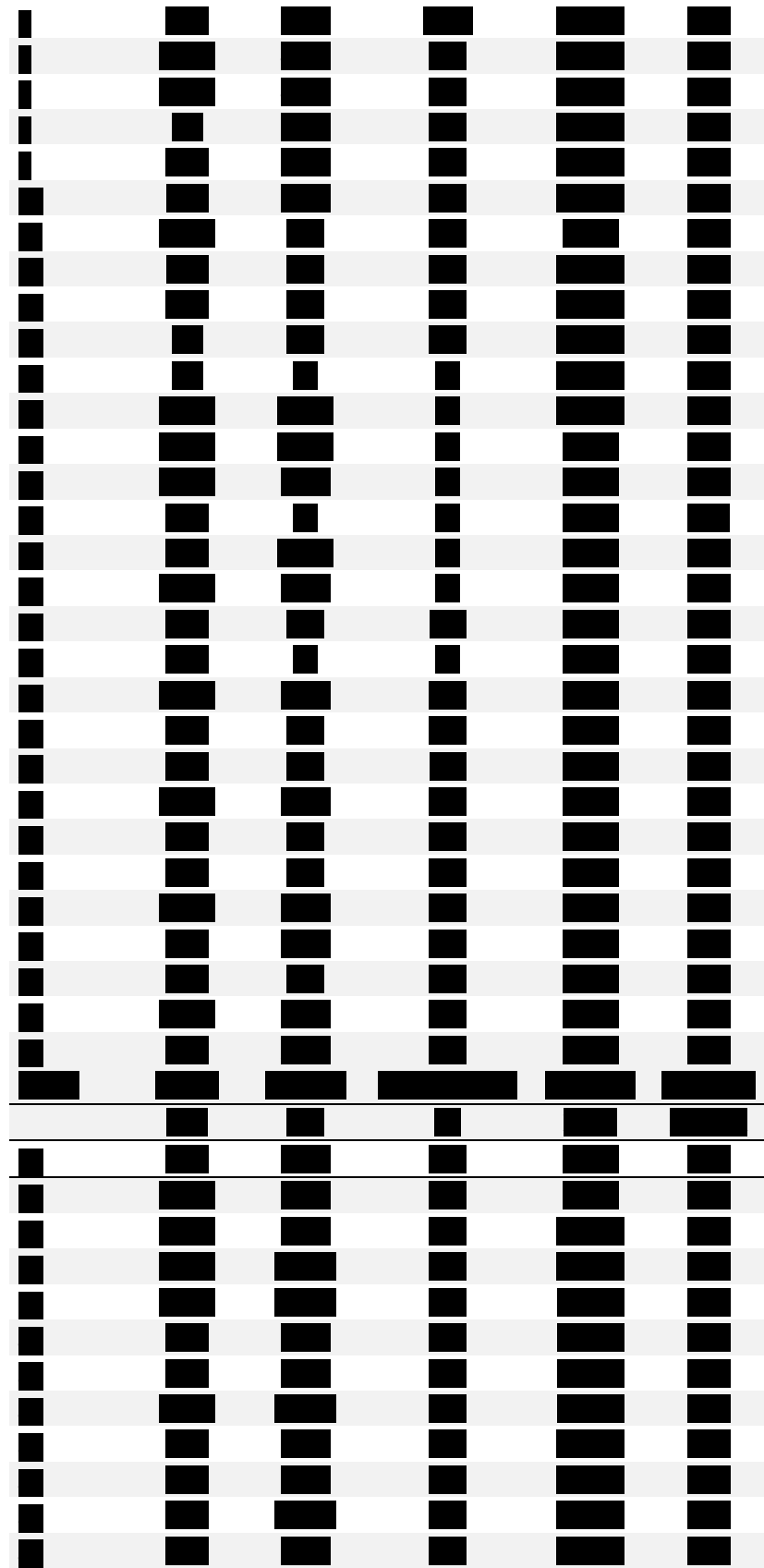
[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]



[Redacted]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

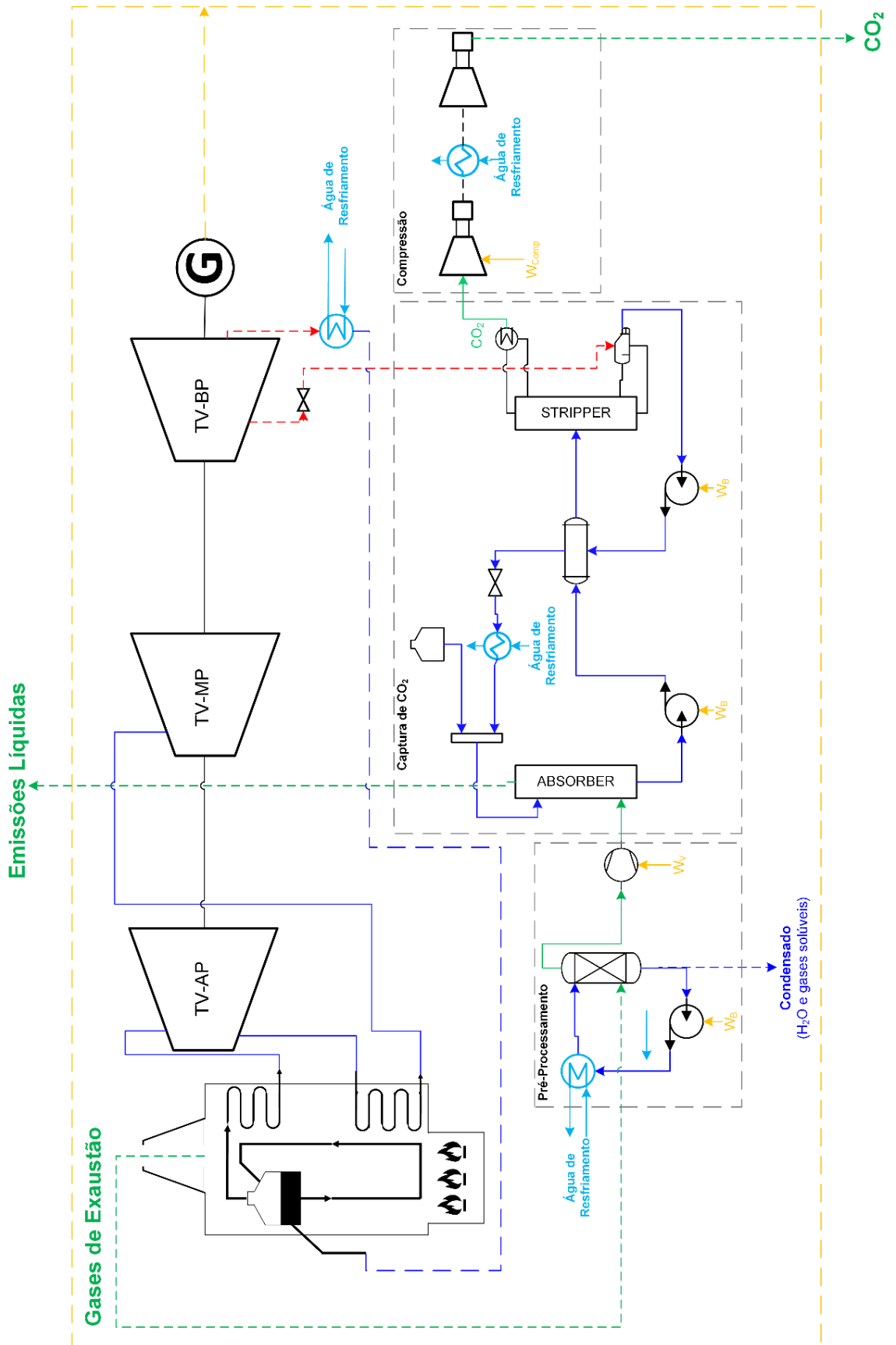


Figura 5.7. Fluxograma da Combinação entre UTE e CCUS.



[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[Redacted]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[Redacted text]

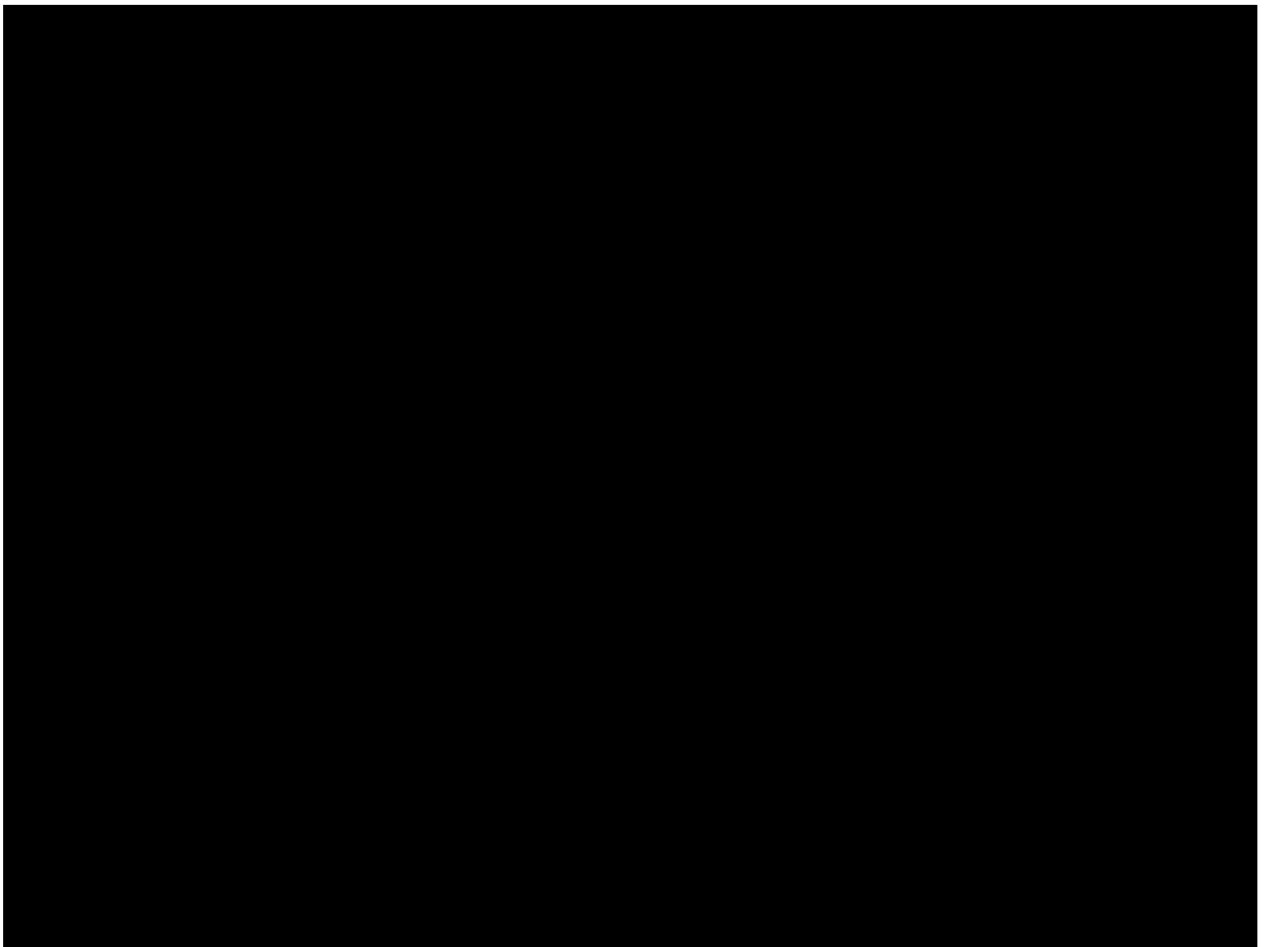
[Redacted text]

Uso de divisor de fluxos na  
regeneração

[Redacted text]

[Redacted text]

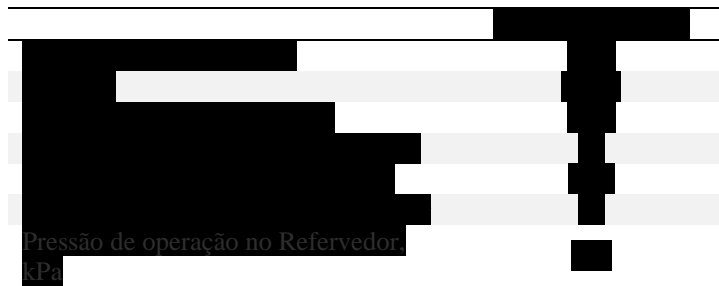
[Redacted text]



[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]



[Redacted text]



[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]





[Redacted]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

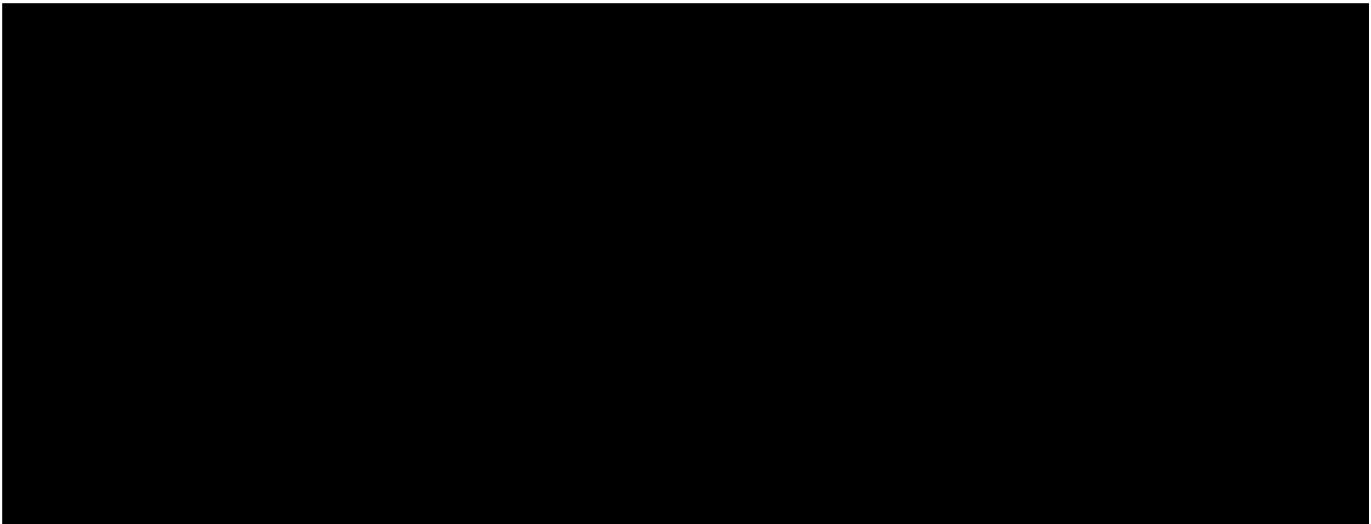
[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]



[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted text]



[Redacted]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]



[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

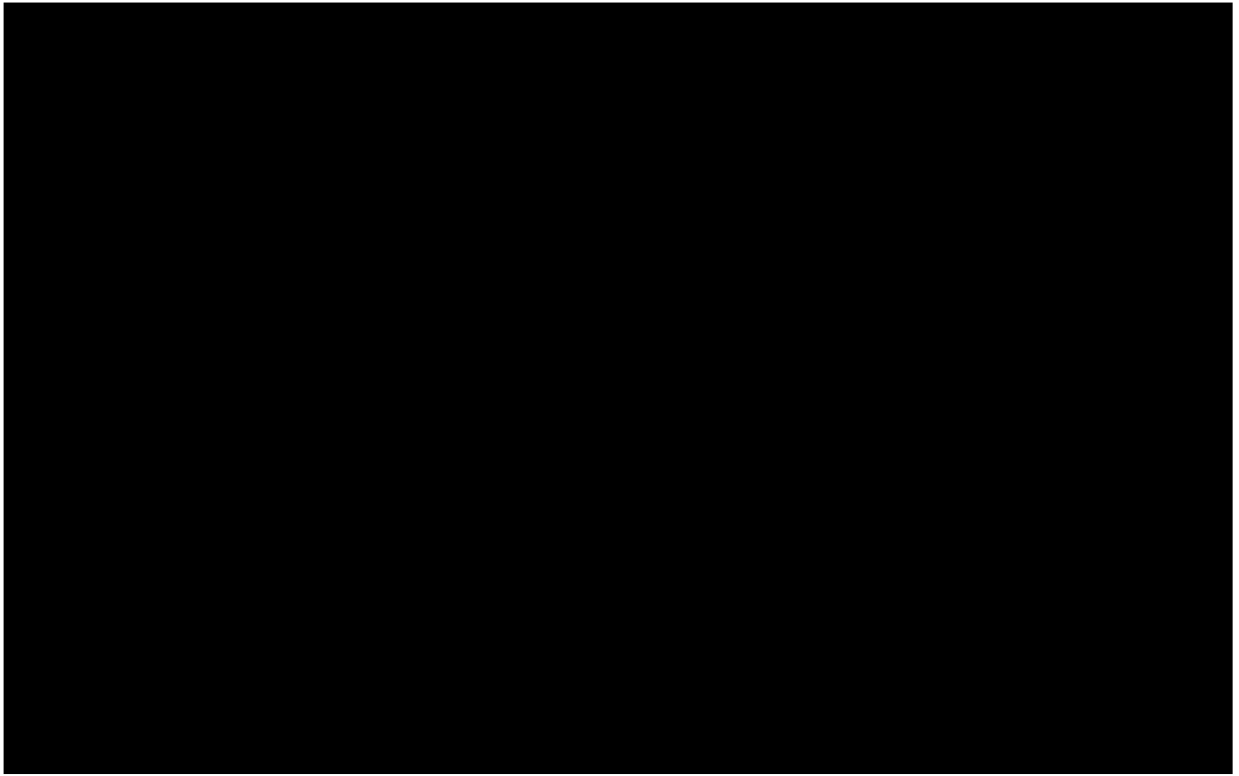
[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]



[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[Redacted line of text]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

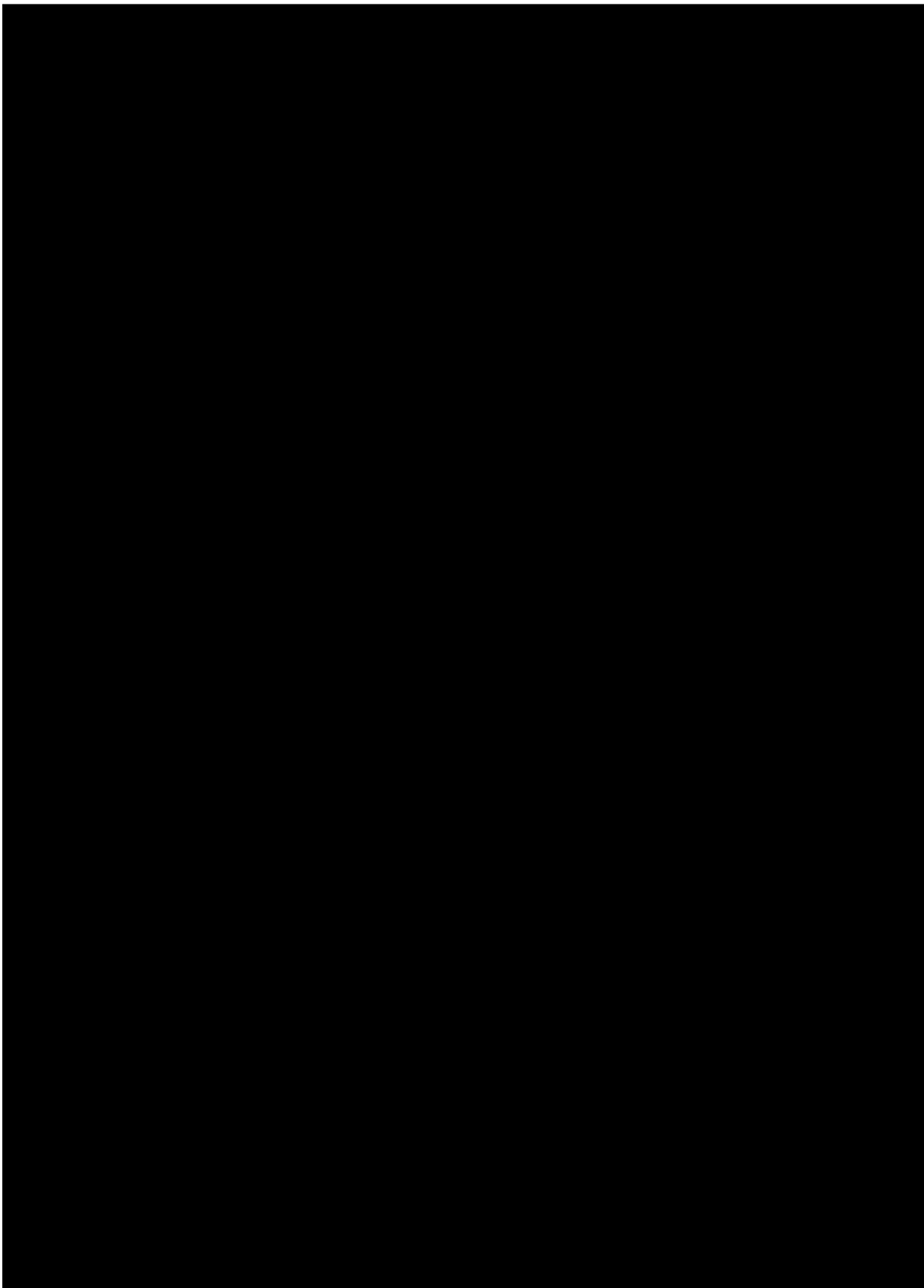
[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]





[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

## 6. CAPÍTULO VI – Análise do Impacto Econômico da Integração da tecnologia CCUS na UTE

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

---

[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

---

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

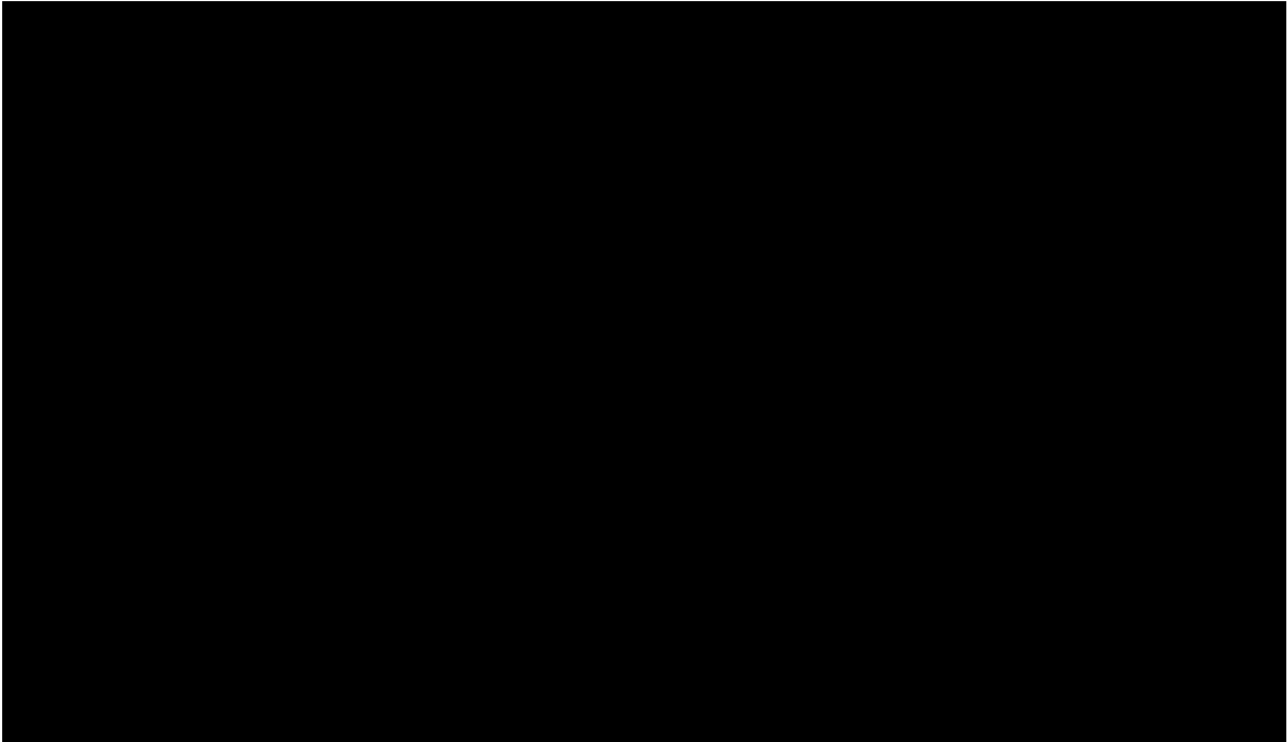
[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]





[Redacted text line]

[Redacted text line]

[Redacted text line]

[Redacted text line]

[Redacted text line]

[Redacted text line]

[Redacted text line]

[Redacted text line]

[Redacted text line]

[Redacted text line]

[Redacted text line]

[Redacted text line]

[Redacted text line]

	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted text block]

[Large redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]



[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

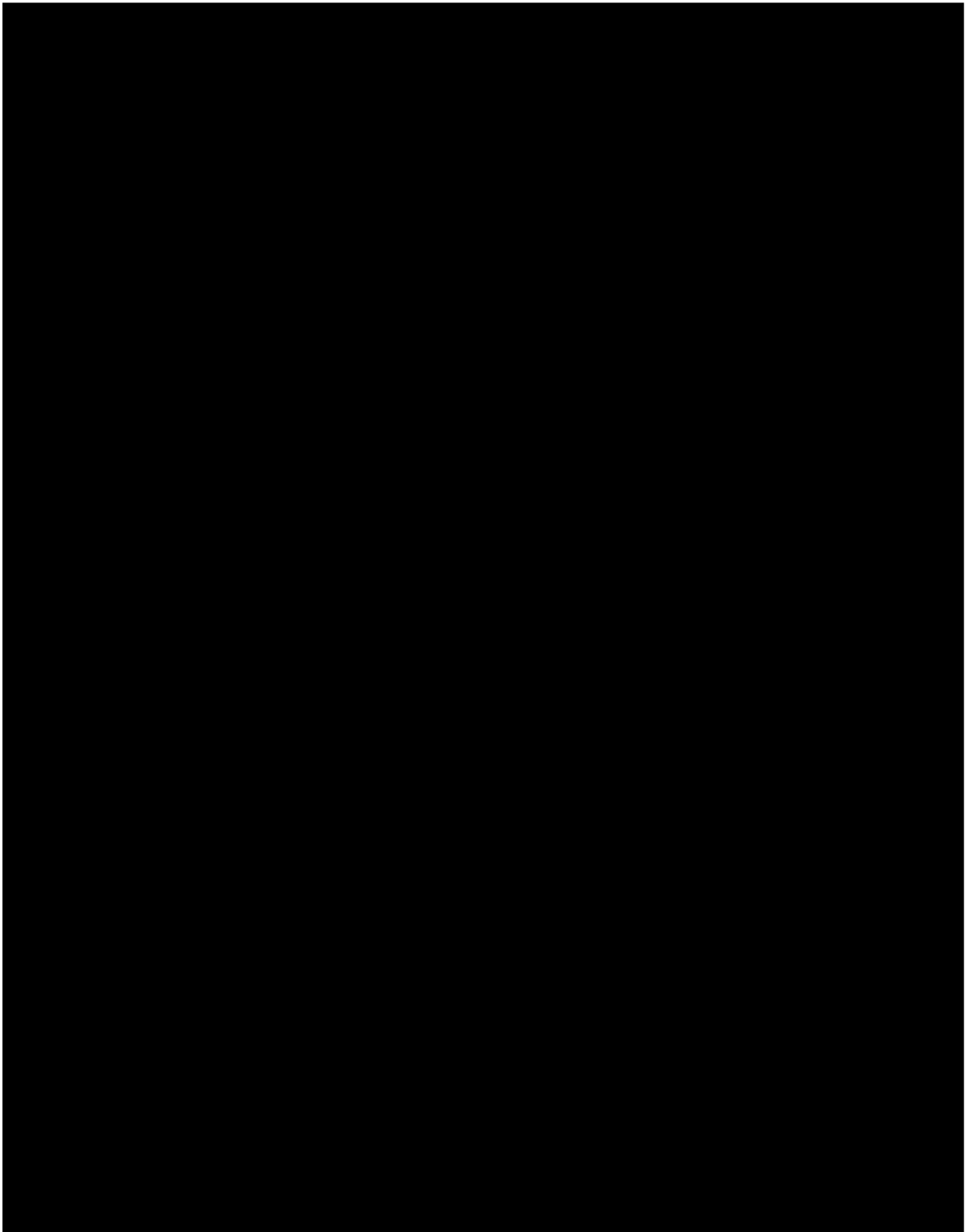
[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]



[REDACTED]

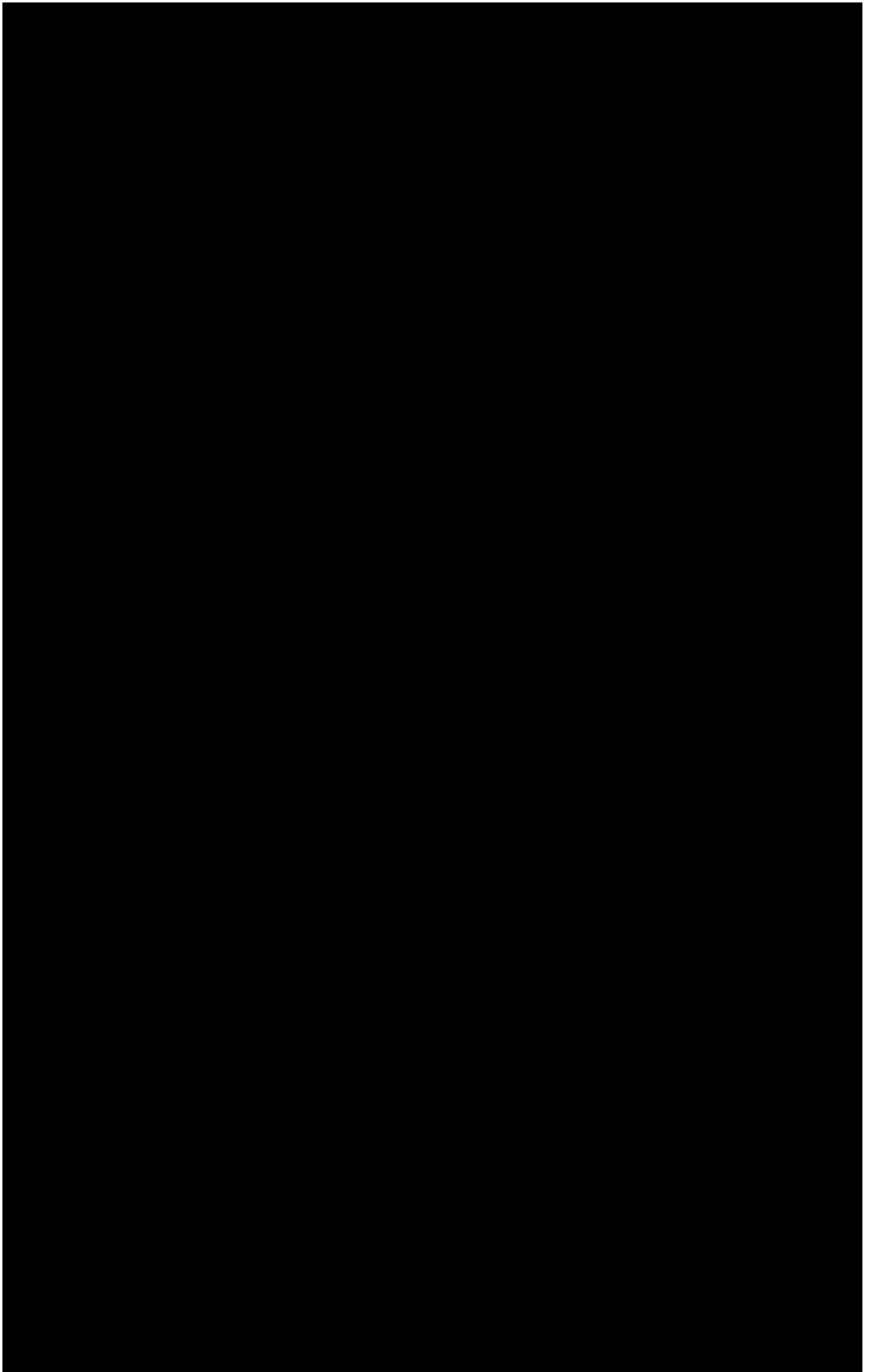
[REDACTED]

[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]



[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]





[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted text block]

[Large redacted text block]

[Redacted text block]





[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Para identificar o efeito das políticas públicas na performance econômica dos estudos de caso apresentados nesse capítulo, decidiu-se por analisar a aplicação de duas diferentes formas de incentivo às tecnologias CCUS: o incentivo por linhas de crédito e a instituição de tributação por tonelada emitida.

[REDACTED]

[REDACTED]



[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text line]

[Redacted text block]

[REDACTED]

[REDACTED]

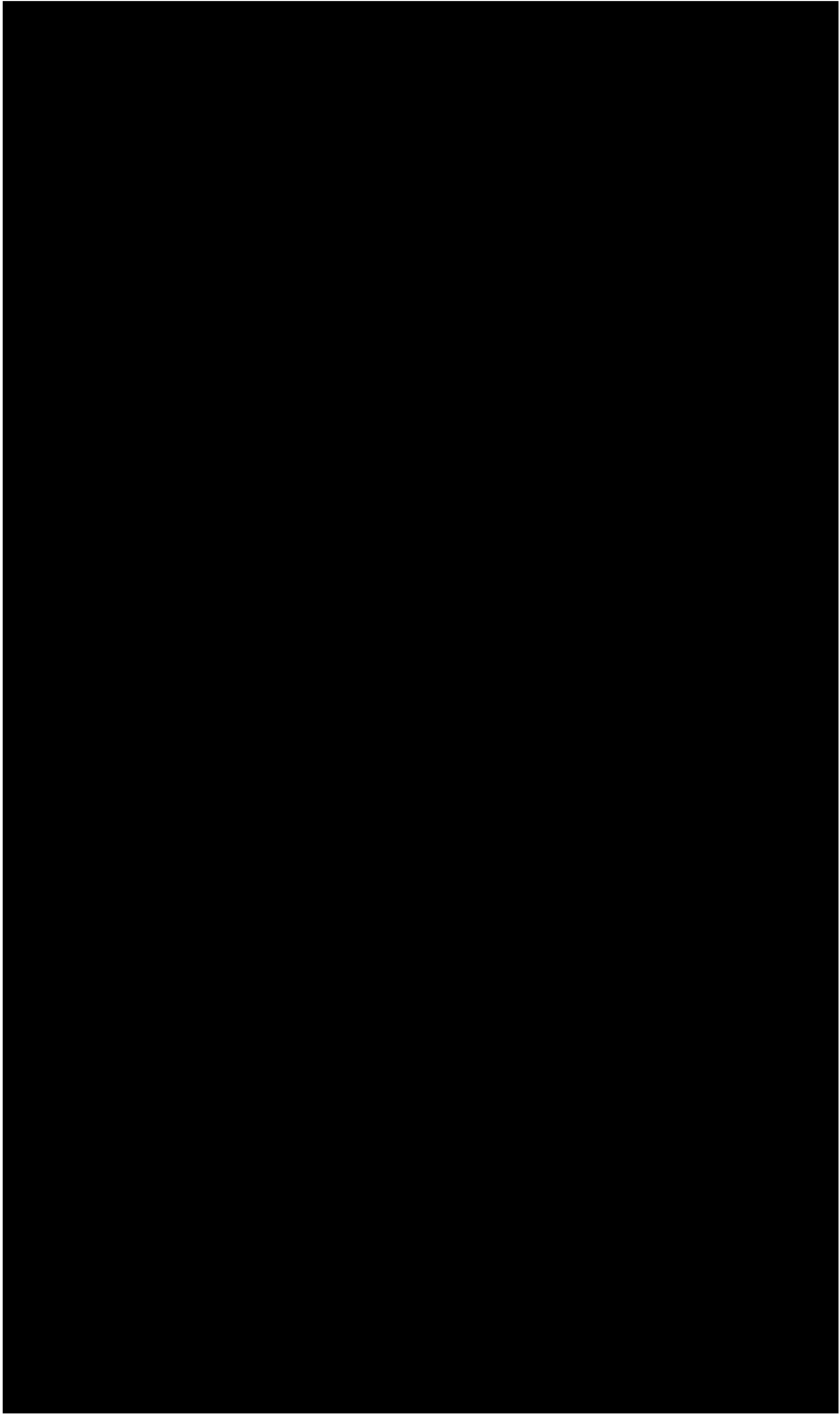
[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]



[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Large redacted text block]

[Redacted text line]

[Redacted text block]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]



[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

## 7. CAPÍTULO VII – Conclusões Finais

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

## **7.1 Contribuições da Tese**

Diante das conclusões finais, onde foi destacado o cumprimento dos objetivos propostos, assim como as contribuições e originalidade do texto apresentado, as contribuições do presente trabalho podem ser resumidas pelos seguintes itens:

- Identificação da influência dos parâmetros construtivos e de operação no desempenho da Absorção Química;
- Indicação dos impactos das tecnologias CCUS no desempenho das UTE's operando com carvão nacional;
- Indicação do número de UTE's, operando com carvão nacional, que podem receber as CCUS no Brasil;
- Apontamento dos desafios econômicos da integração de CCUS e UTE's operando com carvão nacional;
- Quantificação do potencial descarbonização das CCUS em cenários presente e futuros para UTE's operando com carvão nacional;
- Apontamento dos efeitos da taxaço de carbono e das políticas de incentivo na viabilidade das CCUS integradas às UTE's operando com carvão nacional.

## **7.2 Sugestões para Trabalhos Futuros**

Em suma, todos os aportes apresentados pelo trabalho mostram que embora seja uma atividade que contribua com o controle das emissões provenientes das usinas geradoras, as CCUS aqui aplicadas se tratam de tecnologias com altas despesas, principalmente de operação, mesmo com o atual índice de desenvolvimento tecnológico sendo considerado pleno (TRL 9). Nesse sentido, diferentes abordagens devem ser consideradas a fim de viabilizar a tecnologia e algumas abordagens são sugeridas:

- Analisar a aplicação de Hubs de CO<sub>2</sub> para trabalhar a captura de diversas fontes de carbono em um único sistema intermediário, diminuindo assim os custos de investimento;

- Para abordar os custos operacionais, a integração energética e a análise de *pinch* devem ser analisadas a fim de aproveitar o calor residual das etapas de pré-tratamento, captura e compressão;
- Aplicar métodos de otimização para definir o ponto ótimo da rede de troca de calor envolvendo as etapas de pré-tratamento, captura e compressão;
- Utilizar da análise exérgica avançada no sistema de captura de CO<sub>2</sub> para determinar o limite de melhoria dos equipamentos de absorção e regeneração;
- Analisar a adição de equipamentos auxiliares como separadores flash, inter resfriadores e compressores a fim de aumentar a eficiência dos equipamentos de absorção e regeneração e quantificar a economia com utilidades que pode ser atingida;
- Explorar a Utilização do CO<sub>2</sub> capturado como fonte de novas receitas e maneira de viabilizar o investimento em descarbonização, utilizando esse recurso como commodities que tem como alvo de mercado aplicadores das tecnologias *Power-to-X*, a fim de produzir produtos com neutralidade em carbono;

Em termos de planejamento energético e de descarbonização, outras sugestões são apresentadas:

- Diante da extensa reserva brasileira, propõe-se estudar a possibilidade da inserção de ciclos supercríticos e ultra supercríticos a fim de aumentar a eficiência da geração à carvão nacional e, a partir disso, avaliar as penalidades referentes à integração das CCUS.

## APÊNDICE A – INTERFACE ASPEN HYSYS® E PYTHON

Neste apêndice é apresentada a interface que permite a integração entre a linguagem de programação *Python* e os principais recursos do Aspen Hysys® v.11. A seguir, apresenta-se o código que estabelece a interface entre essas duas ferramentas permitiu a execução das principais análises discutidas ao longo do Capítulo IV:

```
import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
import os
import win32com.client as win32

hy_filename      = 'MODELO PARA SIMULAÇÃO.hsc'
hy_visible       = 1

def hy_Dist_Col_Object(Problem, *varargin):

    hy_filename    = Problem.hy_filename
    hy_visible     = Problem.hy_visible

    # 01 – Caminho para Acessar o arquivo Aspen Hysys File
    hyFilePath = os.path.abspath(hy_filename)

    # 02 – Inicializar o aplicativo Aspen Hysys
    print(' # Connecting to the Aspen Hysys App ... ')
    HyApp = win32.Dispatch('HYSYS.Application')

    # 03 – Abrir o Arquivo da Simulação
    HyCase = HyApp.SimulationCases.Open(hyFilePath)
    HyCase = HyApp.ActiveDocument

    # 04 – Definir como visível o ambiente do Aspen Hysys
    #HyCase.Visible = hy_visible

    # 05 – Imprimir o nome do arquivo aberto pelo aplicativo Aspen Hysys
    #HySysFile = HyCase.Title.Value
    print(' ')
    print('HySys File: ----- ', HySysFile)

    # 06 – Imprimir o nome do pacote utilizado na simulação
    package_name = HyCase.Flowsheet.FluidPackage.PropertyPackageName
    print('HySys Fluid Package: --- ', package_name)
    print(' ')
```

### # 07 – Acesso às Principais Funcionalidades do Aspen Hysys

```
HySolver          = HyCase.Solver          # Acesso ao Solver do Aspen Hysys
HyFlowsheet       = HyCase.Flowsheet       # Acesso ao Fluxograma da Simulação
HyOperations       = HyCase.Flowsheet.Operations # Acesso às Operações Unitárias
HyMaterialStream  = HyCase.Flowsheet.MaterialStreams # Acesso aos fluxos materiais
HyEnergyStream    = HyCase.Flowsheet.EnergyStreams # Acesso aos fluxos energéticos
```

### # 08 – Acesso aos Principais Objetos do Aspen Hysys

#### # RESFRIADOR

```
Cooler_Name = 'RESFRIADOR'
class COOLER:
    pass
COOLER.CoolerOp = HyOperations.Item(Cooler_Name)
```

#### # TROCADOR DE CALOR

```
CrossHE_Name = 'TROCADOR DE CALOR'
class CHE:
    pass
CHE.HeatExchanger = HyOperations.Item(CrossHE_Name)
```

#### # ABSORVEDOR

```
Abs_Name          = 'ABSORVEDOR'
class Absorber:
    pass
Absorber.Column          = HyOperations.Item(Abs_Name)
Absorber.ColumnFlowsheet = Absorber.Column.ColumnFlowsheet
Absorber.Specifications = Absorber.ColumnFlowsheet.Specifications
Absorber.Operations      = Absorber.ColumnFlowsheet.Operations
Absorber.FeedStreams     = Absorber.ColumnFlowsheet.FeedStreams
```

#### # REGENERADOR

```
Column_Name          = 'STRIPPER'#HyOperations.Names[0]
class DistColumn:
    pass
DistColumn.Column          = HyOperations.Item(Column_Name)
DistColumn.ColumnFlowsheet = DistColumn.Column.ColumnFlowsheet
DistColumn.Operations      = DistColumn.ColumnFlowsheet.Operations
DistColumn.Specifications = DistColumn.ColumnFlowsheet.Specifications
DistColumn.FeedStreams     = DistColumn.ColumnFlowsheet.FeedStreams
DistColumn.Main_TS        = DistColumn.ColumnFlowsheet.Operations.Item('Main Tower')
DistColumn.Reb            = DistColumn.ColumnFlowsheet.Operations.Item('Reboiler')
DistColumn.Cond            = DistColumn.ColumnFlowsheet.Operations.Item('Condenser')
```

#### # PLANILHAS DE CONTROLE

```
class AMINECtrl:
    pass
AMINECtrl.SpreadsheetOp = HyOperations.Item('Amine Ctrl')
AMINECtrl.Flowsheet     = AMINECtrl.SpreadsheetOp.Flowsheet
```



## # FLUXOS MATERIAIS

```
class MaterialStream:
    pass
MaterialStream.LeanIn = HyMaterialStream.Item('S1-SOLVENT')
MaterialStream.FlueGas = HyMaterialStream.Item('S2-EXH GAS')
MaterialStream.RichOut = HyMaterialStream.Item('S3-AMR')
MaterialStream.SweetGas = HyMaterialStream.Item('Sweet Gas')
MaterialStream.PumpOut = HyMaterialStream.Item('S4-AMR')
MaterialStream.Feed = HyMaterialStream.Item('S5-AMR')
MaterialStream.Distillate = HyMaterialStream.Item('S7-CO2GAS')
MaterialStream.Bottoms = HyMaterialStream.Item('S8-AML')
MaterialStream.LeanHeat = HyMaterialStream.Item('S9-AML')
MaterialStream.LeanLow = HyMaterialStream.Item('S10-AML')
MaterialStream.FinalLean = HyMaterialStream.Item('S11-AML')
MaterialStream.MUW = HyMaterialStream.Item('MakeUp Water')
MaterialStream.MEA = HyMaterialStream.Item('MakeUp Amine')
```

## # FLUXOS ENERGÉTICOS

```
class EnergyStream:
    pass
EnergyStream.Qreb = HyEnergyStream.Item('Q-REB')
EnergyStream.Qcond = HyEnergyStream.Item('Q-COND')
EnergyStream.Qcooler = HyEnergyStream.Item('Q-COOL')
EnergyStream.Wpump = HyEnergyStream.Item('W-PUMP')
```

## # 09 – DECLARAÇÃO DOS OBJETOS

```
class HyObject:
    pass
HyObject.HyApp = HyApp
HyObject.HyCase = HyCase
HyObject.COOLER = COOLER
HyObject.CHE = CHE
HyObject.SPSHT = SPSHT
HyObject.AMINECtrl = AMINECtrl
HyObject.DistColumn = DistColumn
HyObject.Absorber = Absorber
HyObject.MaterialStream = MaterialStream
HyObject.EnergyStream = EnergyStream
HyObject.HySolver = HySolver
HyObject.folder_paht = hy_beswt_solution_FilePath[0:-len(hy_best_model_filename)]

print('# Aspen Hysys - Python Interface has been Established....')
return(HyObject)
```

## APÊNDICE B – CÓDIGO LATIN HYPERCUBE SAMPLING

Neste apêndice é apresentado o código, na linguagem de programação *Python*, para aplicação do *Latin Hypercube Sampling* para a elaboração da análise dos sistemas de Captura de CO<sub>2</sub> apresentada no Capítulo IV:

```
import subprocess
import pandas as pd
import numpy as np
import chaospy

def create_decision_samples(input_range, input_range_discrete, columns, decision_var,
decision_var_discrete=[], sample_size=1, sample_method='random', rounding = 7):

    if len(input_range) == len(decision_var):
        inputs = pd.DataFrame(input_range, columns=columns,
index=[decision_var])
        samples = pd.DataFrame()
        if sample_method == 'sobol':
            i=0
            for variable in decision_var:
                min_s = (inputs.loc[variable, 'Min']).values
                max_s = inputs.loc[variable, 'Max'].values
                distribution = chaospy.J(chaospy.Uniform(min_s, max_s))
                np.random.seed(1992)
                samplesSobol = distribution.sample(sample_size, rule="sobol")
                if type(rounding) == list:
                    samplesSobol = (np.around(samplesSobol, rounding[i]))
                else:
                    samplesSobol = (np.around(samplesSobol, rounding))
                samples[variable] = samplesSobol
                i = i+1
            elif sample_method == 'lhs':
                # Latin Hypercube Sampling
                np.random.seed(1992)
                lhs = chaospy.create_latin_hypercube_samples(order=sample_size,
dim=len(decision_var)).round(4).transpose()
                for i in range(len(decision_var)):
                    sample_lhs = [x * (input_range[i][1] - input_range[i][0]) +
input_range[i][0] for x in lhs[:, i]]
                    if type(rounding) == list:
                        sample_lhs = (np.around(sample_lhs, rounding[i]))
                    else:
                        sample_lhs = (np.around(sample_lhs, rounding))
                    samples[decision_var[i]] = sample_lhs
        else:
```

```

        for variable in decision_var:
            samples[variable] = np.random.uniform(inputs.loc[variable, 'Min'],
                                                inputs.loc[variable, 'Max'], sample_size)

    else:
        raise Exception("input_range length needs to be same as decision_var
length")
    return samples

def generate_parameters(n=1000, changing='all', output_file='samples1.csv'):

    # PRODUZ 'n' CENÁRIOS E SALVA OS PARÂMETROS NO ARQUIVO
    DE SAÍDA

    # NOME E INTERVALO DAS VARIÁVEIS
    decision_var = [
        'FG_CO2_content',
        'Temperature_absorber',
        'Temperature_stripper',
        'Diameter_absorber',
        'Diameter_stripper',
        'Tray_absorber',
        'Tray_stripper']

    if changing == 'all':
        input_range = [
            [9, 25],
            [40, 60],
            [90, 105],
            [15, 20],
            [5, 15],
            [0.6096, 1.25],
            [0.6096, 1.80]
        ]
        rounding = [1,0,0,1,1,1,1]

    decision_var_discrete = None
    input_range_discrete = None

    samples = create_decision_samples(input_range, input_range_discrete,
['Min', 'Max'], decision_var,
                                decision_var_discrete, n, 'lhs', rounding)
    samples.to_csv(output_file, index=False)

if __name__ == '__main__':
    generate_parameters()

```

## APÊNDICE C – CÓDIGO PARA O RANQUEAMENTO TOPSIS

Neste apêndice é apresentado o código, na linguagem de programação Python, para aplicação do método de tomada de decisão TOPSIS para a elaboração da análise apresentada no Capítulo IV:

**# A FUNÇÃO Normalize RECEBE OS CRITÉRIOS, O NÚMERO DE CRITÉRIOS E OS PESOS UTILIZADOS. COM ISSO, NORMALIZA E PONDERA OS VALORES DE DECISÃO**

```
def Normalize(dataset, nCol, weights):
    for i in range(0, nCol):
        temp = 0
        # Calculating Root of Sum of squares of a particular column
        for j in range(len(dataset)):
            temp = temp + dataset.iloc[j, i]**2
        temp = temp**0.5
        # Weighted Normalizing a element
        for j in range(len(dataset)):
            dataset.iat[j, i] = (dataset.iloc[j, i] / temp)*weights[i-1]
    print(dataset)
    return dataset
```

**# A FUNÇÃO Calc\_Values CALCULA OS CENÁRIOS IDEAIS (MELHOR E PIOR)**

```
def Calc_Values(dataset, nCol, impact):
    p_sln = (dataset.max().values)[1:]
    n_sln = (dataset.min().values)[1:]
    for i in range(1, nCol):
        if impact[i-1] == '-':
            p_sln[i-1], n_sln[i-1] = n_sln[i-1], p_sln[i-1]
    return p_sln, n_sln
```

**# A FUNÇÃO topsis\_pipy CALCULA O TOPSIS SCORE E RANQUEIA OS CENÁRIOS AVALIADOS.**

```
def topsis_pipy(temp_dataset, dataset, nCol, weights, impact):
    # normalizing the array
    temp_dataset = Normalize(temp_dataset, nCol, weights)

    # Calculating positive and negative values
    p_sln, n_sln = Calc_Values(temp_dataset, nCol, impact)

    # calculating topsis score
    # print(" Generating Score and Rank...\n")
    score = []
```

```

for i in range(len(temp_dataset)):
    temp_p, temp_n = 0, 0
    for j in range(1, nCol):
        temp_p = temp_p + (p_sln[j-1] - temp_dataset.iloc[i, j])**2
        temp_n = temp_n + (n_sln[j-1] - temp_dataset.iloc[i, j])**2
    temp_p, temp_n = temp_p**0.5, temp_n**0.5
    score.append(temp_n/(temp_p + temp_n))
dataset['Topsis Score'] = score

# calculating the rank according to topsis score
dataset['Rank'] = (dataset['Topsis Score'].rank(
    method='max', ascending=False))
dataset = dataset.astype({"Rank": int})

# Writing the csv
# print(" Writing Result to CSV...\n")
#dataset.to_csv(sys.argv[4], index=False)
print(" Successfully Terminated")

```

## REFERÊNCIAS

ABUELGASIM, S.; WANG, W.; ABDALAZEEZ, A. A brief review for chemical looping combustion as a promising CO<sub>2</sub> capture technology: Fundamentals and progress. *Science of The Total Environment*, v. 764, p. 142892, 10 abr. 2021.

ABU-ZAHRA, M. R. M. et al. Techno-economics of liquid absorbent-based post-combustion CO<sub>2</sub> processes. *Absorption-Based Post-Combustion Capture of Carbon Dioxide*, p. 685–710, 2016.

ABU-ZAHRA, M. R. M.; SODIQ, A.; FERON, P. H. M. Commercial liquid absorbent-based PCC processes. Em: *Absorption-Based Post-Combustion Capture of Carbon Dioxide*. [s.l.] Elsevier, 2016. p. 22.

ADAMS, T.; MAC DOWELL, N. Off-design point modelling of a 420 MW CCGT power plant integrated with an amine-based post-combustion CO<sub>2</sub> capture and compression process. *Applied Energy*, v. 178, p. 681–702, 15 set. 2016.

ADANEZ, J. et al. Progress in Chemical-Looping Combustion and Reforming technologies. *Progress in Energy and Combustion Science*, v. 38, n. 2, p. 215–282, 2012.

ADU, E. et al. Parametric Process Design and Economic Analysis of Post-Combustion CO<sub>2</sub> Capture and Compression for Coal- and Natural Gas-Fired Power Plants. *Energies*, v. 13, n. 10, 2020.

AL-HAMED, K. H. M.; DINCER, I. A comparative review of potential ammonia-based carbon capture systems. *Journal of Environmental Management*, v. 287, p. 112357, 1 jun. 2021.

ALLAHYARZADEH-BIDGOLI, A. et al. Thermodynamic analysis and optimization of a multi-stage compression system for CO<sub>2</sub> injection unit: NSGA-II and gradient-based methods. *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, v. 43, n. 10, p. 458, 2021.

ANEEL. Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/siga>>. Acesso em: 16 jul. 2021.

ARAÚJO, O. DE Q. F.; DE MEDEIROS, J. L. Carbon capture and storage technologies: present scenario and drivers of innovation. *Current Opinion in Chemical Engineering*, v. 17, p. 22–34, 2017.

ASHKANANI, H. E. et al. Levelized Cost of CO<sub>2</sub> Captured Using Five Physical Solvents in Pre-combustion Applications. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 101, p. 103135, 2020.

B3. Série Histórica da Comercialização dos CBIOs na B3. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://estatisticas.cetip.com.br/astec/>>. Acesso em: 25 abr. 2023.

BADR, O.; O'CALLAGHAN, P. W.; PROBERT, S. D. Rankine-cycle systems for harnessing power from low-grade energy sources. *Applied Energy*, v. 36, n. 4, p. 263–292, 1 jan. 1990.

BAGNATO, G.; SANNA, A. Membrane Considerations and Plant Design for Pre-Combustion CO<sub>2</sub> Capture. Current Trends and Future Developments on (Bio-) Membranes: Carbon Dioxide Separation/Capture by Using Membranes, p. 415–435, 2018.

BERNHARDBSEN, I. M.; KNUUTILA, H. K. A review of potential amine solvents for CO<sub>2</sub> absorption process: Absorption capacity, cyclic capacity and pK<sub>a</sub>. International Journal of Greenhouse Gas Control, v. 61, p. 27–48, 2017.

BHOWN, A. S.; FREEMAN, B. C. Analysis and Status of Post-Combustion Carbon Dioxide Capture Technologies. Environmental Science & Technology, v. 45, n. 20, p. 8624–8632, 15 out. 2011.

BIRKELUND, E. S. CO<sub>2</sub> Absorption and Desorption Simulation with Aspen HYSYS. DEPARTMENT OF ENGINEERING AND SAFETY, n. June, 2013.  
BP. BP Energy Outlook 2019.

BRANCO, P. DE M. Carvão Mineral. Disponível em: <[BRANDL, P. et al. Beyond 90% capture: Possible, but at what cost? International Journal of Greenhouse Gas Control, v. 105, p. 103239, 2021.](https://www.sgb.gov.br/publico/SGB-Divulga/Canal-Escola/Carvao-Mineral-2558.html#:~:text=Carv%C3%A3o%20no%20Brasil,em%20S%C3%A3o%20Paulo%20(0%2C002%25).>. Acesso em: 20 ago. 2023.</p></div><div data-bbox=)

BRASCHER FILHO, P. P. Simulação numérica de centrais termelétricas. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, abr. 1991.

BRASIL. Geração Termelétrica - Carvão Mineral. Em: Plano Nacional de Energia 2030. Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2007.

BREYER, C.; FASIHI, M.; AGHAHOSSEINI, A. Carbon dioxide direct air capture for effective climate change mitigation based on renewable electricity: a new type of energy system sector coupling. Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change, v. 25, n. 1, p. 43–65, 2020.

BRICKETT, L.; MUNSON, R.; LITYNSKI, J. U.S. DOE/NETL large pilot-scale testing of advanced carbon capture technologies. Fuel, v. 268, n. September 2019, p. 117169, 2020.

BROWN, M. T. Caracterização petrológica e química dos carvões utilizados em usinas termelétricas brasileiras e as cinzas geradas no processo de combustão. Dissertação de Mestrado—Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grande do Sul., 2011.

BUI, M. et al. Carbon capture and storage (CCS): The way forward. Energy and Environmental Science, v. 11, n. 5, p. 1062–1176, 2018.

BUI, M. et al. Demonstrating flexible operation of the Technology Centre Mongstad (TCM) CO<sub>2</sub> capture plant. International Journal of Greenhouse Gas Control, v. 93, p. 102879, 2020.

BUVIK, V. et al. A review of degradation and emissions in post-combustion CO<sub>2</sub> capture pilot plants. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 106, p. 103246, 2021.

C2ES. Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI).

C2ES. California Cap and Trade.

CAPOCELLI, M.; DE FALCO, M. Generalized penalties and standard efficiencies of carbon capture and storage processes. *International Journal of Energy Research*, v. 46, n. 4, p. 4808–4824, 2022.

CCEE. InfoLeilão Dinâmico - 060 - Mar/2023.

CHAKRABORTY, S. TOPSIS and Modified TOPSIS: A comparative analysis. *Decision Analytics Journal*, v. 2, p. 100021, 2022.

CHANTASIRIWAN, S. Comparative thermo-economic analysis of regenerative Rankine cycles with two feed water heaters. *Case Studies in Thermal Engineering*, v. 28, p. 101476, 2021.

CHAUVY, R. et al. Techno-economic feasibility and sustainability of an integrated carbon capture and conversion process to synthetic natural gas. *Journal of CO<sub>2</sub> Utilization*, v. 47, p. 101488, 2021.

CHEN, P. et al. Selection of Mixed Amines in the CO<sub>2</sub> Capture Process. *Journal of Carbon Research*, v. 7, n. 25, p. 1–14, 2021.

CHEN, S.; LIU, P.; LI, Z. Low carbon transition pathway of power sector with high penetration of renewable energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 130, p. 109985, 1 set. 2020.

CHOI, J. et al. Process design and optimization of MEA-based CO<sub>2</sub> capture processes for non-power industries. *Energy*, v. 185, p. 971–980, 15 out. 2019.

COMISSÃO EUROPEIA. Relatório da Comissão ao Parlamento Europeu e ao Conselho: Relatório sobre o funcionamento do mercado europeu do carbono. Bruxelas: [s.n.]. Disponível em: <<[https://ec.europa.eu/clima/policies/ets\\_en#Carbon](https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_en#Carbon)>>. Acesso em: 25 abr. 2023.

CONCEPCIÓN, E. I. et al. Density and viscosity measurements of aqueous amines at high pressures: DEA-water, DMAE-water and TEA-water mixtures. *The Journal of Chemical Thermodynamics*, v. 112, p. 227–239, 2017.

COUSINS, A.; WARDHAUGH, L. T.; FERON, P. H. M. Preliminary analysis of process flow sheet modifications for energy efficient CO<sub>2</sub> capture from flue gases using chemical absorption. *Chemical Engineering Research and Design*, v. 89, n. 8, p. 1237–1251, 2011.

DAVE, A. et al. Process design for CO<sub>2</sub> absorption from syngas using physical solvent DMEPEG. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 49, p. 436–448, 2016.



DI GIULIANO, A. et al. Chemical Looping Combustion and Gasification: A Review and a Focus on European Research Projects. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, v. 61, n. 39, p. 14403–14432, 2022.

DIEGO, M. E.; BELLAS, J. M.; POURKASHANIAN, M. Techno-economic analysis of a hybrid CO<sub>2</sub> capture system for natural gas combined cycles with selective exhaust gas recirculation. *Applied Energy*, v. 215, p. 778–791, 1 abr. 2018.

DINCER, I.; BICER, Y. *Fundamentals of energy systems*. [s.l: s.n.].

DOE. Pre-Combustion Carbon Capture Research. Disponível em: <<https://www.energy.gov/fecm/science-innovation/carbon-capture-and-storage-research/carbon-capture-rd/pre-combustion-carbon#:~:text=Pre%2Dcombustion%20capture%20refers%20to,presure%20to%20form%20synthesis%20gas>>. Acesso em: 25 dez. 2022.

DRANKA, G. G.; FERREIRA, P. Planning for a renewable future in the Brazilian power system. *Energy*, v. 164, p. 496–511, 2018.

DRANKA, G. G.; FERREIRA, P. Towards a smart grid power system in Brazil: Challenges and opportunities. *Energy Policy*, v. 136, p. 111033, 2020.

DU, Y. et al. Zero- and negative-emissions fossil-fired power plants using CO<sub>2</sub> capture by conventional aqueous amines. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 111, p. 103473, 1 out. 2021.

EPE. National Energy Balance: 2020-year base. - in portuguese. Empresa de Pesquisa Energética, 2021.

EPE. Balanço Energético Nacional - Relatório Síntese 2022. Ano Base 2021. Empresa de Pesquisa Energética, p. 67, 2022.

EPE. Balanço Energético Nacional 2023: ano base 2022. Brasília, DF: [s.n.]. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>.

EUROPEAN UNION. ETS Revision for phase 4 (2021-2030). [s.l: s.n.].

FAN, J. L. et al. Carbon capture and storage (CCS) retrofit potential of coal-fired power plants in China: The technology lock-in and cost optimization perspective. *Applied Energy*, v. 229, p. 326–334, 2018.

FAN, J. L. et al. Comparison of the LCOE between coal-fired power plants with CCS and main low-carbon generation technologies: Evidence from China. *Energy*, v. 176, p. 143–155, 2019.

FAN, J.-L. et al. Modelling plant-level abatement costs and effects of incentive policies for coal-fired power generation retrofitted with CCUS. *Energy Policy*, v. 165, p. 112959, 2022.

FAN, Z. et al. Aspen modeling for MEA–CO<sub>2</sub> loop: Dynamic gridding for accurate column profile. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 37, p. 318–324, 2015.

FERON, P. et al. Towards Zero Emissions from Fossil Fuel Power Stations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 87, p. 188–202, 2019.

FERRARA, G. et al. Exergetic and exergoeconomic analysis of post-combustion CO<sub>2</sub> capture using MEA-solvent chemical absorption. *Energy*, v. 130, p. 113–128, 1 jul. 2017.

FINKENRATH, M.; SMITH, J.; VOLK, D. *CCS Retrofit: Analysis of the Globally Installed Coal-Fired Power Plant Fleet*. Paris, France: [s.n.].

FINKENRATH, M.; SMITH, J.; VOLK, D. *Analysis of the Globally Installed Coal-Fired Power Plant Fleet*. Paris, France: [s.n.]. Disponível em: <[www.iea.org/about/copyright.asp](http://www.iea.org/about/copyright.asp)>.

FRANKI, V.; VIŠKOVIĆ, A.; ŠAPIĆ, A. Carbon capture and storage retrofit: Case study for Croatia. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental*, v. 43, n. 24, 2021.

FRIMPONG, R. A. et al. Pilot scale testing of an advanced solvent in a 0.7 MWe post-combustion CO<sub>2</sub> capture unit. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 106, p. 103290, 2021.

GAO, T.; ROCHELLE, G. T. Creative absorber design and optimization for CO<sub>2</sub> capture with aqueous piperazine. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 113, n. November 2021, p. 103534, 2022.

GARCIA, M.; KNUUTILA, H. K.; GU, S. ASPEN PLUS simulation model for CO<sub>2</sub> removal with MEA: Validation of desorption model with experimental data. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, v. 5, n. 5, p. 4693–4701, 2017.

GASPAR, J.; FOSBØL, P. L. Simulation and multivariable optimization of post-combustion capture using piperazine. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 49, p. 227–238, 1 jun. 2016.

GERVASI, J.; DUBOIS, L.; THOMAS, D. Simulation of the post-combustion CO<sub>2</sub> capture with Aspen Hysys<sup>TM</sup> software: Study of different configurations of an absorption regeneration process for the application to cement flue gases. *Energy Procedia*, v. 63, p. 1018–1028, 2014.

GHOSH, B. et al. Bubble in Carbon Credits during COVID-19: Financial Instability or Positive Impact (“Minsky” or “Social”)? *Journal of Risk and Financial Management*, v. 15, n. 8, 2022.

GLOBAL CCS INSTITUTE. *CCS Readiness*. Disponível em: <<https://co2re.co/FacilityData>>. Acesso em: 27 jun. 2023.

GONZALEZ-SALAZAR, M. A.; KIRSTEN, T.; PRCHLIK, L. Review of the operational flexibility and emissions of gas- and coal-fired power plants in a future with growing renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 82, p. 1497–1513, 2018.

GOUVERNEMENT DU CANADA. Budget 2021 – in French. Ottawa: [s.n.]. Disponível em: <[www.budget.canada.ca/2021/report-rapport/toc-tdm-en.html](http://www.budget.canada.ca/2021/report-rapport/toc-tdm-en.html)>. Acesso em: 21 mar. 2023.

GRANACHER, J. et al. Overcoming decision paralysis—A digital twin for decision making in energy system design. *Applied Energy*, v. 306, p. 117954, 2022.

GUNASEKARAN, P.; VEAWAB, A.; AROONWILAS, A. Corrosivity of Single and Blended Amines in CO<sub>2</sub> Capture Process. *Energy Procedia*, v. 37, p. 2094–2099, 2013.

HANINE, M. et al. Application of an integrated multi-criteria decision making AHP-TOPSIS methodology for ETL software selection. *Springer Plus*, v. 5, n. 1, p. 263, 2016.

HASAN, S.; ABBAS, A. J.; NASR, G. G. Improving the carbon capture efficiency for gas power plants through amine-based absorbents. *Sustainability (Switzerland)*, v. 13, n. 1, p. 1–28, 2021.

HENNI, A. et al. Volumetric Properties and Viscosities for Aqueous AMP Solutions from 25 °C to 70 °C. *Journal of Chemical & Engineering Data*, v. 48, n. 3, p. 551–556, 2003.

HONG, W. Y. A techno-economic review on carbon capture, utilisation and storage systems for achieving a net-zero CO<sub>2</sub> emissions future. *Carbon Capture Science & Technology*, v. 3, p. 100044, 2022.

HOUSE, K. Z. et al. The energy penalty of post-combustion CO<sub>2</sub> capture & storage and its implications for retrofitting the U.S. installed base. *Energy Environ. Sci.*, v. 2, n. 2, p. 193–205, 2009.

HWANG, C.-L.; YOON, K. *Multiple Attribute Decision Making*. [s.l.] Springer Berlin Heidelberg, 1981.

IDEM, R. et al. Practical experience in post-combustion CO<sub>2</sub> capture using reactive solvents in large pilot and demonstration plants. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 40, p. 6–25, 2015.

IEA. Ready for CCS Retrofit: The potential for equipping China's existing coal fleet with carbon capture and storage. Paris, France: [s.n.]. Disponível em: <[www.iea.org/t&c/](http://www.iea.org/t&c/)>.

IEA. Special Report on Carbon Capture, Storage and Utilization: CCUS in clean energy transitions. [s.l: s.n.].

IEA. Energy Technology Perspectives 2020: Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage - CCUS in clean energy transitions. [s.l: s.n.].

IEA. Direct Air Capture. Paris: [s.n.]. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/direct-air-capture>>. Acesso em: 21 dez. 2022.

IEAGHG. Assessment of emerging CO<sub>2</sub> capture technologies and their potential to reduce cost. [s.l: s.n.]. Disponível em: <[https://ieaghg.org/docs/General\\_Docs/Reports/2014-TR4.pdf](https://ieaghg.org/docs/General_Docs/Reports/2014-TR4.pdf)>. Acesso em: 14 jun. 2023.

IEAGHG. Further Assessment of Emerging CO<sub>2</sub> Capture Technologies for the Power Sector and their Potential to Reduce Costs IEAGHG Technical Report. [s.l: s.n.]. Disponível em: <[www.ieaghg.org](http://www.ieaghg.org)>.

INSTITUTE, G. C. Global Status of CCS 2020. Global CCS Institute. [s.l: s.n.].

JAGANMOHAN, M. Capacity of operational large-scale carbon capture and storage (CCS) facilities worldwide from 2012 to 2020.

JIN, H.; ZHANG, X. Chemical-looping combustion for power generation and carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) capture. *Oxy-Fuel Combustion for Power Generation and Carbon Dioxide (CO<sub>2</sub>) Capture*, p. 294–334, 2011.

JONES, D. A. Technoeconomic Evaluation of MEA versus Mixed Amines and a Catalyst System for CO<sub>2</sub> Removal at Near-Commercial Scale at Duke Energy Gibson 3 Plant and Duke Energy Buck NGCC Plant. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.osti.gov/servlets/purl/1476188>>.

JULIO, A. A. V. et al. Assessment of the sustainability and economic potential of hydrotreated vegetable oils to complement diesel and biodiesel blends in Brazil. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, v. 17, n. 2, 2023.

KEARNS, D.; LIU, H.; CONSOLI, C. Technology Readiness and Costs of CCS. The Circular Carbon Economy: Keystone to Global Sustainability Series. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/03/Technology-Readiness-and-Costs-for-CCS-2021-1.pdf>>. Acesso em: 21 dez. 2022.

KETZER, J. M. M. et al. Atlas brasileiro de Captura e Armazenamento Geológico de CO<sub>2</sub>. [s.l.] Global CCS Institute, 2016.

KHEIRINIK, M.; AHMED, S.; RAHMANIAN, N. Comparative Techno-Economic Analysis of Carbon Capture Processes: Pre-Combustion, Post-Combustion, and Oxy-Fuel Combustion Operations. *Sustainability*, v. 13, n. 24, 2021.

KIANI, A.; JIANG, K.; FERON, P. Techno-Economic Assessment for CO<sub>2</sub> Capture from Air Using a Conventional Liquid-Based Absorption Process. *Frontiers in Energy Research*, v. 8, n. May, p. 1–13, 2020.

KÜNG, L. et al. A Roadmap for Achieving Scalable, Safe, and Low-cost Direct Air Carbon Capture and Storage. Cambridge: [s.n.]. Disponível em: <<https://chemrxiv.org>>. Acesso em: 14 jun. 2023.

LAWAL, A. et al. Demonstrating full-scale post-combustion CO<sub>2</sub> capture for coal-fired power plants through dynamic modelling and simulation. *Fuel*, v. 101, p. 115–128, 1 nov. 2012.

LEE, Y. et al. Operation of a Pilot-Scale CO<sub>2</sub> Capture Process with a New Energy-Efficient Polyamine Solvent. *Applied Sciences*, v. 10, n. 21, p. 7669, 2020.

LEMMENS, S. Cost Engineering Techniques and Their Applicability for Cost Estimation of Organic Rankine Cycle Systems. *Energies*, v. 9, n. 7, 2016.

LEÓN, M. et al. Design , Cost Estimation and Sensitivity Analysis for a Production Process of Activated Carbon from Waste Nutshells by Physical Activation. *processes*, v. 8, n. 8, p. 945, 2020.

LI, K. et al. Systematic study of aqueous monoethanolamine (MEA)-based CO<sub>2</sub> capture process: Techno-economic assessment of the MEA process and its improvements. *Applied Energy*, v. 165, p. 648–659, 1 mar. 2016.

LI, X. et al. Decarbonization in Complex Energy Systems: A Study on the Feasibility of Carbon Neutrality for Switzerland in 2050. *Frontiers in Energy Research*, v. 8, n. November, p. 1–17, 2020.

LIANG, Z. et al. Recent progress and new developments in post-combustion carbon-capture technology with amine-based solvents. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 40, p. 26–54, 2015.

LIMA, P. R. et al. Environmental awareness and public perception on carbon capture and storage (CCS) in Brazil. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 111, p. 103467, 2021.

LIN, Y. J.; ROCHELLE, G. T. Approaching a reversible stripping process for CO<sub>2</sub> capture. *Chemical Engineering Journal*, v. 283, p. 1033–1043, 2016.

LUCQUIAUD, M.; GIBBINS, J. Effective retrofitting of post-combustion CO<sub>2</sub> capture to coal-fired power plants and insensitivity of CO<sub>2</sub> abatement costs to base plant efficiency. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 5, n. 3, p. 427–438, 2011.

LUYBEN, W. L. Capital cost of compressors for conceptual design. *Chemical Engineering and Processing - Process Intensification*, v. 126, p. 206–209, 1 abr. 2018.

LV, B. et al. Mechanisms of CO<sub>2</sub> Capture into Monoethanolamine Solution with Different CO<sub>2</sub> Loading during the Absorption/Desorption Processes. *Environmental Science & Technology*, v. 49, n. 17, p. 10728–10735, 2015.

MACHADO, P. G.; HAWKES, A.; RIBEIRO, C. DE O. What is the future potential of CCS in Brazil? An expert elicitation study on the role of CCS in the country. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 112, p. 103503, 2021.

MADEDDU, C.; ERRICO, M.; BARATTI, R. Process analysis for the carbon dioxide chemical absorption–regeneration system. *Applied Energy*, v. 215, p. 532–542, 1 abr. 2018.

MADEDDU, C.; ERRICO, M.; BARATTI, R. CO<sub>2</sub> Capture by Reactive Absorption-Stripping: Modeling, Analysis and Design. [s.l.] Springer, 2019.

MADEJSKI, P. et al. Methods and Techniques for CO<sub>2</sub> Capture: Review of Potential. *Energies*, v. 15, p. 887, 2022.

MARKEWITZ, P. et al. Carbon Capture for CO<sub>2</sub> Emission Reduction in the Cement Industry in Germany. *Energies*, v. 12, n. 12, 2019.

MATHEWS, J. A. How carbon credits could drive the emergence of renewable energies. *Energy Policy*, v. 36, n. 10, p. 3633–3639, 2008.

MCKAY, M. D.; BECKMAN, R. J.; CONOVER, W. J. Comparison of Three Methods for Selecting Values of Input Variables in the Analysis of Output from a Computer Code. *Technometrics*, v. 21, n. 2, p. 239–245, 1 maio 1979.

MICHAÏLOS, S.; GIBBINS, J. A Modelling Study of Post-Combustion Capture Plant Process Conditions to Facilitate 95–99% CO<sub>2</sub> Capture Levels from Gas Turbine Flue Gases. *Frontiers in Energy Research*, v. 10, 2022.

MILBORROW, D. Wind Energy Economics. *Comprehensive Renewable Energy*, Second Edition: Volume 1-9, v. 1–2, p. 463–496, 2022.

MME. Portaria MME nº 419, de 20 de novembro de 2019.

MME. Portaria MME nº 122, de 23 de março de 2020.

MOMENI, M. et al. A comprehensive analysis of a power-to-gas energy storage unit utilizing captured carbon dioxide as a raw material in a large-scale power plant. *Energy Conversion and Management*, v. 227, p. 113613, 2021.

MONREAL CANO, T. Carvão Mineral Agência Nacional de Mineração. Brasília, DF: [s.n.].

MORBACH, I. Um caminho para expandir a descarbonização. *Capital Aberto - O mercado de capitais sob novos ângulos*, 9 abr. 2023.

NETL. CARBON CAPTURE AND STORAGE DATABASE. Disponível em: <<https://netl.doe.gov/carbon-management/carbon-storage/worldwide-ccs-database>>. Acesso em: 27 jun. 2023.

NGFS. Network for Greening the Financial System: NGFS Climate Scenarios for Central Banks and Supervisors. n. June, 2021.

NGUYEN, T.; HILLIARD, M.; ROCHELLE, G. T. Amine volatility in CO<sub>2</sub> capture. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 4, n. 5, p. 707–715, 2010.

NOGUEIRA, L. P. P. et al. Will thermal power plants with CCS play a role in Brazil's future electric power generation? *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 24, p. 115–123, 2014.

OCHIENG, R. et al. Amine-based gas-sweetening processes prove economically more viable than the Benfield HiPure process. 2013.

OH, S. Y. et al. Energy minimization of MEA-based CO<sub>2</sub> capture process. *Applied Energy*, v. 169, p. 353–362, 2016.

ØI, L. E. et al. Optimization of configurations for amine-based CO<sub>2</sub> absorption using Aspen HYSYS. *Energy Procedia*, v. 51, n. 1876, p. 224–233, 2014.

OLABI, A. G. et al. Assessment of the pre-combustion carbon capture contribution into sustainable development goals SDGs using novel indicators. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 153, p. 111710, 2022.

OLALEYE, A.; WANG, M. Technical and Economic Analysis of Chemical Looping Combustion with Humid Air Turbine Power Cycle. Em: KLEMEŠ, J. J.; VARBANOV, P. S.; LIEW, P. Y. (Eds.). *24th European Symposium on Computer Aided Process Engineering. Computer Aided Chemical Engineering*. [s.l.] Elsevier, 2014. v. 33p. 1123–1128.

ONS. Escassez Hídrica. Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2021.

ONS. Dados da Geração de Energia. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao\\_energia.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx)>.

OOI, Z. L. et al. Amine-based solvent for CO<sub>2</sub> absorption and its impact on carbon steel corrosion: A perspective review. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, v. 28, n. 5, p. 1357–1367, 2020.

OSAGIE, E. et al. Exergy analysis and evaluation of the different flowsheeting configurations for CO<sub>2</sub> capture plant using 2-amino-2-methyl-1-propanol (AMP). *Processes*, v. 7, n. 6, 2019.

OTITOJU, O.; OKO, E.; WANG, M. A new method for scale-up of solvent-based post-combustion carbon capture process with packed columns. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 93, p. 102900, 2020.

OTITOJU, O.; OKO, E.; WANG, M. Technical and economic performance assessment of post-combustion carbon capture using piperazine for large scale natural gas combined cycle power plants through process simulation. *Applied Energy*, v. 292, p. 116893, 2021.

OZKAN, M. et al. Current status and pillars of direct air capture technologies. *iScience*, v. 25, n. 4, p. 103990, 2022.

PAGE, B. et al. GLOBAL STATUS OF CCS 2020. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/03/Global-Status-of-CCS-Report-English.pdf>>. Acesso em: 23 abr. 2023.

PATIÑO-ECHEVERRI, D.; HOPPOCK, D. C. Reducing the Energy Penalty Costs of Postcombustion CCS Systems with Amine-Storage. *Environmental Science & Technology*, v. 46, n. 2, p. 1243–1252, 2012.

PÉREZ-CALVO, J. F.; MAZZOTTI, M. Techno-economic assessment of post-combustion CO<sub>2</sub> capture using aqueous piperazine at different flue gas compositions and flowrates via a general optimization methodology. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 114, 2022.

PETRESCU, L. et al. Life Cycle Assessment for supercritical pulverized coal power plants with post-combustion carbon capture and storage. *Journal of Cleaner Production*, v. 157, p. 10–21, 2017.

PINA, E. A.; LOZANO, M. A.; SERRA, L. M. Assessing the influence of legal constraints on the integration of renewable energy technologies in polygeneration systems for buildings. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 149, p. 111382, 2021.

PLAZA, J. M.; ROCHELLE, G. T. Modeling pilot plant results for CO<sub>2</sub> capture by aqueous piperazine. *Energy Procedia*, v. 4, p. 1593–1600, 1 jan. 2011.

RAMEZAN, M.; SKONE, T. J. Carbon dioxide capture from existing coal-fired power plants Report DOE/NETL. [s.l: s.n.].

REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL. Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio). 26 dez. 2017.

RESTREPO-VALENCIA, S.; WALTER, A. Techno-Economic Assessment of Bio-Energy with Carbon Capture and Storage Systems in a Typical Sugarcane Mill in Brazil. *Energies*, v. 12, n. 6, 2019.

ROCHEDO, P. R. R. et al. Carbon capture potential and costs in Brazil. *Journal of Cleaner Production*, v. 131, p. 280–295, 2016.

ROCHELLE, G. T. Thermal degradation of amines for CO<sub>2</sub> capture. *Current Opinion in Chemical Engineering*, v. 1, n. 2, p. 183–190, 2012.

ROCHELLE, G. T. Conventional amine scrubbing for CO<sub>2</sub> capture. [s.l: s.n.].

ROGELJ, J. et al. Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development. Chapter 2, IPCC Special Report 15, p. 2, 2018.

RUBIN, E. S. et al. The outlook for improved carbon capture technology. *Progress in Energy and Combustion Science*, v. 38, n. 5, p. 630–671, 2012.

RUBIN, E. S.; DAVISON, J. E.; HERZOG, H. J. The cost of CO<sub>2</sub> capture and storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 40, p. 378–400, 2015.

SALA, M. et al. Minimum Gas/Liquid Flow Rate for Absorption Columns. *Chemical Engineering Transactions*, v. 39, p. 241–246, 20 ago. 2014.

SALVINDER, K. M. S. et al. An overview on control strategies for CO<sub>2</sub> capture using absorption/stripping system. *Chemical Engineering Research and Design*, v. 147, p. 319–337, 1 jul. 2019.

SANCHEZ DEL RIO, M.; GIBBINS, J.; LUCQUIAUD, M. On the retrofitting and repowering of coal power plants with post-combustion carbon capture: An advanced integration option with a gas turbine windbox. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 58, p. 299–311, 2017.



SANCHEZ MOORE, C. C.; ANTUNES, C. H.; KULAY, L. Economic, Environmental and Energy analysis of carbon capture systems coupled in coal power plants for the reduction of CO<sub>2</sub> emissions in Brazil. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 114, p. 103606, 2022.

SANCHEZ MOORE, C. C.; KULAY, L. Effect of the Implementation of Carbon Capture Systems on the Environmental, Energy and Economic Performance of the Brazilian Electricity Matrix. *Energies*, v. 12, n. 331, p. 18, 2019.

SANTOS, G. M. Energy in Brazil: a historical overview. *Journal of Energy History*, 2018.

SCHULTZ, J. M. The polytropic analysis of centrifugal compressors. *Journal of Engineering for Power*, n. 1, p. 69 – 82, 1962.

SEEG. Plataforma SEEG - Emissões Totais. Disponível em: <[https://plataforma.seeg.eco.br/total\\_emission](https://plataforma.seeg.eco.br/total_emission)>. Acesso em: 17 jun. 2023.

SHAKERIAN, F. et al. A comparative review between amines and ammonia as sorptive media for post-combustion CO<sub>2</sub> capture. *Applied Energy*, v. 148, p. 10–22, 2015.

SHIRMOHAMMADI, R.; ASLANI, A.; GHASEMPOUR, R. CO<sub>2</sub> Utilization via Integration of an Industrial Post-Combustion Capture Process with a Urea Plant: 2020.

SINSEL, S. R.; RIEMKE, R. L.; HOFFMANN, V. H. Challenges and solution technologies for the integration of variable renewable energy sources—a review. *Renewable Energy*, v. 145, p. 2271–2285, 2020.

SMITH, K. et al. Demonstration of a Concentrated Potassium Carbonate Process for CO<sub>2</sub> Capture. *Energy & Fuels*, v. 28, n. 1, p. 299–306, 2014.

SMITH, K.; CHEN, S.; SIEFERT, N. Modular CO<sub>2</sub> Capture Processes for Integration with Modular Scale Gasification Technologies: Literature Review and Gap Analysis for Future R&D. Pittsburgh: [s.n.]. Disponível em: <<https://netl.doe.gov/projects/files>>. Acesso em: 21 dez. 2022.

SMITH, K. H. et al. Physical solvents and techno-economic analysis for pre-combustion CO<sub>2</sub> capture: A review. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 118, p. 103694, 2022.

SOARES, F. K.; et al. A Transição da Geração no Setor Elétrico Brasileiro. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos>>. Acesso em: 18 dez. 2022.

SOBRINO, M. et al. Viscosity and density measurements of aqueous amines at high pressures: MDEA-water and MEA-water mixtures for CO<sub>2</sub> capture. *The Journal of Chemical Thermodynamics*, v. 98, p. 231–241, 2016.

SOWINSKI, J. Application of Real Options Approach to Analyse Economic Efficiency of Power Plant with CCS Installation under Uncertainty. 2022.

SURESH BABU, A.; ROCHELLE, G. T. Process design of the piperazine advanced stripper for a 460 MW NGCC. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 115, n. February, p. 103631, 2022.

SVENDSEN, J. A.; EIMER, D. Case Studies of CO<sub>2</sub> Capture Columns based on Fundamental Modeling. *Energy Procedia*, v. 4, p. 1419–1426, 2011.

SZARGUT, J.; MORRIS, D. R.; STEWARD, F. R. Exergy analysis of thermal, chemical, and metallurgical processes. [s.l: s.n.].

TURTON, R. et al. *Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Processes*. 3rd. ed. Upper Saddle River, New Jersey: Prentice Hall, 2009.

UN. GOAL 7: Affordable and clean energy. Disponível em: <<https://www.unep.org/explore-topics/sustainable-development-goals/why-do-sustainable-development-goals-matter/goal-7>>. Acesso em: 3 set. 2021.

UNITED NATIONS. Discussion paper on governmental Carbon-Pricing. U.N.-Convened Net-Zero Brussels, 2021a.

UNITED NATIONS. *United Nations Handbook on Carbon Taxation for Developing Countries*. [s.l: s.n.].

U.S. EIA. *Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*. Washington, DC: [s.n.]. Disponível em: <[www.eia.gov](http://www.eia.gov)>.

USTADI, I.; MEZHER, T.; ABU-ZAHRA, M. R. M. Potential for Hybrid-Cooling System for the CO<sub>2</sub> Post-Combustion Capture Technology. *Energy Procedia*, v. 114, p. 6348–6357, 2017.

VALENTI, G.; BONALUMI, D.; MACCHI, E. A parametric investigation of the Chilled Ammonia Process from energy and economic perspectives. *Fuel*, v. 101, p. 74–83, 2012.

VAN DER SPEK, M. et al. Unravelling uncertainty and variability in early stage techno-economic assessments of carbon capture technologies. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 56, p. 221–236, 2017.

VAN DER SPEK, M.; ROUSSANALY, S.; RUBIN, E. S. Best practices and recent advances in CCS cost engineering and economic analysis. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 83, n. February, p. 91–104, 2019.

VASCONCELOS, G.; LUNA, D. Petrobras pretende investir US\$ 2,8 bi em descarbonização nos próximos 5 anos. Disponível em: <<https://www.cnnbrasil.com.br/economia/petrobras-pretende-investir-us-28-bi-em-descarbonizacao-nos-proximos-5-anos/>>. Acesso em: 19 jun. 2023.

VERSTEEG, P.; RUBIN, E. S. A technical and economic assessment of ammonia-based post-combustion CO<sub>2</sub> capture at coal-fired power plants. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 5, n. 6, p. 1596–1605, 2011.

VIEBAHN, P.; SCHOLZ, A.; ZELT, O. The Potential Role of Direct Air Capture in the German Energy Research Program—Results of a Multi-Dimensional Analysis. *Energies*, v. 12, n. 18, 2019.

WANG, J. et al. Solar-assisted CO<sub>2</sub> capture with amine and ammonia-based chemical absorption: A comparative study. *Thermal Science*, v. 25, n. 1 Part B, p. 717–732, 2021.

WANG, J.; SONG, C.; YUAN, R. CO<sub>2</sub> emissions from electricity generation in China during 1997–2040: The roles of energy transition and thermal power generation efficiency. *Science of The Total Environment*, v. 773, p. 145026, 2021.

WANG, M. et al. Process intensification for post-combustion CO<sub>2</sub> capture with chemical absorption: A critical review. *Applied Energy*, v. 158, p. 275–291, 2015.

WEI, N. et al. Decarbonizing the Coal-Fired Power Sector in China via Carbon Capture, Geological Utilization, and Storage Technology. *Environmental Science & Technology*, v. 55, n. 19, p. 13164–13173, 2021.

WEI, Y. M. et al. Policy and Management of Carbon Peaking and Carbon Neutrality: A Literature Review. *Engineering*, v. 14, p. 52–63, 2022.

WILBERFORCE, T. et al. Outlook of carbon capture technology and challenges. *Science of the Total Environment*, v. 657, p. 56–72, 2019.

WORLD BANK. Carbon Pricing Dashboard.

WU, X. et al. Solvent-based post-combustion CO<sub>2</sub> capture for power plants: A critical review and perspective on dynamic modelling, system identification, process control and flexible operation. *Applied Energy*, v. 257, p. 113941, 2020.

YADAV, S.; MONDAL, S. S. A review on the progress and prospects of oxy-fuel carbon capture and sequestration (CCS) technology. *Fuel*, v. 308, p. 122057, 2022.

YAMADA, H. Amine-based capture of CO<sub>2</sub> for utilization and storage. *Polymer Journal*, v. 53, n. 1, p. 93–102, 2021.

YANG, L. et al. Optimal deployment for carbon capture enables more than half of China's coal-fired power plant to achieve low-carbon transformation. *iScience*, v. 25, n. 12, p. 105664, 2022.

YULIA, F. et al. Optimization of post combustion CO<sub>2</sub> absorption system monoethanolamine (MEA) based for 320 MW coal-fired power plant application Exergy and exergoenvironmental analysis. *Case Studies in Thermal Engineering*, v. 26, n. May, p. 101093, 2021.

ZHAI, H.; RUBIN, E. S. It is Time to Invest in 99% CO<sub>2</sub> Capture. *Environmental Science & Technology*, v. 56, n. 14, p. 9829–9831, 19 jul. 2022.

ZHANG, M.; GUO, Y. Reaction sensitivity analysis of regeneration process of CO<sub>2</sub> capture using aqueous ammonia. *Chemical Engineering Journal*, v. 272, p. 135–144, 2015.

ZHANG, R. et al. Analysis of the reduction of energy cost by using MEA-MDEA-PZ solvent for post-combustion carbon dioxide capture (PCC). *Applied Energy*, v. 205, p. 1002–1011, 2017.

ZHANG, X. et al. Comparative Economic Analysis of Physical, Chemical, and Hybrid Absorption Processes for Carbon Capture. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, v. 59, n. 5, p. 2005–2012, 2020.

ZHAO, S. et al. Status and progress of membrane contactors in post-combustion carbon capture: A state-of-the-art review of new developments. *Journal of Membrane Science*, v. 511, p. 180–206, 2016.

ZHOU, H. L. et al. Optimal timing for carbon capture retrofitting in biomass-coal combined heat and power plants in China. *Journal of Cleaner Production*, v. 293, p. 126134, 2021.