



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS**  
Faculdade de Engenharia Mecânica

JOÃO VITOR DE OLIVEIRA MARACCINI

# **Avaliação Técnico-Econômica e Ambiental da Captura do CO<sub>2</sub> no Setor Sucroenergético**

CAMPINAS  
2023

**JOÃO VITOR DE OLIVEIRA MARACCINI**

# **Avaliação Técnico-Econômica e Ambiental da Captura do CO<sub>2</sub> no Setor Sucroenergético**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Orientador: Prof. Dr. Joaquim Eugênio Abel Seabra

ESTE TRABALHO CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA DISSERTAÇÃO DEFENDIDA PELO ALUNO JOÃO VITOR DE OLIVEIRA MARACCINI, E ORIENTADA PELO PROF. DR. JOAQUIM EUGÊNIO ABEL SEABRA.

**CAMPINAS  
2023**

Ficha catalográfica  
Universidade Estadual de Campinas  
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura  
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

M323a Maraccini, João Vitor de Oliveira, 1996-  
Avaliação técnico-econômica e ambiental da captura do CO2 no setor  
sucroenergético / João Vitor de Oliveira Maraccini. – Campinas, SP : [s.n.],  
2023.

Orientador: Joaquim Eugênio Abel Seabra.  
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade  
de Engenharia Mecânica.

1. Bioenergia. 2. Sequestro de carbono. 3. Cana-de-açúcar. 4. Etanol. 5.  
Créditos de carbono. 6. Biogás. I. Seabra, Joaquim Eugênio Abel, 1981-. II.  
Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III.  
Título.

Informações Complementares

**Título em outro idioma:** Technical-economic and environmental assessment of CO2  
capture in the sugar-energy sector

**Palavras-chave em inglês:**

Bioenergy

Carbon sequestration

Sugarcane

Ethanol

Carbon credits

Biogas

**Área de concentração:** Planejamento de Sistemas Energéticos

**Titulação:** Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos

**Banca examinadora:**

Joaquim Eugênio Abel Seabra [Orientador]

Arnaldo Cesar da Silva Walter

Suani Teixeira Coelho

**Data de defesa:** 26-05-2023

**Programa de Pós-Graduação:** Planejamento de Sistemas Energéticos

**Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)**

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0009-0009-2390-2131>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/9129024705147843>

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO**

# **Avaliação Técnico-Econômica e Ambiental da Captura do CO<sub>2</sub> no Setor Sucroenergético**

Autor: João Vitor de Oliveira Maraccini

Orientador: Prof. Dr. Joaquim Eugênio Abel Seabra

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta dissertação:

**Prof. Dr. Joaquim Eugênio Abel Seabra, Presidente**  
**Departamento de Energia/FEM/Unicamp**

**Prof. Dr. Arnaldo Cesar da Silva Walter**  
**Departamento de Energia/FEM/Unicamp**

**Profa. Dra. Suani Teixeira Coelho**  
**Instituto de Energia e Ambiente/USP**

A Ata de Defesa com as respectivas assinaturas dos membros encontra-se no SIGA/Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese e na Secretaria do Programa da Unidade.

Campinas, 26 de maio de 2023.

## **Dedicatória**

Dedico este trabalho à minha querida avó Maria Valda.

## **Agradecimentos**

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

Agradeço imensamente aos familiares que me deram amor, suporte e incentivo incondicional desde sempre e, em especial, nesta jornada acadêmica.

Aos melhores amigos, que tornaram o caminho mais leve e motivador.

Ao professor Joaquim, pela orientação, dedicação, confiança e oportunidade de aprendizado e desenvolvimento desde a iniciação científica.

Aos docentes e funcionários da UNICAMP e Faculdade de Engenharia Mecânica, pela inspiração, aprendizado e auxílio durante a graduação.

E, principalmente, a Deus.

*“Na vida, não vale tanto o que temos, nem tanto importa o que somos. Vale o que realizamos com aquilo que possuímos e, acima de tudo, importa o que fazemos de nós”*

Francisco Cândido Xavier

## Resumo

BECCUS desempenhará um papel fundamental em direção à neutralidade de carbono e o cumprimento dos cenários de 1,5°C e 2°C até 2100 devido ao seu potencial de remover carbono da atmosfera. Em vista disso, considerando a relevância do etanol de cana-de-açúcar no Brasil, bem como o potencial para produção de biometano dos resíduos da cana, o objetivo deste estudo foi realizar uma avaliação técnico-econômica e ambiental da captura do CO<sub>2</sub> no setor sucroenergético brasileiro no âmbito do RenovaBio. Na avaliação, foi considerada a captura de carbono associada aos processos de fermentação, combustão do bagaço e biodigestão da vinhaça e torta de filtro em uma biorrefinaria composta por uma destilaria autônoma e uma planta de biometano anexa.

A metodologia foi dividida em três blocos: avaliação técnica, ambiental e econômica. Na avaliação técnica, utilizando modelos de simulação, foi estimado o potencial de captura e o balanço de energia elétrica da biorrefinaria em cinco cenários: CC-F (fermentação), CC-FC (fermentação e pós-combustão), CC-FB (fermentação e biodigestão), CC-FCB (fermentação, pós-combustão e biodigestão) e CC-B (biodigestão). Na avaliação ambiental, foi estimada a Nota de Eficiência Energético-Ambiental (NEEA) dos biocombustíveis para todos os cenários. Também foi avaliada a aplicação do bônus de até 20% sobre a NEEA, previsto pelo RenovaBio em caso de emissões negativas. Na avaliação econômica, foram estimados, para cada biocombustível, os preços de *breakeven* do Crédito de Descarbonização (CBIO) que tornariam o investimento atrativo para todos os cenários.

Em todos os casos, a contribuição da captura de carbono foi superior à intensidade de carbono dos biocombustíveis, demonstrando o potencial de gerar emissões negativas. De forma geral, é possível capturar de 22,2% (CC-F) a 53,4% (CC-FCB) do CO<sub>2</sub> biogênico produzido pela biorrefinaria com penalidades energéticas de 6,77 a 42,1%. Nos cenários CCS, com aplicação do bônus de 20%, foram obtidos preços de *breakeven* entre 71 e 353 R\$/tCO<sub>2</sub>eq para o etanol e 45 a 118 R\$/tCO<sub>2</sub>eq para o biometano. Apenas os cenários CC-F e CC-FB, considerando CCS, se mostraram potencialmente atrativos, com preços de 58 R\$/tCO<sub>2</sub>eq para o biometano e 71-74 R\$/tCO<sub>2</sub>eq para o etanol, considerando que o preço médio do CBIO ultrapassou o valor de 70 R\$/tCO<sub>2</sub>eq no início de 2022. Nos cenários CCU, os preços de *breakeven* assumiram valores negativos, visto que o benefício da comercialização do CO<sub>2</sub> é expressivamente superior ao dos CBIOs. Uma análise de sensibilidade apontou que a

comercialização do CO<sub>2</sub> a partir de 200 R\$/tCO<sub>2</sub> seria suficiente para arcar com os custos da captura em todos os cenários.

Em conclusão ao estudo, a captura de carbono no setor sucroenergético apresentou um elevado potencial de mitigação das emissões de GEE, principalmente pela possibilidade de remoção de CO<sub>2</sub> da atmosfera. Além disso, BECCUS é tecnicamente viável para a produção do bioetanol e biometano, com destaque para a captura da fermentação. Do ponto de vista econômico, o bônus para emissões negativas é indispensável para BECCS. Para BECCU, a comercialização de CO<sub>2</sub> comprimido é o principal benefício, e a emissão CBIOs representa um lucro em potencial.

**Palavras-chave:** BECCUS. Bioenergia. Bioetanol. Biometano. Cana-de-açúcar. Captura de carbono. CBIO. Crédito de carbono.

## Abstract

BECCUS will play a key role towards carbon neutrality and the fulfillment of the 1.5°C and 2°C scenarios by 2100 for its potential to remove carbon from the atmosphere. Therefore, considering the relevance of sugarcane ethanol in Brazil, as well as the potential for biomethane production from sugarcane residues, the objective of this study was to carry out a techno-economic and environmental assessment of CO<sub>2</sub> capture in the Brazilian sugar-energy sector within the framework of RenovaBio. The assessment considered carbon capture associated with fermentation processes, bagasse combustion and biodigestion of vinasse and filter cake in a biorefinery comprising an autonomous distillery and an attached biomethane plant.

The methodology was divided into three blocks: technical, environmental and economic evaluation. In the technical evaluation, using simulation models, the capture potential and the biorefinery's electrical energy balance were estimated in five scenarios: CC-F (fermentation), CC-FC (fermentation and post-combustion), CC-FB (fermentation and biodigestion), CC-FCB (fermentation, post-combustion and biodigestion) and CC-B (biodigestion). In the environmental assessment, the Energy-Environmental Efficiency Score (NEEA) of biofuels was estimated for all scenarios. The application of a bonus of up to 20% on the NEEA, provided for by RenovaBio in case of negative emissions, was also evaluated. In the economic evaluation, the breakeven prices of the Decarbonization Credit (CBIO) were estimated for each biofuel in all scenarios.

In all scenarios, the contribution of carbon capture was higher than the carbon intensity of biofuels, demonstrating the potential to generate negative emissions. According to the results, it is possible to capture from 22.2% (CC-F) to 53.4% (CC-FCB) of the biogenic CO<sub>2</sub> produced by the biorefinery with energy penalties from 6.77 to 42.1%. In the CCS scenarios, with application of the 20% bonus, breakeven prices between 71 and 353 R\$/tCO<sub>2</sub>eq for ethanol and 45 to 118 R\$/tCO<sub>2</sub>eq for biomethane were obtained. Only the CC-F and CC-FB scenarios, considering CCS, proved to be potentially attractive, with breakeven prices of 58 R\$/tCO<sub>2</sub>eq for biomethane and 71-74 R\$/tCO<sub>2</sub>eq for ethanol, considering that the CBIO's average price exceeded 70R\$/tCO<sub>2</sub>eq at the beginning of 2022. In CCU scenarios, breakeven prices assumed negative values, since the benefit of selling compressed CO<sub>2</sub> is significantly higher than that of CBIOs. A sensitivity analysis pointed out that the commercialization of CO<sub>2</sub> from 200 R\$/tCO<sub>2</sub> would be enough to cover the capture costs in all scenarios.

In conclusion to the study, carbon capture in the sugar-energy sector showed a high potential for mitigating GHG emissions, mainly due to the possibility of removing CO<sub>2</sub> from the atmosphere. In addition, BECCUS is technically feasible in the production of bioethanol and biomethane, with emphasis on capture from fermentation. From an economic point of view, the bonus for negative emissions is essential for BECCS. For BECCU, the commercialization of compressed CO<sub>2</sub> is the main benefit, and the emission of CBIOs represents a potential profit.

**Keywords:** BECCUS. Bioenergy. Bioethanol. Biomethane. Carbon capture. Carbon credit. CBIO. Sugarcane.

## Lista de Figuras

Figura 2.1. Demanda por combustíveis de veículos leves do ciclo Otto.....	27
Figura 2.2. Produção brasileira de etanol. ....	28
Figura 2.3. Mix de produção: açúcar x etanol. ....	29
Figura 2.4. Representação esquemática simplificada de uma usina com sistema de cogeração que utiliza CEST e acionamento elétrico. ....	31
Figura 2.5. Representação esquemática da produção de açúcar, etanol e resíduos.....	33
Figura 2.6. Conversão biológica da matéria orgânica em um sistema anaeróbico.....	35
Figura 2.7. Fluxograma genérico da biodigestão anaeróbica da vinhaça e produção de biometano. ....	37
Figura 2.8. Representação esquemática dos principais fluxos de CO <sub>2</sub> biogênico em sistemas BECCUS.....	39
Figura 2.9. Principais tecnologias de bioenergia com captura de CO <sub>2</sub> : captura pré-combustão (A), captura pós-combustão (B), captura da oxi-combustão (C) e captura da fermentação (D). .....	42
Figura 2.10. Rede ótima de transporte de CO <sub>2</sub> : conexão entre <i>hubs</i> (A) e conexão entre destilarias e <i>hubs</i> (B). ....	49
Figura 2.11. Esquema geral de funcionamento da RenovaCalc.....	56
Figura 2.12. Metas compulsórias de redução de emissões de GEE. ....	57
Figura 2.13. Certificações e percentual do volume elegível por rota de biocombustível.....	58
Figura 2.14. Nota de Eficiência Energético-Ambiental das usinas certificadas.....	59
Figura 2.15. Quantidades negociadas e preços médios do CBIO.....	59
Figura 3.1. Representação esquemática da fronteira de avaliação da captura de carbono. ....	61
Figura 3.2. Modelo do ciclo de cogeração básico. ....	64
Figura 3.3. Modelo do ciclo de cogeração com aquecedores fechados.....	66
Figura 3.4. Modelo final do ciclo de cogeração. ....	68
Figura 3.5. Modelo do processo de compressão estagiada de CO <sub>2</sub> com inter-resfriamento e bombeamento com liquefação supercrítica. ....	71
Figura 4.1. Diagrama P-h da compressão do CO <sub>2</sub> .....	89
Figura 4.2. Fluxos de saída e captura de CO <sub>2</sub> biogênico da biorrefinaria no cenário CC-FCB. .....	92

Figura 4.3. Intensidade de Carbono do etanol (convencional e com captura de carbono) e da gasolina.....	93
Figura 4.4. Intensidade de Carbono do biometano (convencional e com captura de carbono) e do fósfil substituto (gasolina, diesel e GNV). .....	94
Figura 4.5. Composição da Intensidade de Carbono do etanol (fase agrícola, fase industrial, transporte e uso). .....	95
Figura 4.6. Composição da Intensidade de Carbono do biometano (fase industrial, transporte e uso). .....	95
Figura 4.7. Composição da Nota de Eficiência Energético-Ambiental do etanol (convencional e com captura de carbono).....	98
Figura 4.8. Composição da Nota de Eficiência Energético-Ambiental do biometano (convencional e com captura de carbono). .....	98
Figura 4.9. Análise de sensibilidade da NEEA em função do Bônus para o etanol nos cenários de captura de carbono. ....	99
Figura 4.10. Análise de sensibilidade da NEEA em função do Bônus para o biometano nos cenários de captura de carbono.....	100
Figura 4.11. Comparação entre a NEEA dos cenários Et-F-CCS e Et-F-CCU em função do Bônus.....	100
Figura 4.12. Comparação entre a NEEA dos cenários Bm-B-CCS e Bm-B-CCU em função do Bônus.....	101
Figura 4.13. Análise de sensibilidade do preço de <i>breakeven</i> do CBIO em função do bônus para emissões negativas para o etanol. ....	103
Figura 4.14. Análise de sensibilidade do preço de <i>breakeven</i> do CBIO em função do bônus para emissões negativas para o biometano. ....	104
Figura 4.15. Análise de sensibilidade do preço de <i>breakeven</i> do CBIO em função da alíquota de IR para o etanol.....	105
Figura 4.16. Análise de sensibilidade do preço de <i>breakeven</i> do CBIO em função da alíquota de IR para o biometano.....	106
Figura 4.17. Análise de sensibilidade: preço de <i>breakeven</i> do CBIO em função do preço do CO <sub>2</sub> para o etanol nos cenários CCU. ....	107
Figura 4.18. Análise de sensibilidade: preço de <i>breakeven</i> do CBIO em função do preço do CO <sub>2</sub> para o biometano nos cenários CCU. ....	108
Figura 4.19. Série histórica das negociações definitivas de CBIOs na bolsa de valores (B3) (jun/2020 – dez/2022).....	109

Figura 4.20. Série histórica das EU Carbon Permits no Sistema de Comércio de Emissões da União Europeia (EU ETS) (jun/2020 – dez/2022). .....	113
Figura 4.21. Série histórica dos créditos de carbono do Programa Cap-and-Trade da Califórnia (jun/2020 – dez/2022).....	114

## Lista de Tabelas

Tabela 3.1. Principais parâmetros da usina de referência.....	60
Tabela 3.2. Principais parâmetros da planta de biometano anexa. ....	61
Tabela 3.3. Avaliação técnica: cenários de captura de carbono. ....	62
Tabela 3.4. Relação de equipamentos do modelo do ciclo de cogeração básico. ....	65
Tabela 3.5. Parâmetros e hipóteses do modelo de simulação.....	65
Tabela 3.6. Relação de equipamentos do modelo do ciclo de cogeração com aquecedores fechados. ....	67
Tabela 3.7. Composição elementar do bagaço. ....	67
Tabela 3.8. Relação de equipamentos do modelo final. ....	69
Tabela 3.9. Relação de equipamentos do modelo de compressão de CO <sub>2</sub> . ....	71
Tabela 3.10. Composição elementar do biogás. ....	74
Tabela 3.11. Parâmetros de referência utilizados no cálculo da produção de biometano da vinhaça.....	75
Tabela 3.12. Potencial bioquímico de metano da torta de filtro após 35 dias de ensaio. ....	75
Tabela 3.13. Avaliação ambiental: cenários de captura de carbono.....	77
Tabela 3.14. Parâmetros das fases agrícola, industrial e de distribuição implementados na ferramenta RenovaCalc ....	79
Tabela 3.15. Avaliação econômica: cenários de captura de carbono ....	82
Tabela 4.1. Resultados da simulação do sistema convencional. ....	86
Tabela 4.2. Resultados da simulação do sistema com captura de CO <sub>2</sub> da fermentação e pós-combustão.....	87
Tabela 4.3. Valores de temperatura e pressão da corrente de CO <sub>2</sub> no processo de compressão e bombeamento. ....	88
Tabela 4.4. Potência requerida nos estágios do sistema de compressão de CO <sub>2</sub> .....	88
Tabela 4.5. Balanço de energia elétrica. ....	89
Tabela 4.6. Balanço de captura de CO <sub>2</sub> nos cenários de captura de carbono em kg de CO <sub>2</sub> por tonelada de cana.....	90
Tabela 4.7. Balanço de captura de CO <sub>2</sub> nos cenários de captura de carbono em Mt de CO <sub>2</sub> por ano. ....	90
Tabela 4.8. Avaliação ambiental do etanol.....	96
Tabela 4.9. Avaliação ambiental do biometano. ....	96

Tabela 4.10. Avaliação econômica dos cenários CCS para o etanol.....	102
Tabela 4.11. Avaliação econômica dos cenários CCS para o biometano. ....	102
Tabela 4.12. Avaliação econômica dos cenários CCS para o etanol (Euro em 2021). ....	110
Tabela 4.13. Avaliação econômica dos cenários CCS para o biometano (Euro em 2021). ...	111
Tabela 4.14. Projeção do preço do crédito de carbono em mercados emergentes e economias em desenvolvimento selecionadas no cenário NZE 2050 da IEA (Dólar e Real em 2019)..	111
Tabela 4.15. Preços de <i>breakeven</i> do CBIO nos cenários CCS para o etanol (Real, Dólar e Euro em 2021).....	112
Tabela 4.16. Preços de <i>breakeven</i> do CBIO nos cenários CCS para o biometano (Real, Dólar e Euro em 2021). ....	113

## Lista de Abreviaturas e Siglas

1G	Primeira geração
2G	Segunda geração
AR5	Quinto Relatório de Avaliação do IPCC
AR6	Sexto Relatório de Avaliação do IPCC
ACV	Avaliação de Ciclo de Vida
ATR	Açúcar Recuperável Total
BECCS	<i>Bioenergy with Carbon Capture and Storage</i>
BECCU	<i>Bioenergy with Carbon Capture and Utilization</i>
BECCUS	<i>Bioenergy with Carbon Capture, Utilization and Storage</i>
CARB	California Air Resources Board
CBIO	Crédito de Descarbonização
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i>
CCU	<i>Carbon Capture and Utilization</i>
CCUS	<i>Carbon Capture, Utilization and Storage</i>
CDR	<i>Carbon Dioxide Removal</i>
CEST	<i>Condensing Extraction Steam Turbine</i>
CH <sub>4</sub>	Metano
CO	Monóxido de carbono
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
CO <sub>2eq</sub>	Dióxido de carbono equivalente
DBO	Demanda Bioquímica de Oxigênio
DMC	Dimetilcarbonato
DME	Éterdimetílico
DQO	Demanda Química de Oxigênio
EES	Engineering Equation Solver
EGR	<i>Enhanced Gas Recovery</i>
EGS	<i>Enhanced Geothermal Systems</i>
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
EU ETS	EU Emissions Trading System
GEE	Gases do Efeito Estufa
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GNV	Gás Natural Veicular
GWP	<i>Global Warming Potential</i>
IC	Intensidade de Carbono
IR	Imposto de renda
IEA	International Energy Agency
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
MEA	Monoetanolamina
NDC	<i>Nationally Determined Contributions</i>
NEEA	Nota de Eficiência Energético-Ambiental
O&M	Operação & Manutenção
PSA	<i>Pressure Swing Adsorption</i>
RCGI	Research Center for Gas Innovation (RCGI)
RED II	Renewable Energy Directive II
TSA	<i>Temperature Swing Adsorption</i>
VSA	<i>Vacuum Swing Adsorption</i>

## Lista de Unidades de Medida

°C	Grau Celsius
g	Gramma
Gt	Gigatonelada
ha	Hectare
K	Kelvin
kg	Quilograma
kJ	Quilojoule
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
L	Litro
MJ	Megajoule
Mt	Megatonelada
MW	Megawatt
s	Segundo
t	Tonelada
tc	Tonelada de cana

## Lista de Símbolos

US\$	Dólar americano
€	Euro
M€	Milhão de Euro
MR\$	Milhão de Real brasileiro
R\$	Real brasileiro

## Sumário

1. INTRODUÇÃO.....	22
1.1. Contexto .....	22
1.2. Objetivo .....	24
2. REVISÃO DA LITERATURA.....	26
2.1. Setor sucroenergético brasileiro .....	26
2.1.1. Etanol .....	26
2.1.2. Bioeletricidade .....	29
2.1.3. Biometano .....	31
2.2. Potencial energético da vinhaça e torta de filtro .....	33
2.3. BECCUS: Bioenergia com captura, utilização e armazenamento de carbono.....	38
2.3.1. Captura de CO <sub>2</sub> .....	40
2.3.2. Transporte de CO <sub>2</sub> .....	42
2.3.3. Armazenamento de CO <sub>2</sub> .....	43
2.3.4. Utilização de CO <sub>2</sub> .....	43
2.3.5. Estudos de BECCUS no setor sucroenergético brasileiro.....	47
2.3.6. Projetos existentes de CCUS e BECCUS .....	50
2.3.7. BECCUS em regulações de biocombustíveis e mercados de carbono internacionais .....	51
2.4. RenovaBio .....	53
2.4.1. RenovaCalc .....	54
2.4.2. Metas de descarbonização, certificação de biocombustíveis e comercialização de CBIOs 56	
3. METODOLOGIA .....	60
3.1. Avaliação técnica .....	61
3.1.1. Modelagem e simulação do sistema de cogeração da usina.....	62
3.1.1.1. Modelo do ciclo de cogeração básico .....	63
3.1.1.2. Modelo de ciclo de cogeração com aquecedores fechados .....	65

3.1.1.3. Modelo final .....	67
3.1.2. Modelagem e simulação do sistema de compressão de CO <sub>2</sub> .....	69
3.1.3. Captura de CO <sub>2</sub> da fermentação .....	72
3.1.4. Captura de CO <sub>2</sub> pós-combustão .....	72
3.1.5. Biodigestão anaeróbica da vinhaça .....	73
3.1.6. Biodigestão anaeróbica da torta de filtro.....	75
3.1.7. Captura de CO <sub>2</sub> da biodigestão .....	76
3.1.8. Balanço de energia elétrica e captura de CO <sub>2</sub> .....	76
3.2. Avaliação ambiental .....	77
3.3. Avaliação econômica .....	81
3.3.1. Investimento inicial e custos .....	82
3.3.2. Correção do câmbio e período de investimento .....	83
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO .....	85
4.1. Avaliação técnica .....	85
4.1.1. Sistema de cogeração da usina .....	85
4.1.2. Sistema com captura de CO <sub>2</sub> da fermentação .....	86
4.1.3. Sistema com captura de CO <sub>2</sub> da fermentação e pós-combustão .....	86
4.1.4. Balanço de energia elétrica e captura de CO <sub>2</sub> .....	89
4.2. Avaliação ambiental .....	92
4.3. Avaliação econômica .....	101
4.3.1. Comparação dos preços de <i>breakeven</i> do CBIO com preços de mercados de carbono internacionais .....	112
5. CONCLUSÃO.....	116
Referências .....	119

# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1. Contexto

Até o final do século XXI, é previsto que a temperatura média do planeta continue a aumentar, ultrapassando os limites estabelecidos pelos cenários de aquecimento global de 1,5°C e 2,0°C em relação aos níveis pré-industriais. Devido ao aquecimento global, também são esperadas mudanças climáticas, que incluem o aumento da frequência e intensidade de eventos climáticos extremos, bem como alterações irreversíveis que se estenderão por séculos a milênios, sobretudo nos oceanos e nas camadas de gelo (IPCC, 2021). Este aquecimento é atribuído ao aumento da concentração de gases do efeito estufa (GEE) na atmosfera, principalmente pelas emissões antropogênicas de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Desta forma, a falta de implementação de medidas de mitigação das emissões de GEE pode resultar em um aumento acelerado da temperatura média global, que pode exceder os 4°C (IPCC, 2018, 2021).

A maior parte das emissões globais está associada à energia, especialmente ao setor de suprimento energético, devido, majoritariamente, ao consumo de recursos energéticos de origem fóssil. Por isso, algumas das principais ações pautam-se na transição de matrizes energéticas fósseis para renováveis e adoção de políticas de eficiência energética (IEA, 2021a; IPCC, 2021). Atualmente, mais de 80% do suprimento energético global advém de combustíveis fósseis – petróleo, carvão e gás natural –, e apenas 15% é de fontes renováveis – principalmente biomassa, hidráulica, eólica e solar (IEA, 2023). Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), para limitar o aquecimento a 1,5°C até o final do século, deve haver uma transformação do setor energético de modo que suas emissões líquidas sejam zeradas por volta de 2050 (IEA, 2021b).

Segundo a Agência Internacional de Energia, CCUS é o único grupo de tecnologias capaz de mitigar diretamente as emissões em setores-chave, bem como remover o CO<sub>2</sub> da atmosfera. Logo, CCUS deve formar um pilar fundamental em direção à neutralidade de carbono, sem o qual seria impossível atingi-la. A remoção de dióxido de carbono da atmosfera (CDR – *Carbon Dioxide Removal*) é possível quando a captura de carbono é associada à bioenergia (BECCUS – *Bioenergy with Carbon Capture and Storage*) ou à captura direta do ar (DAC – *Direct Air Capture*) (IEA, 2020). As tecnologias BECCUS, em especial, podem gerar

emissões negativas à medida em que o CO<sub>2</sub> proveniente da biomassa, inicialmente absorvido pela fotossíntese, não é emitido novamente à atmosfera após passar pelo processo de captura e armazenamento ou captura e utilização com retenção do carbono. Segundo o Sexto Relatório de Avaliação do IPCC (AR6), a limitação do aquecimento global a 1,5°C ou 2°C (em relação aos níveis pré-industriais até 2100) depende tanto de CCUS quanto de CDR, pois esta permite contrabalancear ou neutralizar as emissões residuais de CO<sub>2</sub> – emissões inevitáveis ou cuja mitigação direta é técnica ou economicamente proibitiva (IEA, 2020; IPCC, 2021).

No período de 1990 a 2019, o Brasil foi o quinto maior emissor de gases de efeito estufa do mundo. No entanto, sua contribuição representou apenas 4,3% do total de emissões acumuladas, mostrando-se relativamente pequena em comparação aos principais emissores, China (18%) e Estados Unidos (15%). Em 2019, o Brasil ficou em sexto lugar no ranking das emissões totais, mas ocupou apenas a décima quarta posição no setor de energia (CLIMATE WATCH, 2023). Diferentemente de muitos países, inclusive os principais emissores, o perfil de emissões do Brasil é mais influenciado pelos setores de mudança de uso da terra e florestas (41% em 2019) e agropecuário (29%), principalmente devido ao desmatamento, do que pelo setor de energia (21%), que traz uma significativa parcela de fontes renováveis (MCTI, 2022; SEEG, 2021). Considerando o mesmo ano, o país apresentou uma participação expressiva de 46% de fontes renováveis em sua oferta interna de energia, contrastando com a predominância de 86% de fontes não renováveis na oferta global de energia (EPE, 2022b, 2023).

Com o objetivo de reduzir suas emissões de GEE, o país assumiu compromissos que se tornaram sua Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC), definida no contexto dos Acordos de Paris, que consiste em reduzir as emissões em 37% em 2025 e, subsequentemente, 50% em 2030, com relação a 2005. Ainda, o país se comprometeu a atingir a neutralidade de carbono em 2050. Como estratégias de mitigação, foi dada ênfase à ampliação do uso da bioenergia e da parcela de fontes renováveis na matriz energética (BRASIL, 2015, 2022).

Em consonância com a NDC brasileira, os biocombustíveis nacionais ganharam ainda mais força com a implementação do RenovaBio, a Política Nacional de Biocombustíveis, instituída pela Lei 13.576/2017, que visa reconhecer o papel estratégico dos biocombustíveis na promoção de segurança energética e mitigação das emissões de GEE na matriz energética brasileira. Por meio do programa, foram introduzidos mecanismos de mercado que visam promover a redução de emissões de GEE e expandir a produção e uso de biocombustíveis no

país, que são, basicamente, o estabelecimento das metas compulsórias nacionais anuais de descarbonização e a certificação de biocombustíveis, por meio dos quais são gerados os Créditos de Descarbonização (CBIOs) comercializados em bolsa. Para atingir as metas nacionais de descarbonização, as distribuidoras de combustíveis devem comprar CBIOs, que são emitidos por produtores e importadores que aderem voluntariamente ao programa e passam pelo processo de certificação, no qual é gerada a Nota de Eficiência Energético-Ambiental (NEEA). A quantidade de CBIOs emitida é diretamente proporcional à NEEA e ao volume de biocombustível produzido (BRASIL, 2017).

Neste contexto, a captura de carbono se destaca na produção de etanol de cana-de-açúcar, uma vez que a fermentação produz uma corrente de CO<sub>2</sub> considerada pura e em grande quantidade. Como as emissões de CO<sub>2</sub> biogênico da fermentação, aproveitamento da biomassa residual e queima do biocombustível são consideradas residuais, a captura de carbono tem o potencial de gerar emissões negativas, contribuindo com o alcance das metas de mitigação de emissões do país (MERSCHMANN; SZKLO; SCHAEFFER, 2016; MOREIRA *et al.*, 2016). Além disso, diante do potencial de produção de biometano no setor sucroenergético, também seria possível capturar do CO<sub>2</sub> do processo de purificação do biogás, oriundo da biodigestão anaeróbica dos resíduos da agroindústria da cana (EPE, 2022d; JANKE *et al.*, 2015; SUN *et al.*, 2015).

## 1.2. Objetivo

Os objetivos principais deste estudo são: avaliar o potencial da captura de carbono associada à produção de etanol de cana-de-açúcar e coprodução de biometano dos resíduos da cana-de-açúcar – vinhaça e torta de filtro; avaliar o efeito da captura de carbono, para armazenamento ou utilização, sobre o desempenho ambiental do etanol e do biometano; e estimar a remuneração do crédito de descarbonização (CBIO) necessária para tornar a implementação da captura de carbono economicamente viável no âmbito da política do RenovaBio em diferentes cenários. No escopo deste estudo, a avaliação da captura de carbono está limitada aos processos que ocorrem na fronteira da biorrefinaria, que compreende a destilaria e a planta de biometano anexa, ou seja, aos processos de captura, tratamento de gases e compressão do CO<sub>2</sub>, não sendo avaliados os aspectos técnicos, ambientais e econômicos associados à logística, utilização e armazenamento do CO<sub>2</sub>.

Como objetivos específicos, destacam-se:

- Compilar parâmetros de desempenho do processo de produção de etanol nas usinas de cana-de-açúcar no Brasil.
- Compilar parâmetros de desempenho do processo de produção de biometano a partir da biodigestão anaeróbica dos resíduos da cana-de-açúcar (vinhaça e torta de filtro).
- Construir um modelo de simulação da planta de cogeração de uma usina de cana-de-açúcar típica e estimar o efeito da captura de CO<sub>2</sub> sobre o balanço energético da usina.
- Avaliar o efeito da captura de CO<sub>2</sub> sobre o desempenho ambiental do etanol e do biometano, em termos de emissões de GEE, e a capacidade de emissão de créditos de descarbonização (CBIOs), através do cálculo da Nota de Eficiência Energético-Ambiental (NEEA) utilizando a ferramenta RenovaCalc.
- Estimar o preço de *breakeven* do CBIO.

## **2. REVISÃO DA LITERATURA**

Neste capítulo, é apresentada uma revisão da literatura acerca dos principais aspectos do setor sucroenergético brasileiro (2.1), do potencial energético do aproveitamento dos resíduos da agroindústria a cana – especialmente, a vinhaça e a torta de filtro – (2.2), da bioenergia associada à captura, utilização e armazenamento de carbono (2.3), e das principais características do programa RenovaBio (2.4).

### **2.1. Setor sucroenergético brasileiro**

No Brasil, o setor sucroenergético caracteriza um dos pilares estratégicos da economia brasileira pela produção de açúcar, etanol combustível, bioeletricidade e biometano. No Balanço Energético Nacional 2022 (ano base em 2021), os produtos da cana-de-açúcar representaram 14,7% da produção de energia primária e 16,4% da oferta interna de energia (EPE, 2022b). Nesta seção, são apresentadas os principais números e características referentes à produção de etanol anidro e hidratado, bioeletricidade e biometano no setor sucroenergético brasileiro.

#### **2.1.1. Etanol**

A liderança brasileira na pesquisa e produção de etanol de cana-de-açúcar, bem como a vocação para a produção de biomassa e bioenergia de forma geral, tem raízes no Brasil Colônia. No século XVI, poucas décadas após a chegada dos colonizadores portugueses, ocorreu a introdução e expansão da cana-de-açúcar em solo nacional, e o açúcar passou a ser produzido e exportado para a Europa. Em 1975, quatro séculos mais tarde, a cana-de-açúcar abriu novas perspectivas para o setor energético brasileiro com a criação do Proálcool (Programa Nacional do Álcool). Frente ao primeiro choque do petróleo, bem como aos preços baixos no mercado internacional de açúcar, o governo e a indústria apostaram no etanol de cana como alternativa à gasolina. Na primeira fase do Programa (1975-1979), o álcool anidro, que era produzido em destilarias anexas às usinas de açúcar, foi adicionado como aditivo à gasolina. Na segunda fase (1979-1985), com o surgimento das destilarias autônomas, o etanol hidratado foi empregado como substituto ao combustível fóssil em tanques de veículos movidos à álcool (CRUZ *et al.*, 2016).

Atualmente, o etanol supre quase a metade da demanda por combustíveis para veículos leves do ciclo Otto no Brasil. Com base em dados apresentados na Análise de Conjuntura de Biocombustíveis de 2021, publicada pela Empresa de Pesquisa Energética, o etanol representou cerca de 47% do mercado em relação à gasolina A considerando uma média simples dos anos 2019, 2020 e 2021 (Figura 2.1) (EPE, 2022a). Para o mesmo período, foram produzidos em média 32,8 bilhões de litros ao ano (Figura 2.2), somados 22,2 bilhões de litros de etanol hidratado – o etanol comum disponibilizado nos postos de distribuição – e 10,6 bilhões de litros de etanol anidro – que é misturado à gasolina comum em até 27% do volume (ANP, 2020; EPE, 2021). Em 2022, a produção foi de 29,8 bilhões de litros de etanol, sendo 12,0 e 17,9 bilhões de litros de etanol anidro e hidratado, respectivamente (ANP, 2023). Embora a capacidade nominal total de produção de etanol no Brasil seja de 66,0 bilhões de litros, segundo estimativa de abril de 2016, a capacidade utilizada é de 47,9% (CONAB, 2019).

Na safra de 2019/20, que registrou recorde na produção de biocombustíveis, cerca de 95% da produção de etanol foi proveniente da cana-de-açúcar (34,0 de 35,7 bilhões de litros) (CONAB, 2021). Atualmente, o Brasil é o segundo maior produto mundial de etanol, com representatividade de 26% da produção em 2022, sendo os Estados Unidos o primeiro produtor (94% de etanol do milho) com 55% e a União Europeia o terceiro com 5% da produção (RFA, 2023).

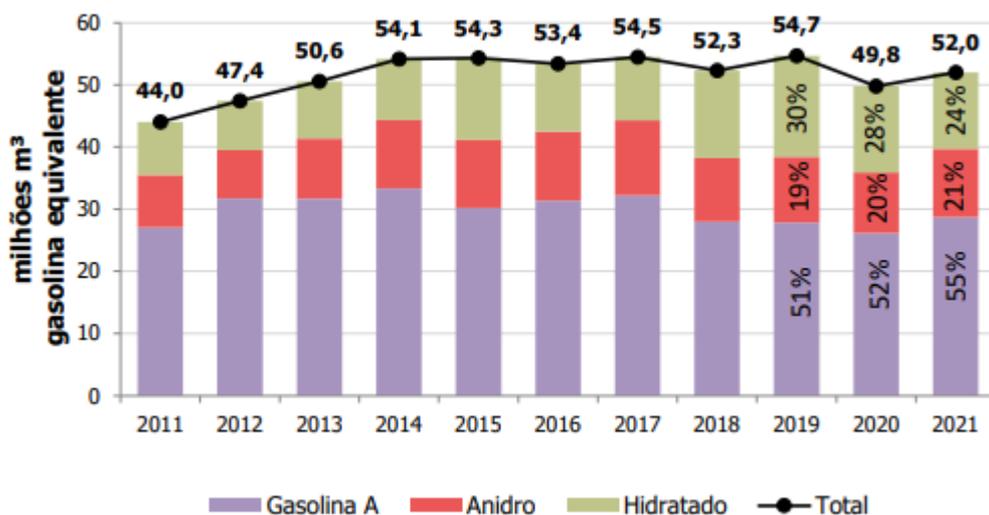


Figura 2.1. Demanda por combustíveis de veículos leves do ciclo Otto.

Fonte: EPE (2022a).

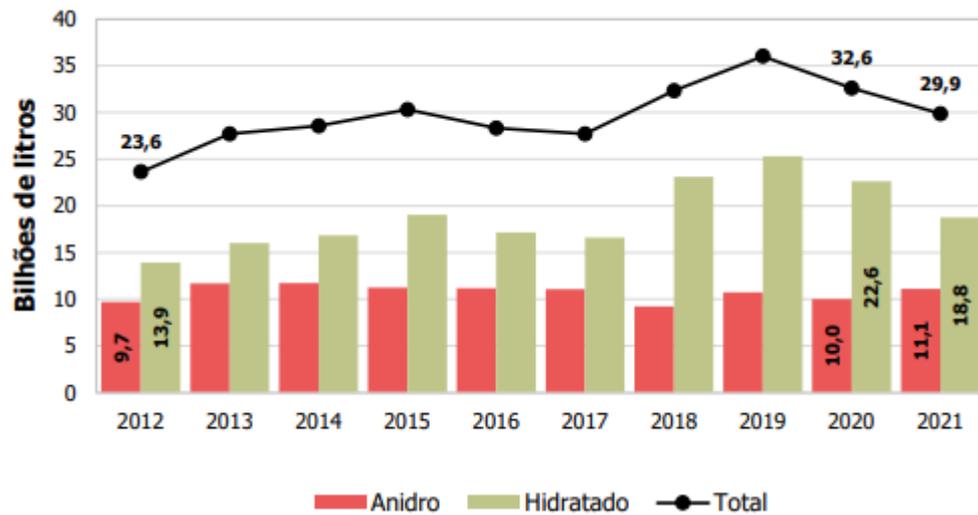


Figura 2.2. Produção brasileira de etanol.

Fonte: EPE (2022a).

Em uma estimativa da Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB) de 2016, foram contabilizadas 367 unidades de produção, sendo 70,3% usinas mistas, com produção de açúcar e etanol, e 26,4% destilarias autônomas, com produção exclusiva de etanol. Destas usinas, 298 estão localizadas na região Centro-Sul, e apresentam as melhores médias de produtividade de cana e capacidade de moagem do país: 80,2 kg de cana por hectare e 2,07 Mt de cana por safra, respectivamente. Ainda assim, apesar de a maioria das unidades (82,6%) processarem até 3 Mt de cana por safra, a distribuição percentual de toda a cana processada por capacidade de moagem é heterogênea: 31,4% da cana é processada em unidades com capacidade de até 2 Mt (61,7% das unidades), 28,4% em unidades de 2 a 3 Mt (20,9%), 29,4% em unidades de 3 a 5 Mt (14,6%), e 10,8% em unidades que processam mais de 5 Mt de cana por safra (2,86%). Vale destacar que são processadas mais de 10 Mt de cana por safra na maior unidade de produção, localizada no Estado de São Paulo (CONAB, 2019).

Outro fator de destaque para as usinas da região Centro-Sul é a colheita 97,1% mecanizada (dados da safra 2020/21), prática que aboliu praticamente toda a queima prévia do campo na região, onde a colheita manual era superior a 70% na safra de 2007/08. Por outro lado, no Norte/Nordeste, a colheita é apenas 23,2% mecanizada (CONAB, 2021).

No gráfico da Figura 2.3, é apresentado o mix de produção das usinas em porcentagem de ATR (Açúcar Total Recuperável) destinado à produção de açúcar, etanol anidro e etanol hidratado. O ATR é uma base comum de comparação e remuneração, que quantifica o açúcar

contido na cana e seus produtos (BNDES, 2008). Nas últimas três safras, um percentual médio de 58% de ATR foi destinado à produção de etanol (EPE, 2022a). Ainda assim, não é observada uma tendência de preferência específica pela produção de um ou outro produto da cana-de-açúcar, sendo este um fator determinado pela sua atratividade econômica no mercado em cada período.

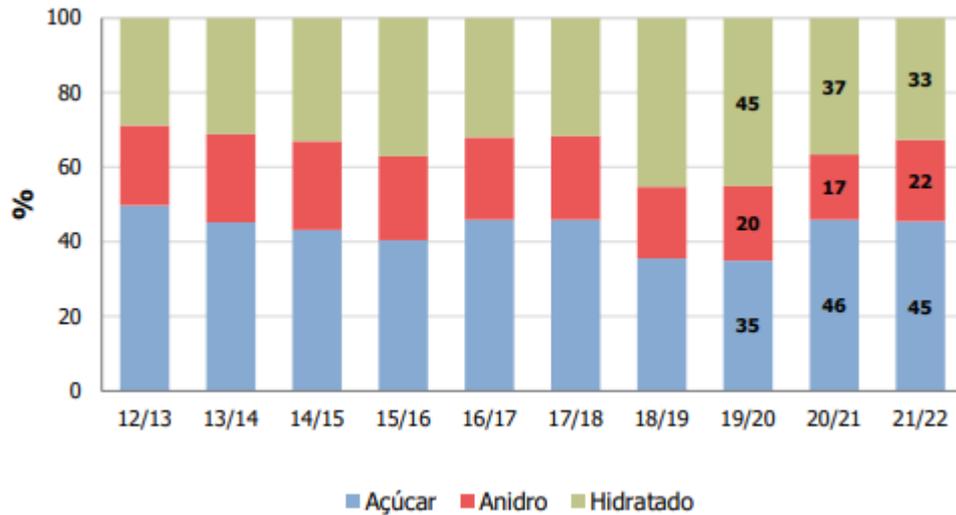


Figura 2.3. Mix de produção: açúcar x etanol.

Fonte: EPE (2022a).

### 2.1.2. Bioeletricidade

As usinas atuais são capazes de produzir bioeletricidade como coproduto em sistemas de cogeração a partir da queima do bagaço e, mais recentemente, da palha da cana – resíduos do processo de produção do etanol. Além de atingir autossuficiência energética, a energia elétrica excedente é exportada para a rede, reforçando o papel estratégico do setor sucroenergético. Nos anos de 2020 e 2021, a participação da bioeletricidade da cana-de-açúcar exportada (excedente) na matriz elétrica nacional foi aproximadamente igual a 3,5% e 2,9%, respectivamente (EPE, 2021, 2022a). Considerando a produção total de bioeletricidade da cana, ou seja, a parcela consumida pelas usinas e a exportada para a rede, a sua participação correspondeu a 6,2% (2020) e 5,2% (2021) da oferta interna de energia elétrica nacional (EPE, 2023).

No processamento da cana, são produzidos aproximadamente 280 kg/tc de bagaço com cerca de 50% de umidade, que podem ser armazenados e utilizados continuamente como

combustível em sistemas de cogeração nas usinas. Os sistemas de cogeração consistem, resumidamente, em sistemas integrados que combinam a produção de energia nas formas de calor e eletricidade a partir de uma única fonte de energia primária, neste caso, biomassa de cana-de-açúcar. Nos sistemas de cogeração das usinas de açúcar e etanol, é gerado vapor de alta pressão que supre toda a demanda energética da usina: energia elétrica para bombas, sistemas de controle, iluminação, entre outros; energia mecânica para moendas, trituradores, picadores e sistemas de acionamento direto; e vapor de baixa pressão para os processos da usina, como a destilação do álcool (BNDES, 2008; CIRQUEIRA *et al.*, 2022; SEABRA, 2008; SHAPIRO *et al.*, 2013).

Atualmente, as usinas modernas, ou que passaram por alguma modernização, utilizam sistemas de cogeração com turbinas de condensação com extração, ou CEST (*Condensing Extraction Steam Turbine*), que permitem a extração flexível de vapor para atender às diferentes demandas em diferentes níveis de pressão, e a operação durante o ano todo. Ademais, em novas usinas, ao invés da utilização do vapor para acionamento mecânico de equipamentos pesados, são utilizados motores elétricos, permitindo que mais vapor seja direcionado para a geração de energia elétrica (Figura 2.4) (SEABRA, 2008; SHAPIRO *et al.*, 2013).

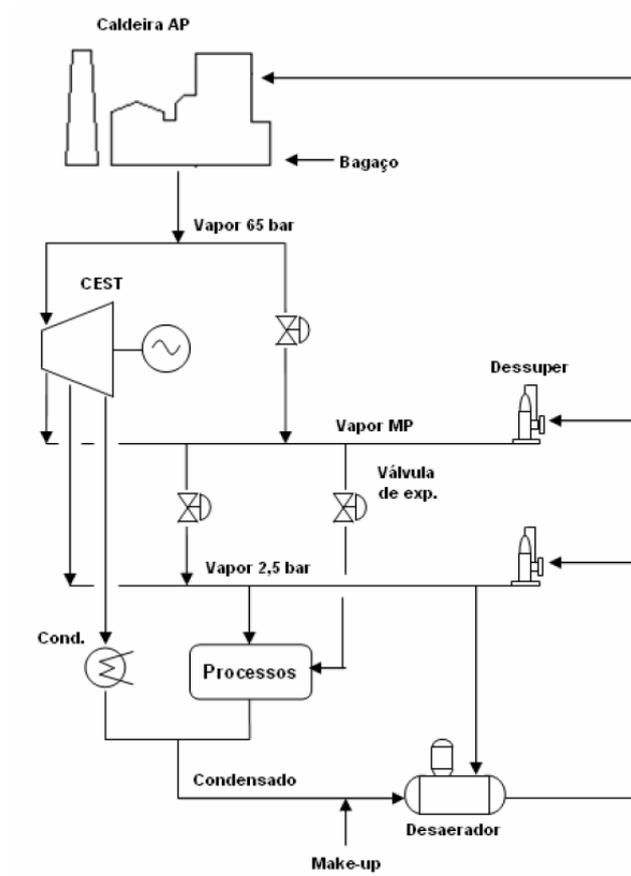


Figura 2.4. Representação esquemática simplificada de uma usina com sistema de cogeração que utiliza CEST e acionamento elétrico.

Fonte: SEABRA (2008).

### 2.1.3. Biometano

Segundo a EPE, os resíduos do setor sucroenergético concentram o maior potencial de produção de biogás e biometano no Brasil. Trata-se de uma atividade promissora em estágios iniciais de operação no país, com um potencial de produção anual de 34,9 bilhões de  $\text{Nm}^3$  de biogás em 2032, ou 19,2 bilhões de  $\text{Nm}^3$  de biometano, se considerada toda a destinação dos resíduos, divididos entre palhas e pontas (28,0 bi  $\text{Nm}^3$ ), vinhaça (4,9 bi  $\text{Nm}^3$ ) e torta de filtro (2,0 bi  $\text{Nm}^3$ ). Contudo, este potencial é reduzido para 3,5 bi  $\text{Nm}^3$  de biometano se consideradas apenas as usinas mais saudáveis do ponto de vista financeiro, segundo uma análise de sensibilidade realizada pela EPE. Neste caso, poderia ser produzido 1,8 bi  $\text{Nm}^3$  de biometano da biodigestão da vinhaça e torta de filtro. Além disso, se considerado o potencial total de produção de biometano, seria possível suprir a demanda de diesel A do setor agropecuário (20%

se considerada apenas a biodigestão) ou 60% da demanda de diesel do setor sucroenergético (EPE, 2022c, d). Para o Estado de São Paulo, em particular, o Research Center for Gas Innovation (RCGI), no âmbito do Fapesp-Shell-RCGI, lançou um mapa interativo de estimativas do potencial de produção de biogás e biometano de diversos setores. No caso do setor sucroenergético – vinhaça, torta de filtro e palha –, o potencial estimado para São Paulo é de 14,7 bilhões de m<sup>3</sup> de biogás e 7,8 bilhões de m<sup>3</sup> de biometano (RCGI, 2019).

Atualmente, a produção de biometano no Brasil é de 58,4 milhões de m<sup>3</sup> (2022), proveniente de resíduos sólidos urbanos, segundo a ANP (ANP, 2023). Considerando o biometano como substituto para o gás natural – geração de energia elétrica, combustível veicular e injeção nas redes de gás natural –, também vale destacar a demanda interna por este combustível no país (EPE, 2022d). Em 2021, a demanda total de gás natural no Brasil foi igual a 42,2 bilhões de m<sup>3</sup>/dia (EPE, 2022b). Deste volume, 46% foram destinados à geração termelétrica. Em menores parcelas, o gás natural foi consumido pelos setores industrial (23%), energético (12%) e de transportes (5%), com menos de 2% para o setor residencial e comercial/público; cerca de 11% foi consumido para a produção de derivados de petróleo. A demanda termelétrica varia consideravelmente ao longo do ano, sendo maior ou menor conforme a menor ou maior geração de energia hidrelétrica (EPE, 2020).

Recentemente, foram anunciados vários projetos de produção de biometano no setor sucroenergético brasileiro. Em 2021, a Usina Cocal iniciou a operação de primeira planta de biometano dos resíduos da cana – vinhaça, torta de filtro e palha – do setor sucroenergético, com capacidade de 33,5 milhões de m<sup>3</sup>/ano (COPERSUCAR, 2021). A Raízen, que já havia inaugurado a primeira planta de biogás de vinhaça para geração de energia elétrica em 2020 (RAÍZEN, 2020), apresentou em 2022 a construção da sua primeira planta de biometano a iniciar operação em 2023 com capacidade de produção de 26 milhões de m<sup>3</sup>/ano. A meta da empresa é construir 39 plantas com produção de biogás da vinhaça e torta de filtro (NOVACANA, 2023). Já em 2023, a GasBrasiliano e a Usina Cocal operacionalizaram o primeiro gasoduto brasileiro para transporte exclusivo de biometano – produzido a partir da vinhaça e torta de filtro –, com uma rede de distribuição de 65 km e capacidade de 25 mil m<sup>3</sup>/dia (CNN BRASIL, 2023).

## 2.2. Potencial energético da vinhaça e torta de filtro

Além do bagaço e da palha, a vinhaça e a torta de filtro são resíduos produzidos em quantidades significativas na agroindústria da cana. Em média, são gerados de 10 a 15 litros de vinhaça por litro de etanol produzido – ou 800 a 1000 litros por tonelada de cana processada – e de 30 a 100 quilogramas de torta de filtro por tonelada de cana processada. Atualmente, a vinhaça e a torta de filtro são intensamente utilizadas como fertilizantes na própria fase agrícola de produção da cana; a vinhaça, em especial, é utilizada para irrigação (fertirrigação) do campo, suprimindo a maior parte da demanda por irrigação e reduzindo significativamente o uso de fertilizantes minerais sintéticos, como potássio e fósforo (BNDES, 2008; CIRQUEIRA *et al.*, 2022). Na Figura 2.5, é apresentada uma representação esquemática dos processos de produção de açúcar e etanol em uma usina brasileira típica, bem como a geração dos resíduos da cana.

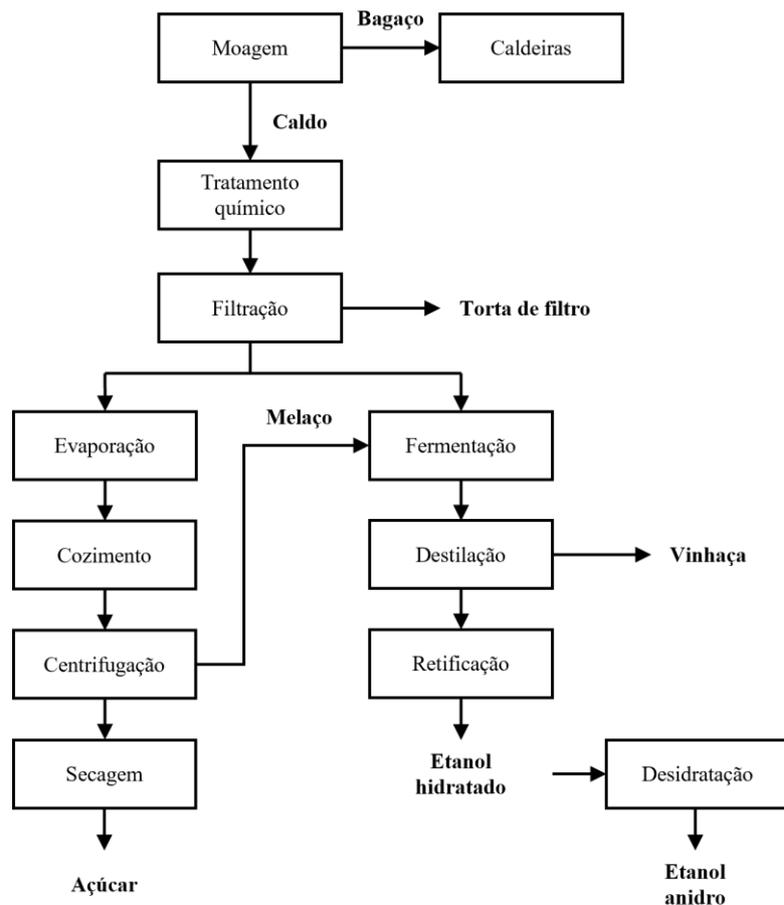


Figura 2.5. Representação esquemática da produção de açúcar, etanol e resíduos.

Fonte: Adaptado de BNDES (2008); SEABRA (2008).

Em outra direção, uma rota alternativa para a utilização da vinhaça e torta de filtro é o da biodigestão anaeróbica para produção de biogás e biometano. Esta estratégia, além de explorar um potencial energético não aproveitado, permite que os resíduos digeridos ainda sejam utilizados no campo, pois seu potencial fertilizante não é perdido (BNDES, 2008; JANKE *et al.*, 2015). Além disso, no caso da vinhaça, a biodigestão anaeróbica aliada à coagulação-floculação como forma de tratamento do resíduo pode reduzir os impactos ambientais oriundos da aplicação contínua da vinhaça no campo (FUESS; GARCIA, 2014).

Em uma extensa revisão sobre os impactos ambientais causados pela fertirrigação por vinhaça, FUESS; GARCIA (2014) apontam que o excesso de matéria orgânica e de nutrientes – principalmente potássio – além da alta concentração de sais – sulfatos, cloratos e nitratos – contido no resíduo podem causar, a depender do tipo de solo e matéria-prima, salinização do solo e lençóis freáticos, instabilidade do solo, redução do oxigênio dissolvido (OD) pela degradação da matéria orgânica, eutrofização de corpos d'água e desestabilização da estrutura do solo por superfertilização, contaminação, acidificação permanente do solo e corpos d'água, e redução de produtividade. Segundo o estudo, a matéria orgânica contida na vinhaça, medida em DQO (Demanda Química de Oxigênio) e DBO (Demanda Bioquímica de Oxigênio) é de ordem duas vezes superior àquela contida no esgoto doméstico – a DQO da vinhaça de cana apresenta uma média de 30,4 g/L, enquanto a do esgoto varia de 0,25-40 g/L.

A biodigestão anaeróbica é um processo biológico natural, complexo e sequencial em que diferentes populações de micro-organismos, em condições ambientais favoráveis e na ausência de oxigênio livre, convertem a matéria orgânica em biogás (70-90%) e uma pequena parcela de biomassa microbiana – que constitui o lodo (*sludge*) – (5-15%). O material não convertido em biogás ou biomassa, ou material não-degradável, representa cerca de 10-30%. Na Figura 2.6, está apresentada uma representação esquemática da conversão biológica da matéria orgânica em biogás, efluente (material não convertido) e lodo (biomassa microbiana) (CHERNICHARO, 2007; MORAES; ZAIAT; BONOMI, 2015). A quantidade de matéria orgânica em um efluente pode ser determinada pela sua DQO ou DBO, que representam o volume de oxigênio necessário para degradá-la por meio de um agente químico ou biológico, respectivamente (FUESS; GARCIA, 2012). O biogás produzido é rico em metano (CH<sub>4</sub>) (cerca de 60 a 80% em base seca) e CO<sub>2</sub> (30 a 40%), além de conter traços de hidrogênio, amônia, sulfeto de hidrogênio e oxigênio, a depender do substrato e condições da biodigestão (FUESS; GARCIA, 2012; LEME; SEABRA, 2017).

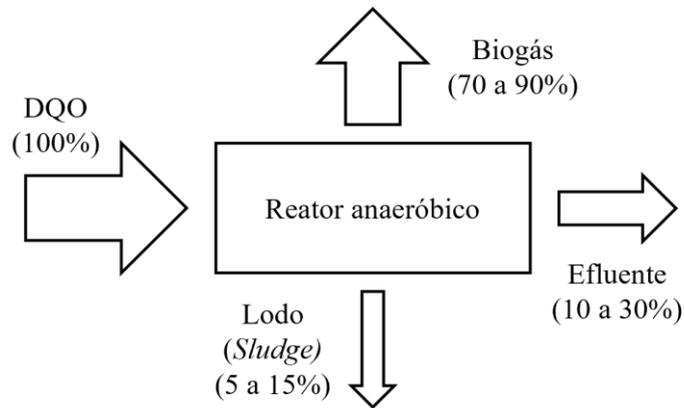


Figura 2.6. Conversão biológica da matéria orgânica em um sistema anaeróbico.

Fonte: Adaptado de CHERNICHARO (2007).

Diversos estudos apontam a geração de energia a partir da biodigestão anaeróbica da vinhaça como uma oportunidade promissora e sustentável de tratamento e utilização do resíduo que resultaria no aproveitamento de um potencial energético geralmente perdido (BERNAL *et al.*, 2017; FUESS; GARCIA, 2014; LEME; SEABRA, 2017; MORAES *et al.*, 2014; PAZUCH *et al.*, 2017; POVEDA, 2019). Na literatura, a maioria dos estudos foca na utilização do biogás para geração de energia elétrica (LEME; SEABRA, 2017), porém alguns estudos já avaliaram e demonstraram resultados positivos para seu uso em cogeração e produção de biometano, principalmente como combustível substituto do diesel (LEME; SEABRA, 2017; MORAES *et al.*, 2014; MORAES; ZAIAT; BONOMI, 2015; POVEDA, 2019). Além disso, utilizar o biogás em cogeração reduziria a demanda por bagaço para geração de vapor na usina, possibilitando a destinação do bagaço excedente para a produção de etanol de segunda geração (2G), gerando mais vinhaça (MORAES *et al.*, 2014). Neste caso, o teor de nutrientes é reduzido e o potencial fertilizante da vinhaça não justificaria sua aplicação no campo, porém estudos sobre a biodigestão anaeróbica da vinhaça do etanol 2G ainda estão em desenvolvimento (MORAES; ZAIAT; BONOMI, 2015).

O potencial energético associado à produção de biometano da biodigestão da vinhaça de cana foi estimado em 0,83 e 2,33 MJ por litro de etanol para a vinhaça do caldo e do melaço, respectivamente, considerando a eficiência de conversão energética de 30% (FUESS; GARCIA, 2012). Em JANKE *et al.* (2015), foram avaliados diferentes resíduos da cana, resultando em uma variação de 5-181 Nm<sup>3</sup> de metano por tonelada de resíduo. O potencial estimado para a vinhaça e torta de filtro é de 5-11 Nm<sup>3</sup>/t e 50-58 Nm<sup>3</sup>/t, respectivamente,

demonstrando que o conteúdo energético da torta de filtro é significativamente maior que o da vinhaça. Apesar de ser gerada uma quantidade significativamente inferior de torta de filtro em relação à vinhaça, a proporção do potencial de produção de biometano a partir da biodigestão anaeróbica destes resíduos é de 30% para a torta de filtro e 70% para a vinhaça, aproximadamente.

Segundo MORAES et al. (2014), no contexto brasileiro, uma destilaria autônoma que processa 2 Mt de cana por safra poderia utilizar o biogás da vinhaça para gerar uma potência elétrica de 18,1 MW, sendo 21,7 GWh/ano em cogeração ou 27,4 GWh/ano em geradores estacionários de eletricidade, representando respectivos adicionais de 10,9 e 13,8 kWh/tc no balanço energético da usina. No mesmo estudo, foi apontado que o biogás poderia substituir 40% do consumo de diesel das operações agrícolas da usina (autônoma ou anexa) e o restante poderia substituir 8% do bagaço utilizado em cogeração, sendo esta a opção mais atrativa quando avaliada a possibilidade de emissão de créditos de carbono.

Em conformação com a Resolução 8/2015 da ANP, o biometano combustível deve conter concentrações superiores a 96,5% mol de CH<sub>4</sub> e inferiores a 3% mol de CO<sub>2</sub>, em base seca, além de no máximo 10 mg/m<sup>3</sup> de H<sub>2</sub>S, para que seja garantida a intercambialidade entre o biometano e o gás natural (ANP, 2015). Desta forma, é necessário que o biogás passe pelos processos de limpeza e purificação (ou *upgrading*) para que seja produzido o biometano nos valores de qualidade exigidos. No processo de limpeza, são retirados contaminantes em menor quantidade, incluindo o vapor d'água, H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub>, siloxanos, O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, VOCs (compostos orgânicos voláteis) e H<sub>2</sub>. No processo de purificação, é realizada, basicamente, a remoção de CO<sub>2</sub> (COELHO *et al.*, 2018).

O processo de remoção de H<sub>2</sub>S deve ser realizado nas primeiras etapas da limpeza e purificação do biogás, pois trata-se de uma substância altamente tóxica e corrosiva; a tecnologia empregada varia de acordo com o uso final, composição, concentração e vazão do gás (COELHO *et al.*, 2018; LEME; SEABRA, 2017). Para a remoção de água, o método empregado depende da tecnologia utilizada para remoção de CO<sub>2</sub>, sendo os principais: remoção por compressão do biogás – por compressão, resfriamento e condensação –, por desidratadores de biogás (com resfriamento) e por adsorção por variação de temperatura (TSA) (LEME; SEABRA, 2017).

Em LEME; SEABRA (2017), foram avaliados os aspectos técnico-econômicos das principais rotas tecnológicas da purificação do biogás para produção de biometano da vinhaça de cana no Brasil. Foi estimada produção de 474 a 489 TJ<sub>PCS</sub> de biometano por safra, a preços de 30 R\$/GJ<sub>PCS</sub> a 34 R\$/GJ<sub>PCS</sub>, inferiores ao preço do diesel, de 42 R\$/GJ (com base nos preços de 2014). Segundo os autores, com o objetivo de gerar biometano a preços competitivos no mercado de gás natural, seria necessário um processamento de cana-de-açúcar de pelo menos 4 Mtc por safra para uma destilaria anexa e 2 Mtc por safra para uma destilaria autônoma.

Ademais, em LEME; SEABRA (2017) são apresentadas as cinco rotas tecnológicas mais relevantes para a remoção de CO<sub>2</sub> de acordo com a literatura e entrevistas com fornecedores e proprietários de usinas. São elas a lavagem com água sob pressão (HPWS – *high pressure water scrubbing*), lavagem física com solvente orgânico (*organic-physical scrubbing*), lavagem com amina (*amine scrubbing*), separação por membrana (*membrane separation*) e adsorção por variação de pressão (PSA - *Pressure Swing Adsorption*). Na Figura 2.7, é apresentado um fluxograma genérico da produção de biometano a partir da biodigestão anaeróbica da vinhaça.

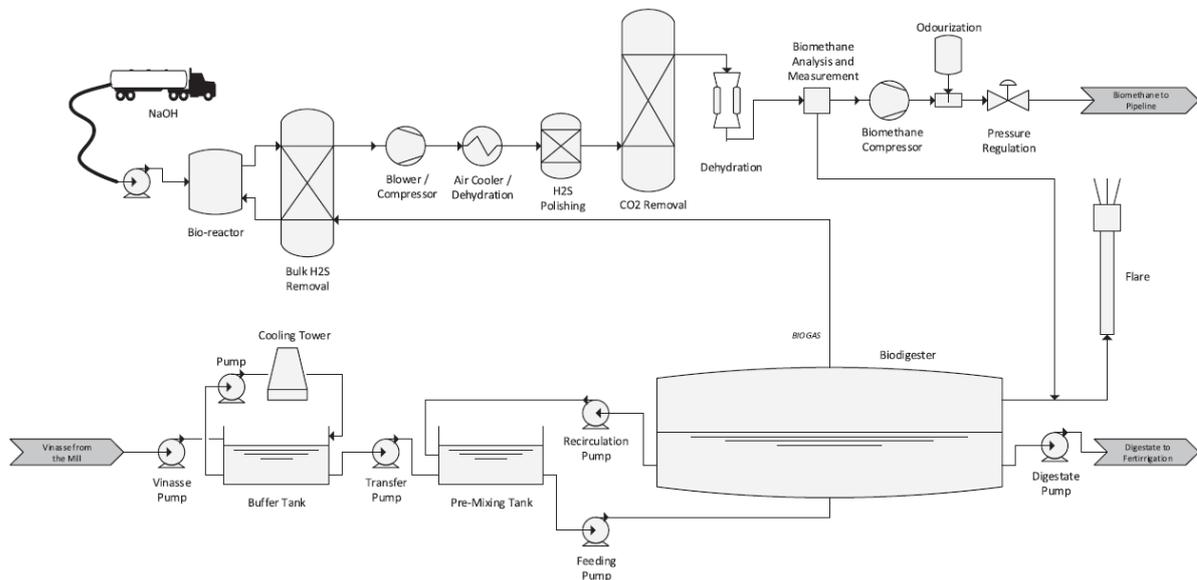


Figura 2.7. Fluxograma genérico da biodigestão anaeróbica da vinhaça e produção de biometano.

Fonte: LEME; SEABRA (2017).

### 2.3. BECCUS: Bioenergia com captura, utilização e armazenamento de carbono

A captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS - *Carbon Capture, Utilization and Storage*) consiste em um conjunto de tecnologias de captura de CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono ou gás carbônico) de fontes pontuais – geralmente do setor de energia –, transporte via dutos, caminhões, trens ou navios, utilização como matéria-prima ou recurso para produtos ou serviços com potencial de mercado, e/ou armazenamento em formações geológicas adequadas. Neste contexto, CCUS abrange tanto a captura e armazenamento de carbono (CCS – *Carbon Capture and Storage*) quanto a captura e utilização de carbono (CCU – *Carbon Capture and Utilization*), bem como aplicações que abrangem ambas as categorias (IEA, 2020, 2019).

Quando a captura, utilização e armazenamento de carbono é associada à bioenergia, isto é, ao aproveitamento de biomassa para geração de energia, CCUS torna-se BECCUS (*Bioenergy with Carbon Capture, Utilization and Storage*). As tecnologias BECCUS abrangem, de forma similar a CCUS, as tecnologias BECCS (*Bioenergy with Carbon Capture and Storage*) e BECCU (*Bioenergy with Carbon Capture and Utilization*). No caso de CCUS, devido à sua associação à energia fóssil, sempre há emissões líquidas positivas de CO<sub>2</sub> por características intrínsecas ao ciclo de vida dos seus produtos. Em BECCUS, ocorre a captura de CO<sub>2</sub> biogênico, ou seja, proveniente da absorção biológica de CO<sub>2</sub> atmosférico durante o processo de fotossíntese do vegetal (biomassa). Desta forma, BECCUS é capaz de promover não apenas a neutralidade de carbono, mas emissões negativas, caso a remoção de CO<sub>2</sub> da atmosfera (inclusive emissões antropogênicas precedentes) seja superior à liberação do CO<sub>2</sub>, o que demonstra seu alto potencial de mitigação (IEA, 2016, 2020; MURADOV, 2014). Na Figura 2.8, é apresentada uma representação esquemática dos principais fluxos de CO<sub>2</sub> biogênico para um sistema BECCUS genérico.

No contexto do aquecimento global e mudanças climáticas, as tecnologias CCUS são consideradas um pilar fundamental na mitigação das emissões de GEE, sem as quais seria impossível alcançar a neutralidade de carbono, isto é, o equilíbrio entre as emissões e as remoções de GEE da atmosfera, que resultaria em emissões líquidas nulas (IEA, 2020). Neste sentido, é necessário contabilizar as emissões e remoções de GEE considerando o ciclo de vida de produtos e serviços. Sendo assim, só é possível determinar os benefícios climáticos reais de CCUS por uma abordagem de ciclo de vida. No caso da utilização, não ocorre necessariamente

uma redução das emissões, sendo necessária a substituição de um produto ou serviço por outro de maior intensidade de carbono para que haja benefício climático real (IEA, 2019).

Além disso, à medida que ocorrer a descarbonização dos diversos setores, os benefícios climáticos da utilização de CO<sub>2</sub> também diminuirão, aumentando a necessidade pelo uso do CO<sub>2</sub> removido da atmosfera pela produção de biomassa (BECCUS) ou diretamente do ar (DAC) (IEA, 2020, 2019). Segundo a Agência Internacional de Energia, CCU é um complemento a CCS, e não uma alternativa, uma vez que não é capaz de promover reduções de emissões em magnitudes comparáveis às de CCS. No entanto, a utilização de CO<sub>2</sub> pode apoiar o desenvolvimento de produtos e serviços com uma pegada de carbono reduzida, além de servir de ponto de partida para CCS. Além da escala restrita, esta limitação se dá pelo estágio inicial de desenvolvimento tecnológico e de mercado para a utilização de CO<sub>2</sub> (IEA, 2019).

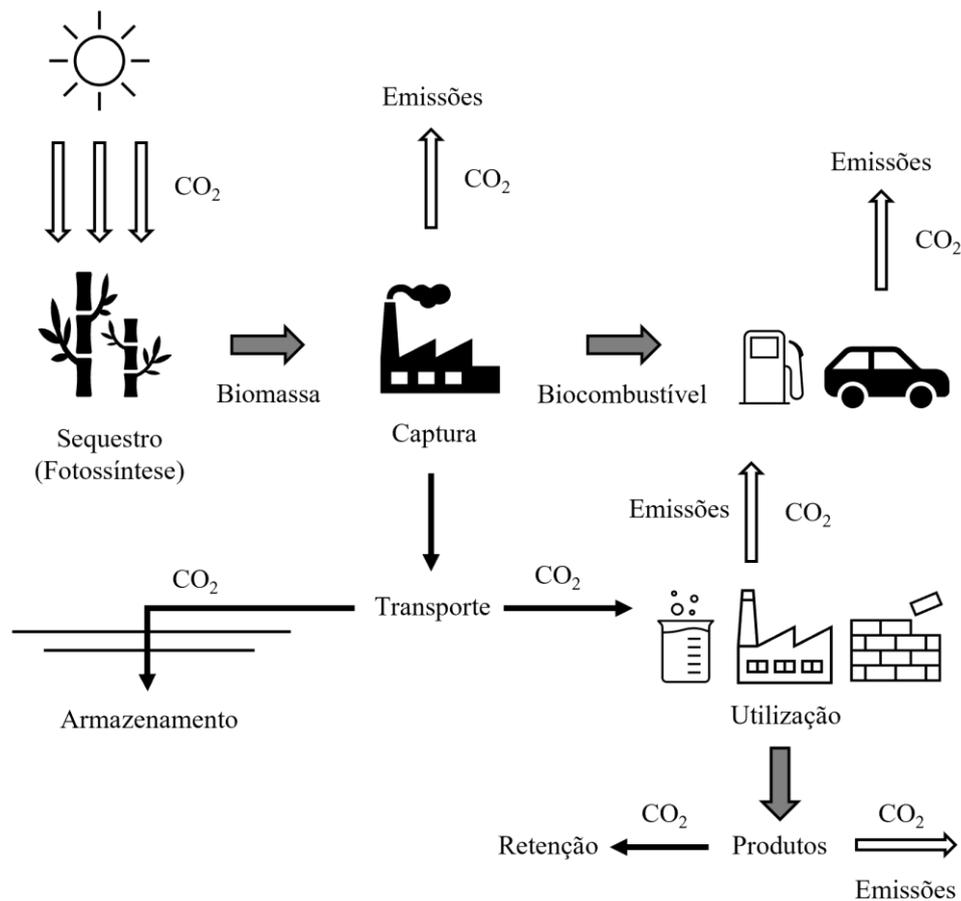


Figura 2.8. Representação esquemática dos principais fluxos de CO<sub>2</sub> biogênico em sistemas BECCUS.

Fonte: Adaptado de IEA (2020); MURADOV (2014).

Nas subseções seguintes, serão apresentadas as principais características dos processos de captura, transporte, utilização e armazenamento de CO<sub>2</sub>; uma revisão dos estudos sobre a implementação de BECCUS no setor sucroenergético brasileiro; os principais projetos existentes de CCUS e BECCUS; e como BECCUS é considerado em regulações de biocombustíveis e mercados de carbono internacionais

### 2.3.1. Captura de CO<sub>2</sub>

A captura de CO<sub>2</sub> consiste em obter um fluxo concentrado do gás a partir de fontes pontuais. Geralmente, a captura é empregada em fontes onde o fluxo de CO<sub>2</sub> é grande o suficiente para que seja técnica e economicamente viável (IEA, 2020; IPCC, 2005). As principais tecnologias de captura são baseadas em absorção química, separação física, separação de oxi-combustão, separação por membranas, separação direta, *looping* de cálcio e *looping* químico. A seleção de uma tecnologia dependerá de uma série de fatores técnicos, incluindo a fonte, volume, condições de operação, integração com a instalação e pureza desejada de CO<sub>2</sub>, e econômicos, uma vez que os custos de captura variam significativamente. Atualmente, as tecnologias baseadas em absorção química e separação física são as mais avançadas e amplamente adotadas (IEA, 2020). Na lista a seguir, estão resumidas as principais tecnologias de captura de CO<sub>2</sub> identificadas na literatura (IEA, 2020; IPCC, 2005):

- 1) Absorção química: o CO<sub>2</sub> é capturado a partir da reação com um solvente químico, sendo a absorção utilizando solventes a base de aminas a tecnologia mais avançada.
- 2) Separação física: o CO<sub>2</sub> é capturado a partir da adsorção, absorção, separação criogênica ou desidratação e compressão, utilizando uma superfície sólida. Após capturado, o CO<sub>2</sub> é separado por diferentes métodos – adsorção por variação de temperatura (TSA), adsorção por variação de pressão (PSA) ou adsorção por variação de vácuo (VSA).
- 3) Separação de oxi-combustão: é utilizado O<sub>2</sub> puro ao invés de ar em um processo de combustão, que produz CO<sub>2</sub> e água, bastando um processo de desidratação para obter CO<sub>2</sub> em alta pureza.
- 4) Separação por membranas: o CO<sub>2</sub> é capturado através da passagem de gases – como o gás de síntese e o biogás – através de membranas de alta seletividade para o CO<sub>2</sub>.
- 5) Separação direta: aplicação particular ao processo de produção de cimento, em que o CO<sub>2</sub> é capturado diretamente do calcário por meio de um aquecimento indireto.

- 6) *Looping* de cálcio: o  $\text{CO}_2$  é capturado em duas etapas. Primeiro, cal ( $\text{CaO}$ ) é utilizado como sorvente para capturar o  $\text{CO}_2$  de um fluxo de gases, formando carbonato de cálcio ( $\text{CaCO}_3$ ). Então, o carbonato de cálcio é levado a um processo de regeneração, formando cal e  $\text{CO}_2$  puro.
  - 7) *Looping* químico: similar ao *looping* de cálcio, o  $\text{CO}_2$  é capturado em duas etapas. Primeiro, partículas de metal se ligam ao oxigênio presente em um fluxo de gases, formando óxidos metálicos. Então, os óxidos metálicos são levados a reagir com um combustível, formando um fluxo concentrado de  $\text{CO}_2$ , e regenerando o metal.
- 1) No caso da captura de carbono associada à produção do bioetanol de cana-de-açúcar, há quatro principais tecnologias de captura de  $\text{CO}_2$  (Figura 2.9), que são, no caso da combustão dos resíduos da cana, a captura pré-combustão, pós-combustão e de oxi-combustão, e, no caso do processo de fermentação, a separação física (MÖLLERSTEN; YAN; MOREIRA, 2003; RESTREPO-VALENCIA, 2018). Na captura pré-combustão, ocorre a gaseificação da biomassa e produção de um combustível rico em hidrogênio, do qual o  $\text{CO}_2$  é removido por absorção química, separação física ou por membranas. Na captura pós-combustão, o  $\text{CO}_2$  é removido por absorção química. Na captura de oxi-combustão, o processo ocorre conforme descrito anteriormente. Na captura da fermentação, o processo de fermentação produz etanol e  $\text{CO}_2$  em proporções aproximadamente iguais em relação à massa, requerendo apenas um processo de separação física para obter uma corrente praticamente pura de  $\text{CO}_2$ .

Dentre as principais tecnologias de captura de  $\text{CO}_2$ , há duas que, até o momento, se mostram mais interessantes para o processamento industrial de cana-de-açúcar, que são a captura pela conversão da fermentação e a captura pós-combustão (MÖLLERSTEN; YAN; MOREIRA, 2003). No primeiro caso, a captura ocorre na saída do reservatório de fermentação, no qual estima-se que 95% dos açúcares são convertidos em massas aproximadamente iguais de etanol e  $\text{CO}_2$ , sendo este liberado em uma corrente considerada pura que necessita apenas de processos de compressão. E a segunda é aplicada à combustão de biomassa, composta pelo bagaço combinado à palha, nos sistemas de cogeração, em que o  $\text{CO}_2$  é removido dos gases de exaustão. Neste caso, a tecnologia mais desenvolvida e adequada para estes sistemas de geração de energia é a absorção por meio de um solvente, sendo necessários processos de absorção e regeneração anteriores à compressão (MÖLLERSTEN; YAN; MOREIRA, 2003; RESTREPO-VALENCIA, 2018; RESTREPO-VALENCIA; WALTER, 2019).

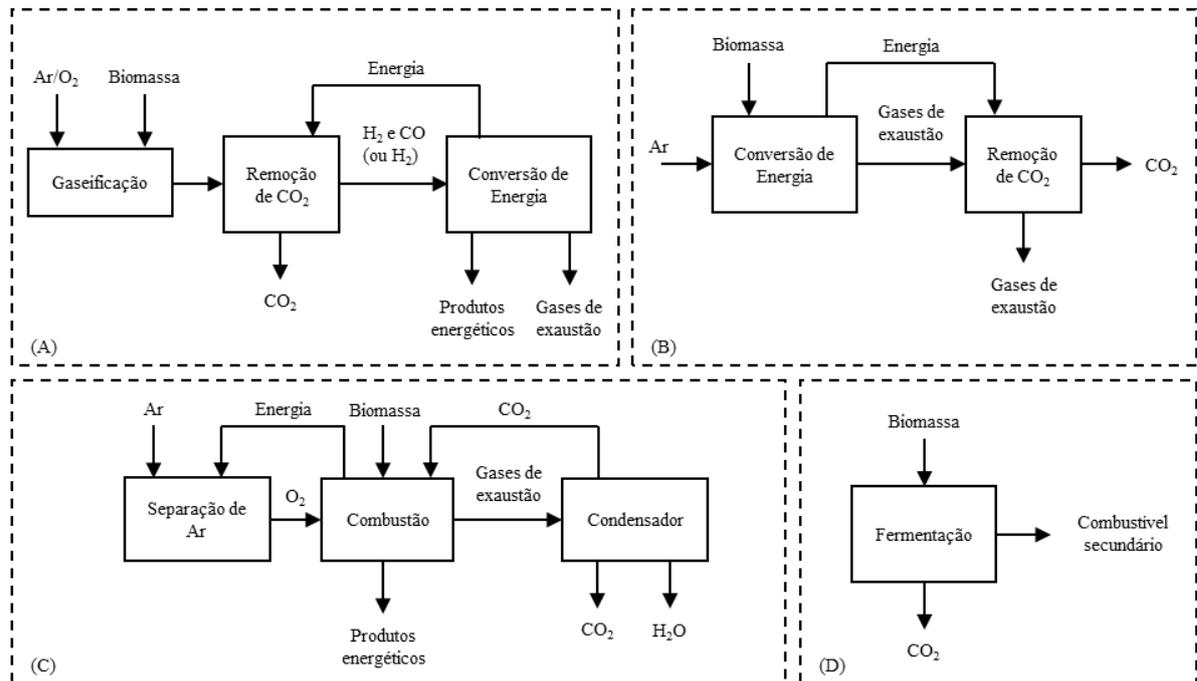


Figura 2.9. Principais tecnologias de bioenergia com captura de CO<sub>2</sub>: captura pré-combustão (A), captura pós-combustão (B), captura da oxi-combustão (C) e captura da fermentação (D).

Fonte: Adaptado de MÖLLERSTEN; YAN; MOREIRA (2003).

### 2.3.2. Transporte de CO<sub>2</sub>

No transporte de CO<sub>2</sub>, os dois principais meios disponíveis são dutos e navios, para longas distâncias e grandes quantidades de CO<sub>2</sub>, e caminhões-tanque e trens, para curtas distâncias e pequenas quantidades de CO<sub>2</sub>. A tecnologia de transporte via dutos é madura e amplamente implementada em larga escala, sendo a forma mais barata de transportar grandes fluxos de CO<sub>2</sub> para armazenamento *onshore* e, em alguns casos, *offshore*. Contudo, há a necessidade de um grande investimento inicial para a construção da infraestrutura, bem como de estágios de compressão do gás devido às perdas de carga em longas distâncias, e da consideração de diversos aspectos técnicos e geográficos, como os locais de coleta e de injeção de CO<sub>2</sub> (IEA, 2020; KETZER *et al.*, 2016). Devido às semelhanças entre o transporte de CO<sub>2</sub> e o de gás natural via dutos, é possível reaproveitar gasodutos já existentes, reduzindo significativamente os custos de infraestrutura de transporte de CO<sub>2</sub>. Em geral, estes custos tendem a representar bem menos de 25% do custo total de projetos CCUS (IEA, 2020). Outra possibilidade, e uma tendência crescente, é a criação de *hubs* transporte, que possibilita a redução de custos pelo compartilhamento de uma rede de dutos entre diversas instalações de captura (IEA, 2022; SILVA *et al.*, 2018).

### 2.3.3. Armazenamento de CO<sub>2</sub>

O armazenamento de CO<sub>2</sub> consiste na injeção e retenção permanente do gás em um reservatório. Os maiores potenciais globais de armazenamento de CO<sub>2</sub> em grandes quantidades e em segurança são encontrados em formações salinas profundas e em reservatórios de petróleo e gás. Além de coberturas rochosas impermeáveis impedindo a ascensão do gás, as condições adequadas de temperatura e pressão garantem o estado supercrítico do CO<sub>2</sub>, permitindo que o fluido permaneça preso em armadilhas, ou “trapas”, ou até mesmo dissolvidos e mineralizados (KETZER *et al.*, 2016). De forma geral, a seleção do local de armazenamento, do ponto de vista geológico, deve levar em consideração os seguintes fatores: capacidade, injetividade, vedação ou confinamento, e estabilidade geológica (IPCC, 2005). Atualmente, está demonstrado que o risco de vazamento ou contaminação de águas subterrâneas devido ao armazenamento de CO<sub>2</sub> em larga escala é baixo, podendo ser gerenciado e monitorado de forma eficaz (IEA, 2020).

Os custos atuais e estimados do armazenamento de CO<sub>2</sub>, ainda que sejam incertos e variem significativamente de acordo com a taxa de injeção e das características do reservatório, devem se manter baixos em relação à captura. Nos Estados Unidos, por exemplo, os custos do armazenamento *onshore* tem se mostrado consideravelmente mais atrativos em relação aos do armazenamento *offshore*. No caso de EOR, devido à receita incremental proporcionada pelo aumento da produção de petróleo, os custos podem ser negativos (IEA, 2020).

### 2.3.4. Utilização de CO<sub>2</sub>

Na utilização de CO<sub>2</sub>, o gás é utilizado como matéria-prima ou recurso para diversos produtos, como químicos, combustíveis e materiais de construção, ou para processos, como recuperação avançada de petróleo (EOR) (HEPBURN *et al.*, 2019; IEA, 2020, 2019; NORHASYIMA; MAHLIA, 2018; RAFIEE *et al.*, 2018).

Essencialmente, a utilização de CO<sub>2</sub> pode ser classificada como utilização física, quando as moléculas do gás permanecem quimicamente inalteradas, ou utilização química, quando há decomposição ou reação do CO<sub>2</sub> com outros componentes (RAFIEE *et al.*, 2018). Na utilização química, há também a subdivisão entre a utilização (ou conversão) direta, indireta ou mista. Na utilização direta, o CO<sub>2</sub> é ingrediente fundamental para a síntese de químicos, combustíveis e

materiais de construção. Na utilização indireta, o CO<sub>2</sub> agrega valor, potencializa ou aprimora processos químicos, bem como reduz ou elimina o uso de outras matérias-primas (inclusive de origem fóssil), como na produção de gás de síntese. Há também a utilização mista, quando o CO<sub>2</sub> atende a ambas as necessidades (RAFIEE *et al.*, 2018). Na utilização física, o CO<sub>2</sub> compõe produtos como carga de extintores de incêndio e bebidas gaseificadas. Há também a utilização física do CO<sub>2</sub> em processos como a recuperação avançada de petróleo (EOR), recuperação aprimorada de gás (EGR) e sistemas geotérmicos aprimorados (EGS) (HEPBURN *et al.*, 2019; IEA, 2020, 2019; RAFIEE *et al.*, 2018). Em uma revisão dos processos de utilização de CO<sub>2</sub>, RAFIEE *et al.* (2018) concluem que a utilização física é uma prática madura bem estabelecida na indústria, porém limitada em pesquisa e inovação, respondendo mais à dinâmica do mercado e políticas climáticas. Por outro lado, a utilização química de CO<sub>2</sub>, salvo algumas exceções (por exemplo, na produção de ureia, metano e metanol), é um campo em desenvolvimento, que leva em consideração os aspectos tecnológicos, ambientais, políticos e econômicos (RAFIEE *et al.*, 2018).

Na lista a seguir, estão resumidas as principais rotas de utilização química e física de CO<sub>2</sub> identificadas na literatura, que podem apresentar ou não potencial para CCUS, o que será discutido mais adiante.

#### 1) Utilização química de CO<sub>2</sub>:

- a) Mineralização: A mineralização ou carbonatação do CO<sub>2</sub> consiste na reação do gás com óxidos metálicos que forma íon carbonato e libera energia. Desta forma, é possível utilizar o CO<sub>2</sub> na produção de materiais de construção. Na cura por carbonatação, é obtido concreto a custos mais baixos e melhor desempenho, inclusive com menor quantidade de cimento. Além disso, é possível utilizar carbonatos como constituintes de vários materiais, como concreto, cimento e agregados de construção civil. Neste caso, é possível realizar a carbonatação com óxidos de cálcio e de magnésio presentes em resíduos de usinas e processos industriais, como escória de ferro e cinzas volantes. Nesta rota de utilização, as moléculas de carbonato permanecem estáveis por longos períodos, garantindo a retenção do carbono (HEPBURN *et al.*, 2019; IEA, 2020, 2019; NORHASYIMA; MAHLIA, 2018; RAFIEE *et al.*, 2018). No entanto, a mineralização ou carbonatação requer maiores avanços tecnológicos para ser implementada comercialmente (NORHASYIMA; MAHLIA, 2018).

- b) Metanol: O metanol é um álcool amplamente utilizado na produção de diversos intermediários químicos de diversas indústrias, dos setores de saúde e alimentos, por exemplo, e, mais recentemente, utilizado como combustível em veículos a célula de combustível. A utilização de CO<sub>2</sub> na produção de metanol é uma rota tecnologicamente madura, com possibilidade de utilização direta – no reator de metanol – e indireta – no estágio de reforma (HEPBURN *et al.*, 2019; IEA, 2019; RAFIEE *et al.*, 2018). Recentemente, pesquisadores do Research Centre for Greenhouse Gas Innovation (RCGI), baseado na Universidade de São Paulo, obtiveram um dos melhores resultados de conversão de CO<sub>2</sub> em metanol, e reforçaram a possibilidade de aproveitar o CO<sub>2</sub> da produção de etanol de cana-de-açúcar para a produção de metanol e etanol, por exemplo (GOTHE *et al.*, 2020; RCGI, 2020).
- c) Gás de síntese: O gás de síntese (*syngas*) é uma mistura de gases de elevado valor para a indústria química, pois serve de bloco de construção para químicos e combustíveis de alta demanda. A composição do gás de síntese varia de acordo com a matéria-prima e tecnologia de produção; normalmente, é uma mistura de 30-50% CO, 25-30% H<sub>2</sub>, 5-15% CO<sub>2</sub> e 0-5% CH<sub>4</sub>. Geralmente, o gás de síntese é produzido em processos de reforma a vapor de hidrocarbonetos ou gaseificação, contudo também é possível utilizar o CO<sub>2</sub> como matéria-prima para reagir com o CH<sub>4</sub> no processo de reforma a seco, formando CO e H<sub>2</sub> (RAFIEE *et al.*, 2018; SAMIPOUR; MANSHADI; SETOODEH, 2020).
- d) Produtos do processo de Fischer-Tropsch: O processo de Fischer-Tropsch (FT) é uma tecnologia madura que consiste na conversão de gás de síntese em uma mistura de hidrocarbonetos líquidos (*syncrude*) e separação do *syncrude* em diversos combustíveis e outros produtos, como diesel, gasolina, GLP, nafta, parafina e lubrificantes. Neste caso, a utilização indireta de CO<sub>2</sub> se resume ao fornecimento de CO aos processos FT após uma reação de deslocamento gás-água reversa (*reverse water-gas shift*) (HEPBURN *et al.*, 2019; IEA, 2019; RAFIEE *et al.*, 2018).
- e) Polímeros (poliuretano): A utilização de policarbonatos derivados de CO<sub>2</sub> para produção de polímeros, principalmente o poliuretano, é promissora devido à alta demanda por esses produtos e seu potencial de retenção de carbono. O poliuretano é um polímero orgânico formado, basicamente, por polióis e isocianatos. Assim, o poliuretano pode ser produzido pela utilização direta de CO<sub>2</sub> convertido em policarbonatos na síntese de polióis, bem como pela utilização indireta na cadeia de produção dos polióis (ASSEN *et al.*, 2015; IEA, 2019; RAFIEE *et al.*, 2018).

- f) Ureia: A ureia é o principal fertilizante nitrogenado do mercado e a principal rota de utilização química de CO<sub>2</sub> em larga escala. Na produção de ureia, que consiste na reação do CO<sub>2</sub> com amônia, o CO<sub>2</sub> é geralmente capturado do processo de reforma de gás natural do qual se obtém a amônia. Assim, o CO<sub>2</sub> é produzido, capturado e utilizado internamente para a produção de ureia (HEPBURN *et al.*, 2019; IEA, 2019; RAFIEE *et al.*, 2018).
- g) Metano: O metano pode ser produzido a partir da reação de hidrogenação do CO<sub>2</sub>, sendo esta uma rota madura e utilizada na produção de amônia como método de purificação do gás de síntese. Contudo, trata-se de uma rota altamente intensiva em energia devido à produção do hidrogênio (IEA, 2019; NORHASYIMA; MAHLIA, 2018; RAFIEE *et al.*, 2018).
- h) Outras: Outras rotas de utilização química de CO<sub>2</sub> que valem ser mencionadas são a produção de éter dimetílico (DME), considerado um substituto aos combustíveis fósseis para motores de combustão interna, principalmente o diesel (ARCOUMANIS *et al.*, 2008; RAFIEE *et al.*, 2018); produção de dimetilcarbonato (DMC), que é amplamente utilizado como solvente atóxico, aditivo para combustível e na produção de produtos farmacêuticos e químicos variados (RAFIEE *et al.*, 2018; ZHANG *et al.*, 2021); aprimoramento do rendimento de processos biológicos, como a produção de algas (biocombustíveis, carboidratos, proteínas e bioplásticos) e culturas em estufas (HEPBURN *et al.*, 2019; IEA, 2019; NORHASYIMA; MAHLIA, 2018); e produção de outros químicos, por exemplo éteres, ésteres e ácidos (NORHASYIMA; MAHLIA, 2018; RAFIEE *et al.*, 2018). No Brasil, a Cooperativa Agrícola Regional de Produtores de Cana (Coopcana), do Paraná, produz bicarbonato de sódio a partir do CO<sub>2</sub> gerado na fermentação do processo de produção de etanol de cana-de-açúcar (GAZETA DO POVO, 2023).
- 2) Utilização física de CO<sub>2</sub>:
- a) EOR (*Enhanced oil recovery*): A recuperação avançada de petróleo (EOR) é o método de utilização mais maduro e adequado para implementação em larga escala, com potencial para permanecer como tecnologia dominante em CCUS (NORHASYIMA; MAHLIA, 2018). Nos Estados Unidos, 5% do petróleo é produzido por EOR, o que representa cerca de 80% da produção mundial de petróleo por EOR (IEA, 2019; NORHASYIMA; MAHLIA, 2018). Nesta rota, o CO<sub>2</sub> é injetado em reservatórios de petróleo e gás, nas condições adequadas, tornando-se miscível ao petróleo e, conforme

eleva a pressão do reservatório, aumenta a produção dos hidrocarbonetos mais leves. Quando retorna à superfície junto ao óleo, o CO<sub>2</sub> é separado e injetado novamente no reservatório (MERSCHMANN; SZKLO; SCHAEFFER, 2016). No caso de EOR, o aspecto de utilização se mistura ao de armazenamento, pois ocorre a injeção e armazenamento permanente do gás nos reservatórios, resultando em mais de 99% de retenção de CO<sub>2</sub> (IEA, 2019). Se o foco de EOR for maximizar o armazenamento de CO<sub>2</sub>, à medida que o reservatório é esgotado, é possível aumentar expressivamente a retenção de carbono. É estimado um potencial de implementação de EOR em mais de 90% dos reservatórios de petróleo do planeta (HEPBURN *et al.*, 2019).

- b) Outras: Outras rotas de utilização física de CO<sub>2</sub> que valem ser mencionadas são, para aplicações em larga escala, a recuperação avançada de gás (EGR - *Enhanced gas recovery*) e os sistemas geotérmicos avançados (EGS - *Enhanced geothermal systems*), e, para aplicações em menor escala, a utilização em grau alimentício para o setor de alimentos (conservação) e bebidas (gaseificação), gelo seco, carga de extintores de incêndio, limpeza a seco, solvente (supercrítico), fluido de refrigeração e fabricação de metais (meios de soldagem) (IEA, 2020, 2019; MURADOV, 2014; RAFIEE *et al.*, 2018).

### 2.3.5. Estudos de BECCUS no setor sucroenergético brasileiro

Além da captura de CO<sub>2</sub>, a logística de transporte e o armazenamento seguro do gás em grandes quantidades também se apresentam como desafios técnicos e econômicos para a implementação de CCUS e BECCUS em todo o mundo. Investigando possíveis soluções, estudos sobre a captura de carbono no setor sucroenergético brasileiro apontam grandes oportunidades no país, principalmente para a utilização do CO<sub>2</sub> em EOR (KETZER *et al.*, 2016; MERSCHMANN; SZKLO; SCHAEFFER, 2016; MOREIRA *et al.*, 2016; SILVA *et al.*, 2018).

Uma avaliação preliminar apresentada no Atlas Brasileiro de Captura e Armazenamento Geológico de CO<sub>2</sub>, aponta as bacias sedimentares do Paraná, Campos, Santos, Potiguar e Recôncavo como os locais de maior potencial de armazenamento de CO<sub>2</sub> no país. No caso do armazenamento *offshore* com EOR, destacam-se a Bacia de Campos, com o maior potencial de armazenamento estimado líquido de 950 MtCO<sub>2</sub>, e a Bacia de Santos, incluindo o Pré-Sal. No armazenamento *onshore*, a Bacia do Paraná apresenta o maior potencial devido à presença de formações salinas profundas; na região da Bacia do Paraná, também se concentram a maioria

das usinas de açúcar e etanol do Brasil (287 das 476 unidades, até a data do estudo) (KETZER *et al.*, 2016).

No caso do transporte, conforme apresentado anteriormente, seria necessário um grande investimento inicial para a construção de uma infraestrutura. Ainda assim, é possível reduzir os custos com as economias de escala que podem ser alcançadas pela colaboração de diversas destilarias e com a própria recuperação avançada de petróleo, que pode aumentar em mais de uma década a exploração dos campos (KETZER *et al.*, 2016; MERSCHMANN; SZKLO; SCHAEFFER, 2016; SILVA *et al.*, 2018).

Na literatura, foram encontrados dois estudos em especial que avaliam aspectos técnicos e econômicos da captura do CO<sub>2</sub> do processo de fermentação do etanol de cana-de-açúcar no Brasil e utilização em EOR na Bacia de Campos (MERSCHMANN; SZKLO; SCHAEFFER, 2016; SILVA *et al.*, 2018). Em SILVA *et al.* (2018), é apresentado o projeto de uma rede ótima de transporte de CO<sub>2</sub> compartilhada por 236 destilarias do centro-sul brasileiro, cujo cenário mais economicamente favorável é constituído de uma rede de múltiplos *hubs*, ou centrais de dutos, que se conectam a todas as destilarias da região (Figura 2.10). Neste caso, é considerada apenas a captura do CO<sub>2</sub> do processo de fermentação da cana. Para a maioria das destilarias, o CO<sub>2</sub> é transportado via dutos até o *hub* mais próximo, mas para destilarias com produção de CO<sub>2</sub> abaixo de 150-200 kt ao ano e distância acima de 200-300 km dos *hubs*, é mais econômico utilizar o transporte via caminhão até os *hubs*. A metodologia utilizada otimizou a alocação geográfica dos *hubs* e incluiu um *buffer* que garante o fluxo contínuo de CO<sub>2</sub> para a utilização em EOR. Contudo, não foi avaliado o aspecto ambiental da utilização do transporte intermodal caminhão-duto, que consome uma alta quantidade de diesel. Os resultados apontaram custos de captura de CO<sub>2</sub> (fermentação), armazenamento de regulação do fluxo (*buffer*) e transporte iguais a 11,00 US\$/tCO<sub>2</sub>, 0,43 US\$/tCO<sub>2</sub> e 30,58 US\$/tCO<sub>2</sub>, respectivamente, somando um total de 42,01 US\$/tCO<sub>2</sub>, com uma faixa de sensibilidade de 32-54 US\$/tCO<sub>2</sub>. Vale destacar que os custos englobam apenas a rede de múltiplos *hubs*, excluindo o transporte do último *hub* (número 8) até o campo de petróleo e os custos de injeção, bem como a receita adicional da utilização do CO<sub>2</sub> em EOR.

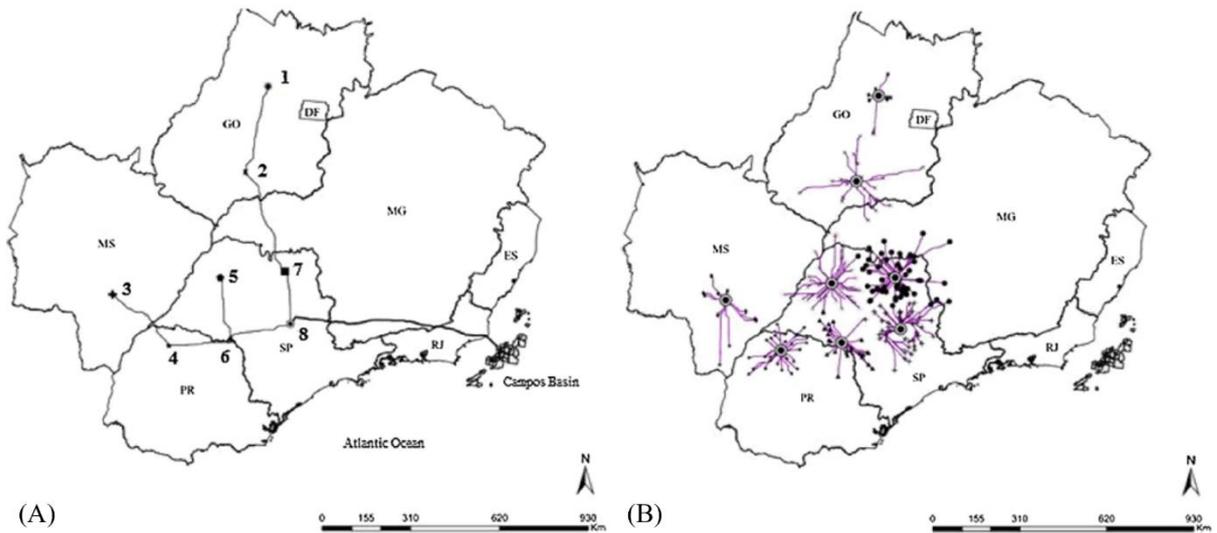


Figura 2.10. Rede ótima de transporte de CO<sub>2</sub>: conexão entre *hubs* (A) e conexão entre destilarias e *hubs* (B).

Fonte: SILVA et al.(2018).

Por outro lado, MOREIRA et al. (2016) avaliou o potencial e a relação custo-benefício da captura do CO<sub>2</sub> da fermentação do etanol de cana no Brasil com armazenamento *onshore* em uma formação geológica abaixo do aquífero Guarani (MOREIRA *et al.*, 2016), que se estende, em território brasileiro, por toda a Bacia do Paraná (ROSA FILHO *et al.*, 2003). No estudo, é considerado o transporte de 10 km via duto, devido ao fato de que a maioria das usinas estão instaladas na região do aquífero; os custos do transporte dutoviário são baseados em MÖLLERSTEN; YAN; MOREIRA (2003), que considera 7-10 US\$/tCO<sub>2</sub> para dutos de 50 km (sob fluxo de 125 tCO<sub>2</sub>/h). Assim, o custo de BECCS foi estimado em 27,20 US\$/tCO<sub>2</sub>, sendo 5% do custo associado aos dutos (1,36 US\$/tCO<sub>2</sub>). Em SILVA et al. (2018), os autores citam este estudo e consideram em sua discussão que o custo final estimado por MOREIRA et al. (2016) é ainda menor que o obtido no melhor cenário da rede de múltiplos *hubs*, contudo, é perdida a oportunidade de lucrar com EOR.

Em um estudo mais recente, RESTREPO-VALENCIA; WALTER (2019) realizaram uma avaliação técnico-econômica de BECCS em uma usina brasileira típica com captura da fermentação e captura pós-combustão de bagaço e palha utilizando MEA (monoetanolamina) como solvente. Os resultados apontaram a redução de 10% das emissões totais de CO<sub>2</sub> apenas com a captura da fermentação. Com ambas as alternativas de captura, a redução das emissões varia de 58% a 91%, de acordo com a demanda de energia térmica para o processo de captura pós-combustão (quanto maior a demanda, menor a captura). Do ponto de vista energético, houve penalidade de 2% para a captura da fermentação e de 43 a 52% para a captura da

fermentação e pós-combustão. Por fim, o preço mínimo do crédito de carbono que cobriria os custos de BECCS foram estimados em 21 €/tCO<sub>2</sub>eq para a captura da fermentação e 59-66 €/tCO<sub>2</sub>eq para a captura da fermentação e pós-combustão.

Portanto, os estudos já comprovam a viabilidade técnica e econômica de tecnologias BECCS em usinas de cana-de-açúcar, principalmente a captura de CO<sub>2</sub> da fermentação, que independe da captura pós-combustão e se apresenta como melhor oportunidade inicial de implantação devido às suas poucas restrições tecnológicas e custos significativamente menores.

### **2.3.6. Projetos existentes de CCUS e BECCUS**

Atualmente, segundo a contagem apresentada no Relatório Especial sobre Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono da IEA (IEA, 2020), há 21 instalações de CCUS operando ao redor do mundo com a capacidade de capturar até 40 MtCO<sub>2</sub>/ano, com algumas operando desde os anos 70 com o objetivo de produzir CO<sub>2</sub> do gás natural para EOR. Até os anos 2000, a capacidade de 13 MtCO<sub>2</sub>/ano correspondia, virtualmente, apenas ao processamento de gás natural. Em 2020, a proporção era de aproximadamente 27 MtCO<sub>2</sub>/ano proveniente do gás natural em relação ao total de 40MtCO<sub>2</sub>/ano, com menores contribuições da produção de hidrogênio, energia, fertilizantes e gás de síntese, bem como parcelas ainda menores da produção de bioetanol e aço. A destinação majoritária do CO<sub>2</sub> capturado é para EOR.

Em relação a BECCUS, os projetos mais avançados consistem na captura e armazenamento de carbono associada à produção de bioetanol e geração de energia a partir da biomassa. No mesmo relatório (IEA, 2020), são apresentados os 13 projetos mais relevantes de BECCUS em operação no mundo. Em destaque, está o projeto Illinois Industrial Carbon Capture and Storage (2017), nos Estados Unidos, com capacidade de capturar 1 MtCO<sub>2</sub>/ano na produção de etanol de milho, com destinação do CO<sub>2</sub> para armazenamento geológico. Em seguida, há os projetos Arkalon CO<sub>2</sub> Compression Facility (2009), nos Estados Unidos, com 290 ktCO<sub>2</sub>/ano da produção de etanol para EOR; e Lantmännen Agroetanol (2015), na Suécia, com 200 ktCO<sub>2</sub>/ano da produção de etanol para utilização. Os projetos restantes, também implementados na produção de etanol, capturam cerca de 100 ktCO<sub>2</sub>/ano para utilização e EOR.

No Brasil, há três projetos de CCUS identificados pelo Global CCS Institute. O primeiro, em operação desde 2008, é o projeto de EOR da Petrobras implementado em reservatórios do Pré-Sal na Bacia de Santos. Neste projeto, o CO<sub>2</sub> é capturado do processamento de gás natural e reinjetado nos reservatórios. Até 2021, a Petrobras reinjetou 30,1 MtCO<sub>2</sub> e anunciou uma nova meta de aproximadamente 80 MtCO<sub>2</sub> até 2025 em projetos CCUS (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2023). Outro projeto de 2009 já finalizado pela Petrobras, foi um projeto piloto de EOR realizado na Bacia do Recôncavo, em Miranga, na Bahia. Neste caso, o objetivo foi colocar em teste as tecnologias que viriam a ser empregadas no projeto do Pré-Sal na Bacia de Santos, com a injeção de 370 tCO<sub>2</sub> (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2023; VALOR ECONÔMICO, 2009). Por fim, há o primeiro projeto de BECCS a ser implementado no Brasil, anunciado pela FS Bioenergia em Lucas do Rio Verde, no Mato Grosso, com previsão de início de operação em 2023. Neste projeto, o CO<sub>2</sub> será capturado do processo de fermentação da produção de etanol de milho e armazenado geologicamente a 5 km da biorrefinaria. Segundo a empresa, com uma capacidade de captura de 400 ktCO<sub>2</sub>/ano, será possível produzir bioetanol carbono negativo em três anos. Além disso, é esperada a emissão de 32 milhões de CBIOs no âmbito do RenovaBio, com possibilidade de exportação para a Califórnia.

### **2.3.7. BECCUS em regulações de biocombustíveis e mercados de carbono internacionais**

Nesta subseção, é apresentado como a União Europeia e os Estados Unidos consideram as tecnologias da captura de carbono, especialmente BECCUS, em seus programas e quadros regulatórios sobre biocombustíveis e mercados de carbono.

Na União Europeia, a Diretiva de Energias Renováveis II (RED II – *Renewable Energy Directive II*) é o quadro legal para o desenvolvimento de energias renováveis com o objetivo de redução das emissões de gases de efeito estufa e cumprimento das metas estabelecidas pela União no âmbito dos Acordos de Paris. Na RED II, foi determinada a meta de consumo de 32% de energia de fontes renováveis até 2030. Para isso, a Diretiva implementa metas mandatórias de participação de energias renováveis em diversos setores. Para o setor de transportes rodoviário e ferroviário, a RED II orienta que os Estados-membros exijam dos fornecedores de combustível que seja fornecido no mínimo 14% da energia consumida de fontes renováveis (EUROPEAN COMMISSION, 2018; GODINHO *et al.*, 2022).

Na RED II, estão definidos os critérios de sustentabilidade e emissões de GEE de combustíveis e biocombustíveis. As emissões de GEE da produção e uso de combustíveis e biocombustíveis devem ser calculadas considerando: emissões da extração e cultivo de matéria-prima; emissões anualizadas da mudança de estoque de carbono devido à mudança de uso da terra; emissões do processamento industrial; emissões do transporte e distribuição; emissões do uso do biocombustível; e reduções de emissões devido ao manejo do solo, captura e armazenamento de CO<sub>2</sub>, e captura e substituição de CO<sub>2</sub>. Ademais, a redução de emissões devido à captura e armazenamento de CO<sub>2</sub> deve cumprir requisitos de armazenamento de acordo com a Diretiva. E a redução de emissões devido à captura e substituição de CO<sub>2</sub> está limitada às emissões evitadas pelo deslocamento de CO<sub>2</sub> fóssil utilizado em produtos e serviços (EUROPEAN COMMISSION, 2018).

No Sistema de Comércio de Emissões da União Europeia (EU ETS – *EU Emissions Trading System*), os emissores eliminam de suas obrigações de conformidade o CO<sub>2</sub> fóssil não emitido em suas atividades ou empregado em projetos CCS. Se o armazenamento é comprovado segundo os requisitos legais da EU, o CO<sub>2</sub> capturado e armazenado é considerado como não emitido. Contudo, não são considerados os casos em que há emissões negativas, como no caso da captura e armazenamento de CO<sub>2</sub> biogênico em projetos BECCS não é considerada. Há apenas uma exceção para CCU, que é o caso do CO<sub>2</sub> capturado e utilizado na produção de carbonato de cálcio precipitado, devido a um caso judicial (EUROPEAN COMMISSION, 2021).

Nos Estados Unidos, a Norma para Combustíveis de Baixo Carbono (LCFS – *Low Carbon Fuel Standard*), implementada pelo CARB (*California Air Resources Board*), é a regulação para a redução da intensidade de carbono dos combustíveis de transportes utilizados no estado da Califórnia. Atualmente, o LCFS mantém uma meta de redução de 20% da intensidade de carbono dos combustíveis até 2030 (com base em 2010), a ser cumprida pelo estabelecimento de metas anuais de conformidade (ou *compliance*). Nesta regulação, são considerados apenas os combustíveis fornecidos e comercializados na Califórnia, inclusive os importados. O *Low Carbon Fuel Standard* é considerado uma política de sucesso, que inspirou a criação de outras regulações, como o RenovaBio no Brasil. O LCFS determina a metodologia de cálculo e o benchmarking da intensidade de carbono com base na avaliação do ciclo de vida dos combustíveis, que é o seu principal diferencial em relação a outras políticas. Além disso, regula a geração de créditos de carbono no âmbito do Programa Cap-and-Trade (*Cap-and-Trade Program*) da Califórnia, também desenvolvido e supervisionado pelo CARB. Se a

intensidade de carbono do combustível está abaixo do limite definido pelo benchmark, são gerados créditos, se acima, são gerados déficits (CARB, 2020; GODINHO *et al.*, 2022; ROMANAK; DIXON, 2022).

No LFCS, os combustíveis e biocombustíveis produzidos com captura e armazenamento de carbono (CCS) também são elegíveis, porém devem estar em conformidade com os requisitos do Protocolo CCS (*CCS Protocol*), que incluem relatórios anuais de redução de emissões, operações e monitoramento, e têm como objetivo garantir a retenção de CO<sub>2</sub> e a validade das reduções de emissões. Neste caso, não são contemplados projetos de captura e utilização de carbono (CCU), apenas projetos de captura e armazenamento de carbono *onshore* e via EOR. No Protocolo CCS, é definida metodologia de cálculo de redução de emissões de projetos CCS, que considera as emissões diretas e indiretas associadas à captura (consumo de combustível, energia elétrica e químicos), transporte (consumo de combustível e energia elétrica), injeção (consumo de combustível, energia elétrica, emissões de *venting*, fugitivas, de vazamentos, absorvidas ou transferidas), e mudança direta de uso da terra. Os créditos de carbono gerados por projetos CCS são conferidos à instalação de captura de CO<sub>2</sub> (CARB, 2018, 2020; ROMANAK; DIXON, 2022).

## 2.4. RenovaBio

O RenovaBio – Política Nacional de Biocombustíveis, instituída pela Lei 13.576/2017 – é o programa lançado pelo Governo Federal, por meio do Ministério de Minas e Energia (MME), que visa reconhecer o papel estratégico dos biocombustíveis na promoção de segurança energética e mitigação das emissões de GEE na matriz energética brasileira. Por meio deste, foram introduzidos mecanismos de mercado que visam promover a redução de emissões de GEE e expandir a produção e uso de biocombustíveis no país (BRASIL, 2017).

Os dois principais instrumentos criados para atender aos objetivos do RenovaBio são, basicamente, o estabelecimento de metas compulsórias nacionais anuais de descarbonização – desdobradas em metas individuais para todos os distribuidores de combustíveis – e a certificação de biocombustíveis, realizada através da contratação de firmas inspetoras credenciadas pela ANP. Por meio da certificação, os produtores ou importadores, reconhecidos como “Emissores Primários”, recebem a Nota de Eficiência Energético-Ambiental (NEEA), que é resultado da diferença entre a Intensidade de Carbono (IC) do combustível fóssil

equivalente e o biocombustível. Para a realização deste cálculo, é utilizada a RenovaCalc, ferramenta oficial do programa baseada em Avaliação de Ciclo de Vida (ACV) que será apresentada com detalhes na seção 2.4.1. Entre estes instrumentos, estão os créditos de descarbonização (CBIOs), que são emitidos de acordo com a Nota e o volume elegível de biocombustível produzido por cada Emissor Primário e que se tornam ativos de negociação em bolsa. E vale ressaltar que, em casos em que a certificação comprove a emissão negativa de GEE, o programa ainda prevê um bônus de até 20% à NEEA do combustível (BRASIL, 2017).

Devido à elevada relevância do processo de mudança do uso da terra (MUT), que impacta substancialmente o desempenho ambiental do ciclo de vida dos biocombustíveis, foram estabelecidos critérios de elegibilidade ao programa RenovaBio. Em citação direta da Nota Técnica da RenovaCalc, “os critérios focam no controle da supressão de áreas de vegetação nativa para produção de biocombustíveis e de sua expansão para áreas ambientalmente sensíveis, por meio do alinhamento a políticas e instrumentos nacionais de ordenamento do uso da terra já vigentes associados às culturas energéticas objeto do programa, sem a necessidade de quantificação da MUT direta e indireta” (MATSUURA *et al.*, 2018b). Desta forma, a elegibilidade do biocombustível fica limitada a áreas de produção não localizadas em áreas de desmatamento recente, de acordo com o escopo temporal definido pelo programa, além de outras exigências.

#### **2.4.1. RenovaCalc**

A RenovaCalc é a ferramenta oficial do RenovaBio para o cálculo da Intensidade de Carbono (IC) e a Nota de Eficiência-Energético Ambiental (NEEA) de biocombustíveis. Sua metodologia consiste na Avaliação de Ciclo de Vida (ACV) do biocombustível com foco em emissões de GEE. A Avaliação de Ciclo de Vida, que é uma técnica de gestão ambiental internacionalmente normatizada e amplamente utilizada no meio científico, e que possibilita a tomada de decisões nos setores público e privado, consiste na compilação de um inventário de entradas e saídas de um sistema de produto, avaliação dos seus impactos ambientais potenciais e interpretação de resultados (ABNT, 2014; MATSUUDA *et al.*, 2018; RENOVABIO, 2018).

Os critérios utilizados para a elaboração da ferramenta são fundamentais, uma vez que eles influenciam não apenas os resultados, mas também as práticas de produtores interessados no Programa. Neste sentido, foi empregada na RenovaCalc uma abordagem de ACV

atribucional, ou seja, ficam atribuídos ao biocombustível as emissões e o consumo de recursos dentro de um determinado escopo geográfico, temporal e tecnológico bem definidos. Além disso, o escopo de ciclo de vida adotado é o *well-to-wheel*, ou do poço-à-roda, em que se contabilizam todas as etapas da cadeia produtiva do combustível desde a extração de matérias-primas até a combustão em um veículo; no caso dos biocombustíveis, estão dentro deste escopo as fases agrícola, industrial, de distribuição e de combustão. O tratamento dos coprodutos, como a energia elétrica excedente, é realizado por alocação energética, e a unidade funcional utilizada é o Megajoule (MJ) de combustível consumido. Assim, as emissões de GEE no ciclo de vida do biocombustível, em  $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$ , são calculados, resumidamente, pelo somatório da multiplicação das quantidades das substâncias pelos seus respectivos fatores de emissão. Neste cálculo, são considerados os fatores de caracterização GWP 100a do Quinto Relatório de Avaliação do IPCC (AR5):  $\text{CO}_2 = 1$ ,  $\text{CH}_4$  fóssil = 30,  $\text{CH}_4$  biogênico = 28 e  $\text{N}_2\text{O} = 265$  (MATSUUDA *et al.*, 2018; RENOVABIO, 2018).

Deve-se ressaltar que, embora estudos completos de ACV englobem uma série de categorias de impacto ambiental, seja em *midpoint* (e.g., Uso da Terra, Acidificação, Eutrofização) ou *endpoint* (e.g., Saúde Humana, Recursos, Ecossistema), e que os biocombustíveis apresentam impactos consideráveis em categorias distintas, inclusive naquelas em que os combustíveis fósseis não apresentam impacto relevante e vice-versa (CAVALETT *et al.*, 2013), o Programa prevê a avaliação exclusiva da categoria de Mudanças Climáticas, que mede o impacto ambiental do produto com base na emissão de GEE em  $\text{CO}_2\text{eq}$  (MATSUUDA *et al.*, 2018; RENOVABIO, 2018).

A unidade produtora, ou Emissor Primário, que adere ao programa fica obrigada a preencher a ferramenta. É solicitado o preenchimento de dados gerais, informações sobre os critérios de elegibilidades e dados da produção agrícola e industrial e de fornecedores. A fase de distribuição considera distâncias médias padronizadas de acordo com o perfil logístico informado – rodoviário, dutoviário, ferroviário e marítimo – e o consumo de combustível no motor do veículo também é padronizado (MATSUUDA *et al.*, 2018; RENOVABIO, 2018). O preenchimento da *RenovaCalc*, necessário no processo de obtenção da NEEA e certificação do biocombustível, deverá ser validado através da contratação de uma firma inspetora credenciada pela ANP, sendo a correção do preenchimento dos dados de responsabilidade do Emissor Primário, bem como de responsabilidade solidária da firma inspetora (BRASIL, 2017; RENOVABIO, 2018). Para o caso em que a unidade produtora não informa os dados da fase

agrícola de produção, que é o preenchimento por “perfil específico”, é atribuído um “perfil de produção padrão”, no qual são aplicados fatores de penalização, de modo a incentivar as unidades produtoras a investir no desempenho ambiental e compilar os dados da sua produção de biocombustíveis (MATSUUDA *et al.*, 2018; RENOVABIO, 2018).

Assim, realizado o preenchimento, a ferramenta calcula a IC do biocombustível e subtrai o resultado da IC do combustível fóssil equivalente – no caso do etanol, a gasolina –, gerando a NEEA (Figura 2.11). A partir da Nota, pode ser calculado o fator para emissão de CBIO, em tCO<sub>2</sub>eq/L, que, multiplicado pelo volume elegível de biocombustível produzido, resulta na quantidade de CBIOs, em tCO<sub>2</sub>eq. Desta forma, cada CBIO representa uma tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente não emitida (MATSUUDA *et al.*, 2018; RENOVABIO, 2018).

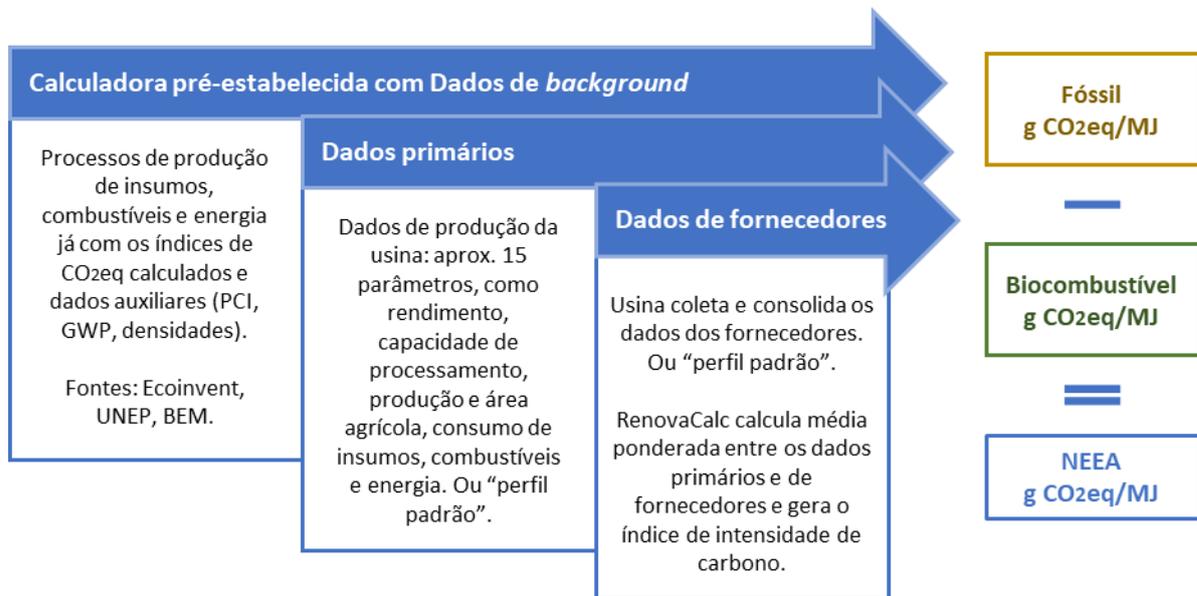


Figura 2.11. Esquema geral de funcionamento da RenovaCalc.

Fonte: Adaptado de (MATSUUDA *et al.*, 2018).

#### 2.4.2. Metas de descarbonização, certificação de biocombustíveis e comercialização de CBIOs

Nesta seção, são apresentados o progresso e os principais resultados atingidos – metas compulsórias, certificações e comercialização dos CBIOs – desde o início recente da operacionalização do RenovaBio, marcada pela primeira comercialização dos CBIOs na bolsa de valores B3 em junho de 2020 (EPE, 2021).

No gráfico da Figura 2.12, estão apresentadas as metas compulsórias de redução de emissões de GEE em CBIOS. A presença das curvas “Meta Anterior” e “Meta Atual” deve-se à necessidade de revisão das metas compulsórias em 2020 por conta da pandemia de COVID-19 e a consequente redução na demanda de combustíveis, que também impactou no número de certificações (EPE, 2021, 2022a).

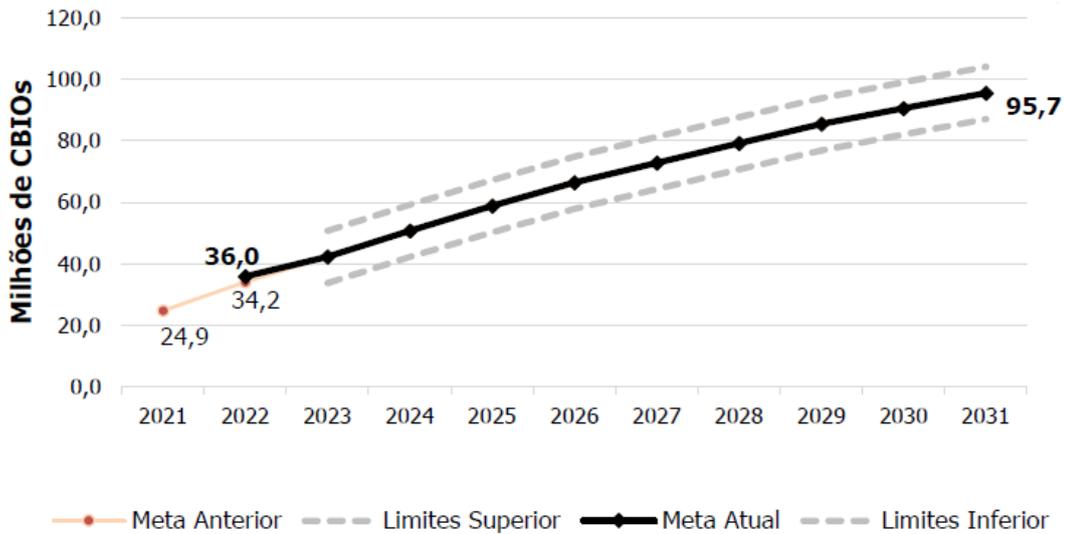


Figura 2.12. Metas compulsórias de redução de emissões de GEE.

Fonte: EPE (2022a).

Inicialmente, a meta para o ano de 2020 correspondia à emissão de 28,7 milhões de CBIOS, que passou para 14,53 milhões. Ainda assim, o Balanço do Primeiro Ano do RenovaBio (2020) demonstrou que a meta foi atingida com a emissão de 18,51 milhões e negociação de 14,89 milhões de CBIOS a um preço médio de R\$ 43,66/CBIO, resultando em um volume financeiro de R\$ 650.371.279,18. Pelas distribuidoras, a meta foi cumprida em 97,6%. Segundo o MME, estes resultados “comprovam a eficácia da Política Nacional de Biocombustíveis”, além disso, o órgão “reforça sua confiança no RenovaBio como instrumento adequado para garantir a sustentabilidade e a previsibilidade da matriz de transporte no Brasil”. Para o ano de 2021, a meta estabelecida foi igual a 24,86 milhões de CBIOS (EPE, 2021; MME, 2021a, b).

No primeiro ano de operacionalização (2020), foram realizadas 239 certificações de biocombustíveis. E até junho de 2022, foram atingidas 312 certificações ativas, sendo que 61 foram canceladas ou suspensas. Destas certificações, 266 são usinas de etanol 1G, cuja rota tem 89,4% de volume elegível (Figura 2.13) (EPE, 2022a). Neste período, as Notas de Eficiência

Energético-Ambiental (NEEA) do etanol anidro e do hidratado apresentaram, respectivamente, médias de 59,86 e 58,95 gCO<sub>2</sub>eq/MJ com valores máximos de aproximadamente 70 e 72 CO<sub>2</sub>eq/MJ. Para o biometano, a média é de 77,38 CO<sub>2</sub>eq/MJ, com valor máximo de aproximadamente 81 CO<sub>2</sub>eq/MJ. As faixas de valores da NEEA das usinas certificadas, incluindo as notas médias, podem ser observadas na Figura 2.14.

Segundo a EPE (EPE, 2021), os primeiros meses de comercialização de CBIOs (de junho a dezembro de 2020) foram marcados por três fases distintas, conforme apresentado na Figura 2.15. A primeira fase corresponde a um período de baixas negociações devido a uma tentativa de veto à tributação dos CBIOs por parte da presidência da República; a segunda fase apresenta o crescimento do número de negociações decorrente da revisão e definição das novas metas; e a terceira fase apresenta uma queda nas negociações devido a uma ação judicial da associação de distribuidores, que procurava reduzir ainda mais as metas compulsórias.

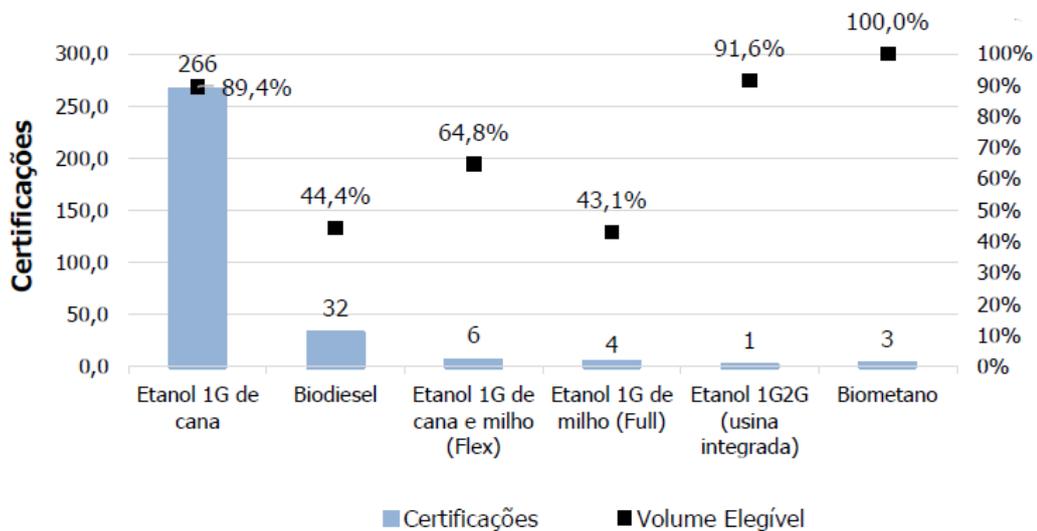


Figura 2.13. Certificações e percentual do volume elegível por rota de biocombustível.

Fonte: EPE (2022a).

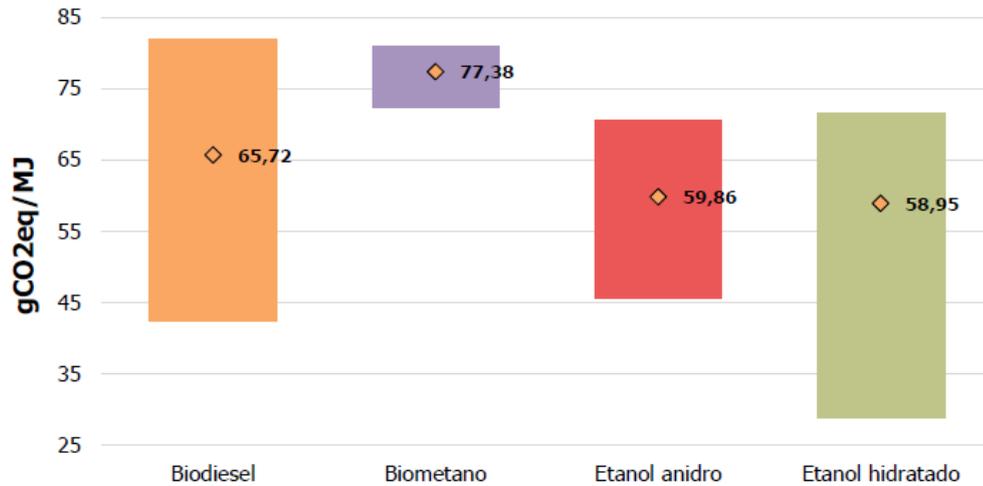


Figura 2.14. Nota de Eficiência Energético-Ambiental das usinas certificadas.

Fonte: EPE (2022a).

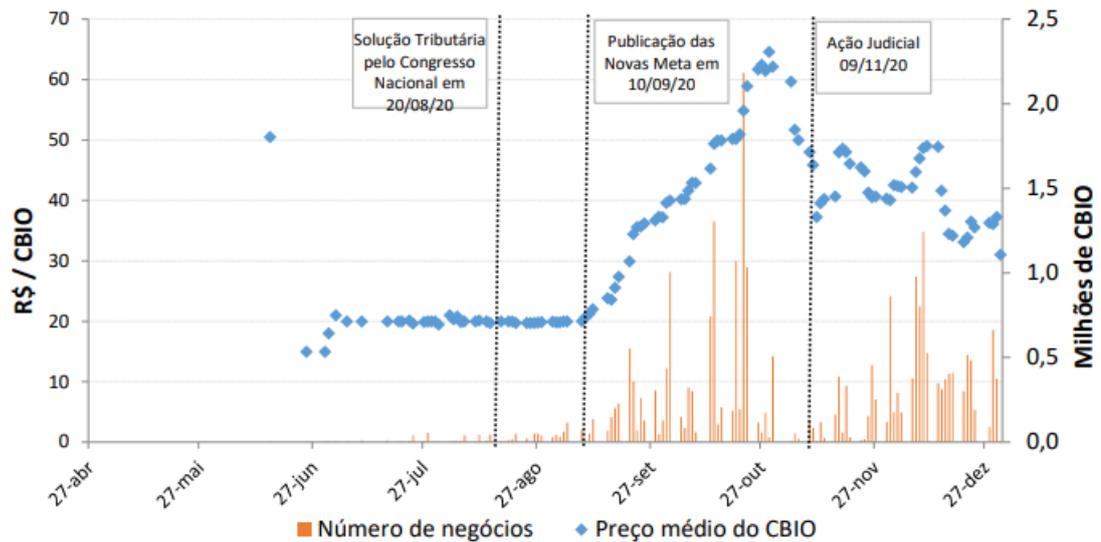


Figura 2.15. Quantidades negociadas e preços médios do CBIO.

Fonte: EPE (2021).

Na seção de resultados da avaliação econômica apresentada neste trabalho, será apresentada a série histórica das negociações definitivas de CBIOs até dezembro de 2022, incluindo o volume e o preço dos CBIOs (Figura 4.19).

### 3. METODOLOGIA

A metodologia deste estudo consistiu em realizar uma avaliação da captura de CO<sub>2</sub> no setor sucroenergético brasileiro em três blocos principais: avaliação técnica (seção 3.1), avaliação ambiental (seção 3.2) e avaliação econômica (seção 3.3). A avaliação foi realizada considerando cenários de captura em uma destilaria autônoma de etanol de cana-de-açúcar típica do setor sucroalcooleiro brasileiro e uma planta anexa de biometano produzido a partir da biodigestão dos resíduos da cana-de-açúcar – vinhaça e torta de filtro. Neste trabalho, a avaliação da captura de carbono está limitada à fase industrial, mais especificamente, aos processos de captura, tratamento de gases e compressão de CO<sub>2</sub>, desconsiderando, neste escopo, o cálculo das emissões das fases de transporte, utilização e armazenamento de CO<sub>2</sub> para além da usina e da planta de biometano anexa, conforme a representação esquemática da Figura 3.1.

A usina de referência, que é, neste caso, uma destilaria autônoma de etanol, processa 4 megatoneladas de cana-de-açúcar em uma operação efetiva de 4000 horas por safra. E a planta de biometano anexa consome 1,26 m<sup>3</sup> de vinhaça e 30,6 kg de torta de filtro por tonelada de cana processada na usina. Estes e os outros principais parâmetros adotados para a usina de referência e a planta de biometano anexa estão apresentados na Tabela 3.1 e Tabela 3.2.

Tabela 3.1. Principais parâmetros da usina de referência.

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Capacidade de processamento de cana por safra (4000 horas) [Mt] <sup>a</sup>	4
<u>Consumos específicos de energia</u>	
Consumo de vapor (processo industrial) (saturado a 2,5 bar) [kg/tc] <sup>a</sup>	500
Consumo de energia elétrica [kWh/tc] <sup>a</sup>	30
Consumo de bagaço [kg/tc] <sup>b</sup>	280
<u>Sistema de cogeração</u>	
Pressão de vapor na saída da caldeira [bar] <sup>c</sup>	68
Temperatura de vapor na saída da caldeira [°C] <sup>c</sup>	480

<sup>a</sup> Baseado em SEABRA (2008).

<sup>b</sup> Baseado em CLAUSER et al. (2016).

<sup>c</sup> Baseado em SEABRA (2008) e DIAS et al. (2011).

Tabela 3.2. Principais parâmetros da planta de biometano anexa.

Parâmetros	Valor
Consumo de vinhaça [m <sup>3</sup> /tc] <sup>a</sup>	1,26
Consumo de torta de filtro [kg/tc] <sup>b</sup>	30,6

<sup>a</sup>. Baseado em CAVALETT et al. (2013).

<sup>b</sup>. Valor típico adotado por RENOVABIO (2018).

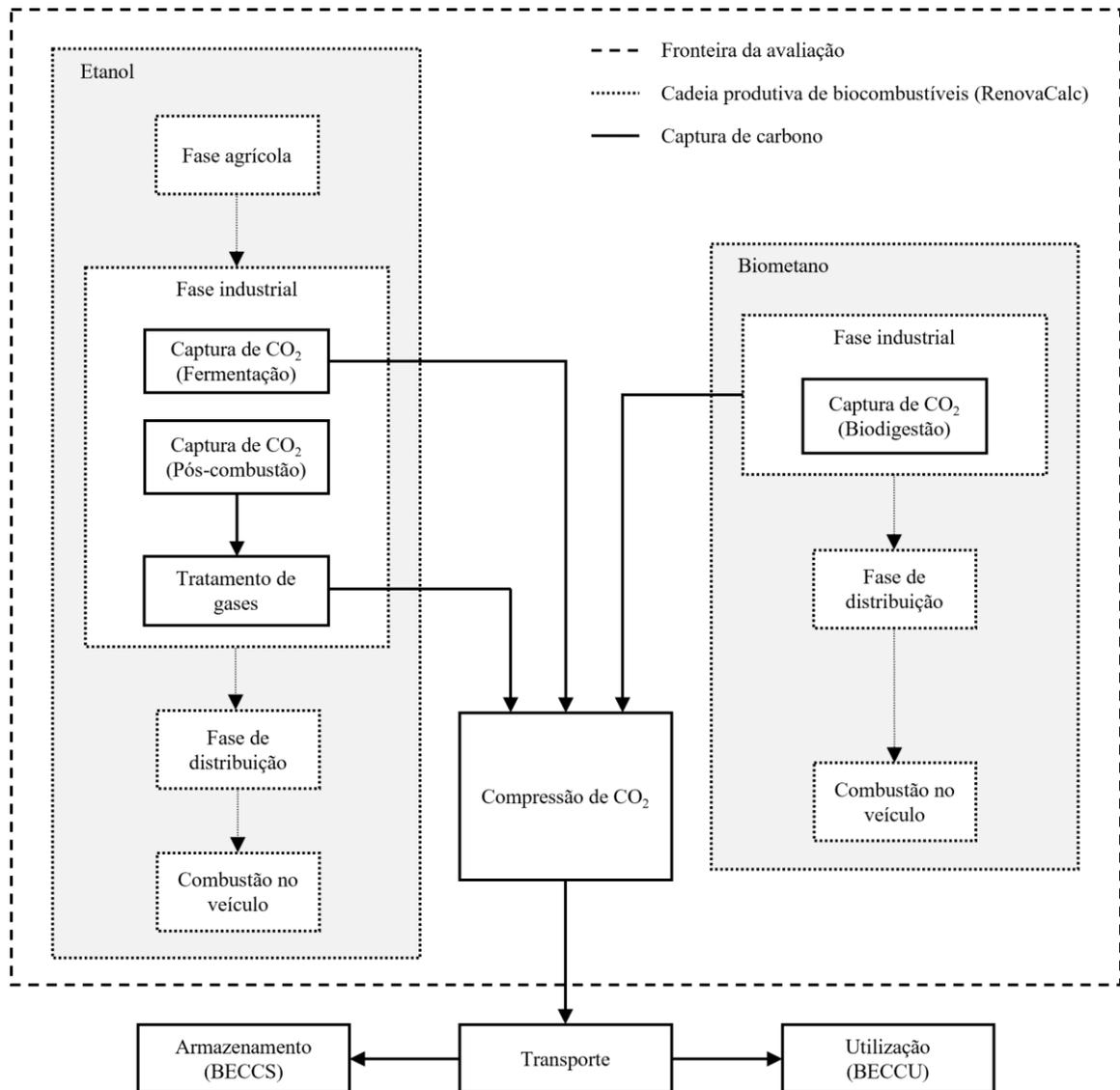


Figura 3.1. Representação esquemática da fronteira de avaliação da captura de carbono.

### 3.1. Avaliação técnica

Na avaliação técnica, foram realizados balanços de energia elétrica e de captura de CO<sub>2</sub> para a biorrefinaria composta pela destiladora e a planta de biometano em cinco cenários de captura de carbono (Tabela 3.3), compostos pela combinação de três alternativas de captura:

captura de CO<sub>2</sub> do processo de fermentação na destilaria, captura de CO<sub>2</sub> dos gases de combustão (pós-combustão) do bagaço de cana-de-açúcar no sistema de cogeração da usina e captura do CO<sub>2</sub> do processo de purificação do biogás associada à biodigestão dos resíduos da cana na planta de biometano. Na avaliação técnica, não há diferenciação metodológica entre a utilização e o armazenamento de CO<sub>2</sub>, uma vez que os balanços de energia e de CO<sub>2</sub> não são alterados pela destinação final do gás.

Tabela 3.3. Avaliação técnica: cenários de captura de carbono.

Cenários de captura de carbono
CC-F – Captura de CO <sub>2</sub> da fermentação.
CC-FC – Captura de CO <sub>2</sub> da fermentação e pós-combustão.
CC-FB – Captura de CO <sub>2</sub> da fermentação e biodigestão.
CC-FCB – Captura de CO <sub>2</sub> da fermentação, pós-combustão e biodigestão.
CC-B – Captura de CO <sub>2</sub> da biodigestão.

O principal objetivo desta etapa foi fornecer, através dos balanços de energia elétrica e CO<sub>2</sub>, os parâmetros técnicos de desempenho do sistema de cogeração da usina e dos sistemas de captura e compressão de CO<sub>2</sub> necessários para a avaliação ambiental e a avaliação econômica. Para isto, foram criados modelos de simulação do sistema de cogeração e de compressão de CO<sub>2</sub>. A escolha pela simulação, ao invés da compilação dos parâmetros técnicos através da coleta de dados da literatura, permitiu maior flexibilidade na avaliação de uma usina de referência típica com os parâmetros desejados. Nas seções de 3.1.1 a 3.1.8, serão descritas as seguintes etapas da avaliação técnica:

1. Modelagem e simulação do sistema de cogeração da usina.
2. Modelagem e simulação do sistema de compressão de CO<sub>2</sub>.
3. Estimativa do potencial de captura de CO<sub>2</sub> da fermentação e pós-combustão.
4. Estimativa da produção de biometano e geração de CO<sub>2</sub> associadas à biodigestão dos resíduos da cana-de-açúcar – vinhaça e torta de filtro.
5. Estimativa do potencial de captura de CO<sub>2</sub> da biodigestão.
6. Balanço de energia elétrica e de captura de CO<sub>2</sub> da usina e da planta de biometano.

### 3.1.1. Modelagem e simulação do sistema de cogeração da usina

A primeira etapa da avaliação técnica consistiu na modelagem e simulação do sistema de cogeração de uma usina de referência hipotética. A modelagem e simulação do sistema de cogeração foi realizada em três fases com a utilização dos softwares Cycle-Tempo e EES (Engineering Equation Solver): modelo de ciclo de cogeração básico – um ciclo de potência a vapor com um desaerador –, modelo de ciclo de cogeração com aquecedores fechados – um ciclo de potência a vapor regenerativo com dois aquecedores de água de alimentação fechados – e modelo final – incluindo a modelagem da combustão do bagaço de cana. Esta divisão permitiu a construção gradual do modelo do sistema de cogeração da usina.

### 3.1.1.1. Modelo do ciclo de cogeração básico

O modelo do ciclo de cogeração básico partiu de um ciclo de potência a vapor regenerativo com a presença de um desaerador, que é um aquecedor de água de alimentação aberto, amplamente utilizado tanto para aumentar a eficiência térmica quanto para retirar o oxigênio e outros gases do ciclo, minimizando a corrosão dos equipamentos (SHAPIRO *et al.*, 2013). Neste modelo, o desaerador opera a uma pressão intermediária entre a pressão de saída da caldeira e a de entrada do condensador; é alimentado por água líquida que é bombeada após a saída condensador e por uma fração do escoamento de vapor que é extraída da turbina em um estágio intermediário de expansão.

A caldeira, tanto para este quanto para o segundo modelo, foi modelada no EES de acordo com o balanço de energia da equação (3.1), a partir da qual é calculada a vazão mássica de vapor produzido na caldeira.

$$\dot{m}_b \cdot PCI_{bu} \cdot \eta_c = \dot{m}_v \cdot (h_v - h_l) \quad (3.1)$$

Sendo:

$\dot{m}_b$  – Vazão mássica de bagaço na entrada da caldeira [kg/s];

$PCI_{bu}$  – Poder calorífico inferior do bagaço em base úmida [kJ/kg];

$\eta_c$  – Eficiência térmica da caldeira [-];

$\dot{m}_v$  – Vazão mássica de vapor produzido na caldeira [kg/s];

$h_v$  – Entalpia específica do vapor na saída da caldeira [kJ/kg];

$h_l$  – Entalpia específica da água líquida na entrada da caldeira [kJ/kg].

Assim, no Cycle-Tempo, foram utilizados um equipamento *source* (ou fonte) e um *sink* (ou coletor), conforme a nomenclatura do software, para simular a entrada e a saída da caldeira, respectivamente, com a vazão mássica obtida no EES. Para simular o processo industrial que requer vapor do ciclo, também foram utilizados equipamentos do tipo *source/sink*, nos quais a vazão mássica de vapor consumida no processo foi informada; na saída do processo, foi definida condição de líquido saturado. Vale destacar que a modelagem no EES requer o input manual dos balanços de massa e energia e das demais equações, aumentando significativamente os esforços de programação conforme o sistema se torna mais complexo. Por isso, o ESS serviu apenas como linha de base para as simulações posteriores no software Cycle-Tempo, incluindo uma simulação simplificada da caldeira nos dois primeiros modelos.

O modelo do ciclo de cogeração básico desenvolvido no Cycle-Tempo e a relação de equipamentos utilizados nas simulações estão apresentados na Figura 3.2 e Tabela 3.4, respectivamente.

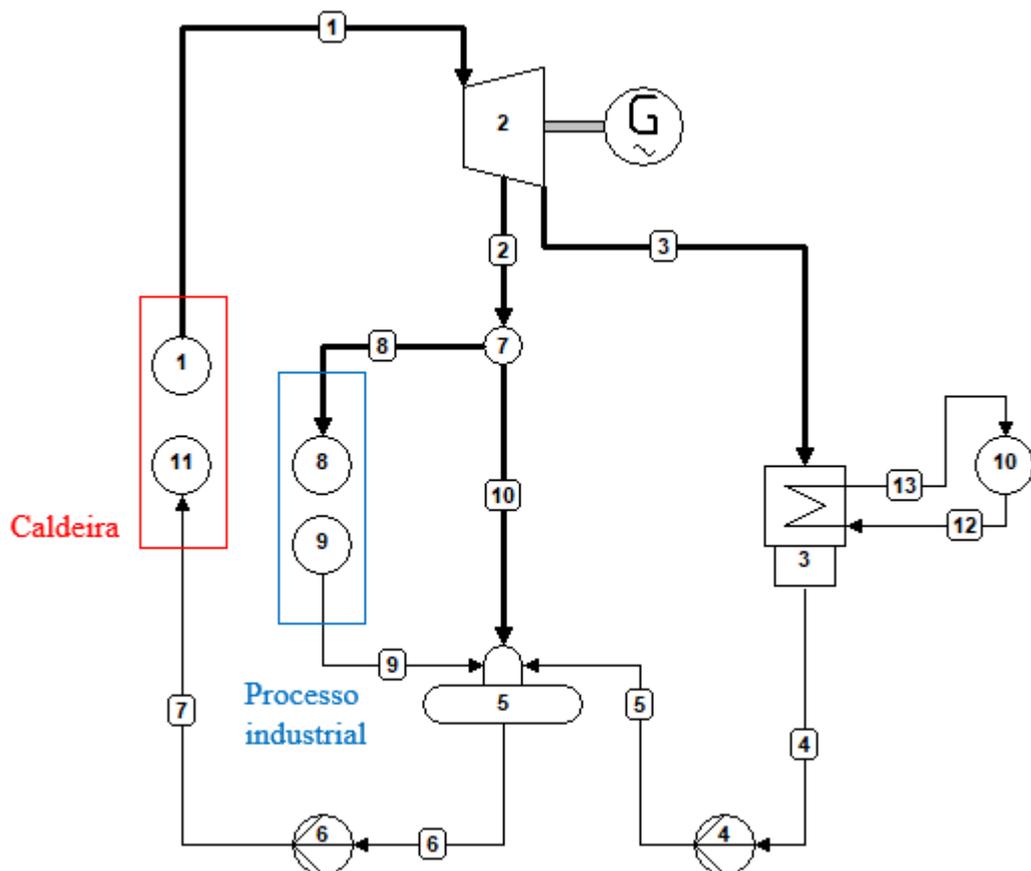


Figura 3.2. Modelo do ciclo de cogeração básico.

Tabela 3.4. Relação de equipamentos do modelo do ciclo de cogeração básico.

Número	Equipamento
1 e 11	<i>Sink e source</i> - Entrada e saída da caldeira
2	Turbina de condensação/extração
3	Condensador
4 e 6	Bombas
5	Desaerador
7	Separador
8 e 9	<i>Sink e source</i> - Processo industrial
10	<i>Sink/source</i> - Sistema de resfriamento

Além dos principais parâmetros da usina de referência (Tabela 3.1), foram utilizados os parâmetros da Tabela 3.5, encontrados na literatura, para modelar e simular diversos dos equipamentos utilizados.

Tabela 3.5. Parâmetros e hipóteses do modelo de simulação.

Parâmetro	Valor	Referência
Pressão de condensação [bar]	0,1	(GUERRA <i>et al.</i> , 2014)
Temperatura de saída da água de resfriamento [°C]	40	(GUERRA <i>et al.</i> , 2014)
Temperatura de entrada da água de resfriamento [°C]	30	(GUERRA <i>et al.</i> , 2014)
Eficiência isentrópica da turbina de condensação/extração	0,80	(DIAS <i>et al.</i> , 2011)
Eficiência isentrópica das bombas	0,85	(DIAS <i>et al.</i> , 2011)
Eficiência térmica da caldeira	0,85	(DIAS <i>et al.</i> , 2011)
Eficiência do gerador elétrico	0,98	(DIAS <i>et al.</i> , 2011)
Poder calorífico inferior do bagaço (base úmida) [kJ/kg]	7500	(DIAS <i>et al.</i> , 2011)

### 3.1.1.2. Modelo de ciclo de cogeração com aquecedores fechados

Com o objetivo de aumentar a eficiência térmica do sistema de cogeração, foram adicionados dois aquecedores de água de alimentação fechados ao ciclo, resultando em um sistema mais avançado. O primeiro recebe vapor extraído de um novo estágio da turbina, num nível de pressão maior que o intermediário, e pré-aquece a água líquida que é direcionada para a caldeira. O segundo também recebe vapor de mais um estágio da turbina, entre a pressão do condensador e a do desaerador, e pré-aquece a água líquida que sai do condensador e é direcionada para o desaerador (sendo necessária mais uma bomba). Foi adicionado um

equipamento do tipo *sink/source* para simular o resfriamento do líquido condensado no aquecedor à temperatura e pressão do condensador, para onde é direcionado.

Como parâmetro dos aquecedores, foi definido que a diferença mínima de temperatura entre o fluxo de líquido aquecido na saída e o líquido condensado fosse igual a zero. Os níveis de pressão de extração dos novos estágios da turbina foram baseados em casos da literatura (GUERRA *et al.*, 2014; RESTREPO-VALENCIA, 2018).

O modelo do ciclo de cogeração com aquecedores fechados desenvolvido no Cycle-Tempo e a relação de equipamentos utilizados nas simulações estão apresentados Figura 3.3 e Tabela 3.6, respectivamente.

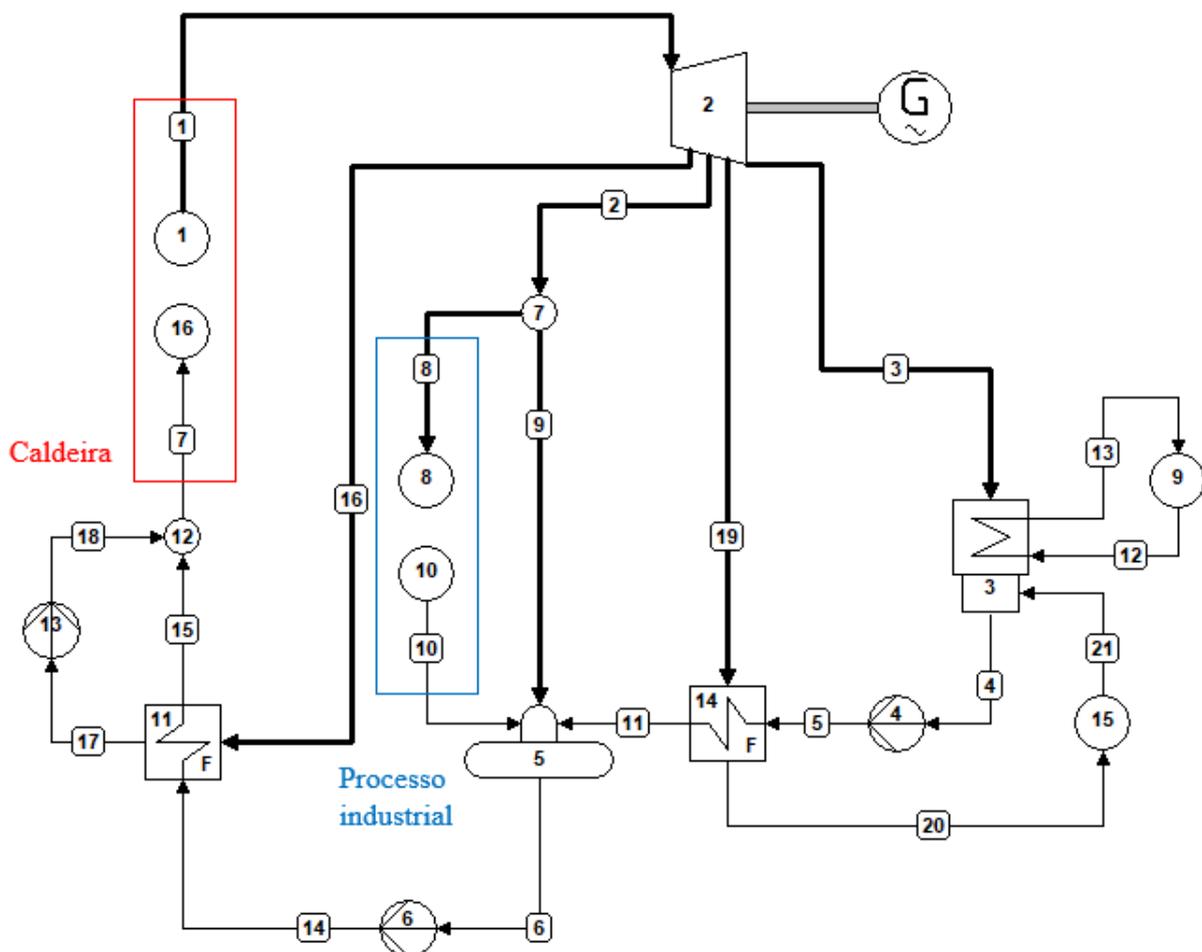


Figura 3.3. Modelo do ciclo de cogeração com aquecedores fechados.

Tabela 3.6. Relação de equipamentos do modelo do ciclo de cogeração com aquecedores fechados.

Número	Equipamento
1 e 16	<i>Sink e source</i> - Entrada e saída da caldeira
2	Turbina de condensação/extração
3	Condensador
4, 6 e 13	Bombas
5	Desaerador
7 e 12	Separador/misturador
8 e 10	<i>Sink e source</i> - Processo industrial
9	<i>Sink/source</i> - Sistema de resfriamento
11 e 14	Aquecedores fechados
15	<i>Sink/source</i> - Purgador

### 3.1.1.3. Modelo final

Na modelagem final, substituiu-se o modelo simplificado de caldeira, que fornecia apenas o calor cedido pela combustão, por uma combinação de combustor e trocador de calor, que permite identificar a composição dos gases de exaustão e, conseqüentemente, a vazão de CO<sub>2</sub> produzido.

No combustor, foram inseridos os parâmetros do fluxo de bagaço, que são a vazão mássica, umidade de 50,2% (SEABRA, 2008) e composição, considerando a análise elementar em base úmida (Tabela 3.7), e os parâmetros referentes ao fluxo de ar, como a pressão (atmosférica) e o fator de ar igual 1,3 (ou 30% de excesso de ar). Foram utilizados também equipamentos *source* para simular as entradas de bagaço e de ar, e *sink* para o destino dos gases de combustão. Na seção 3.1.4, é descrito o tratamento destes gases para captura pós-combustão.

Tabela 3.7. Composição elementar do bagaço.

Componente, %	Valor
C	44,6
H	5,8
N	0,6
O	44,5
S	0,1
Cl	0,02

Fonte: SEABRA, 2008

A última versão do modelo do ciclo de cogeração da usina de referência é apresentada na Figura 3.4 e a relação de equipamentos utilizados na Tabela 3.8. Pode-se observar o modelo da combustão de bagaço formado pelos equipamentos de número 1 (*source* - bagaço), 17 (*source* - água líquida), 18 (*source* - ar), 19 (combustor), 20 (trocador de calor) e 21 (*sink* - gases de exaustão). Ademais, foram utilizados um *source* e um *sink* (números 16 e 17) como auxiliares separando a corrente de água líquida que alimenta a caldeira devido à não convergência da simulação quando esta corrente é ligada diretamente do misturador (número 12) ao trocador de calor (número 20).

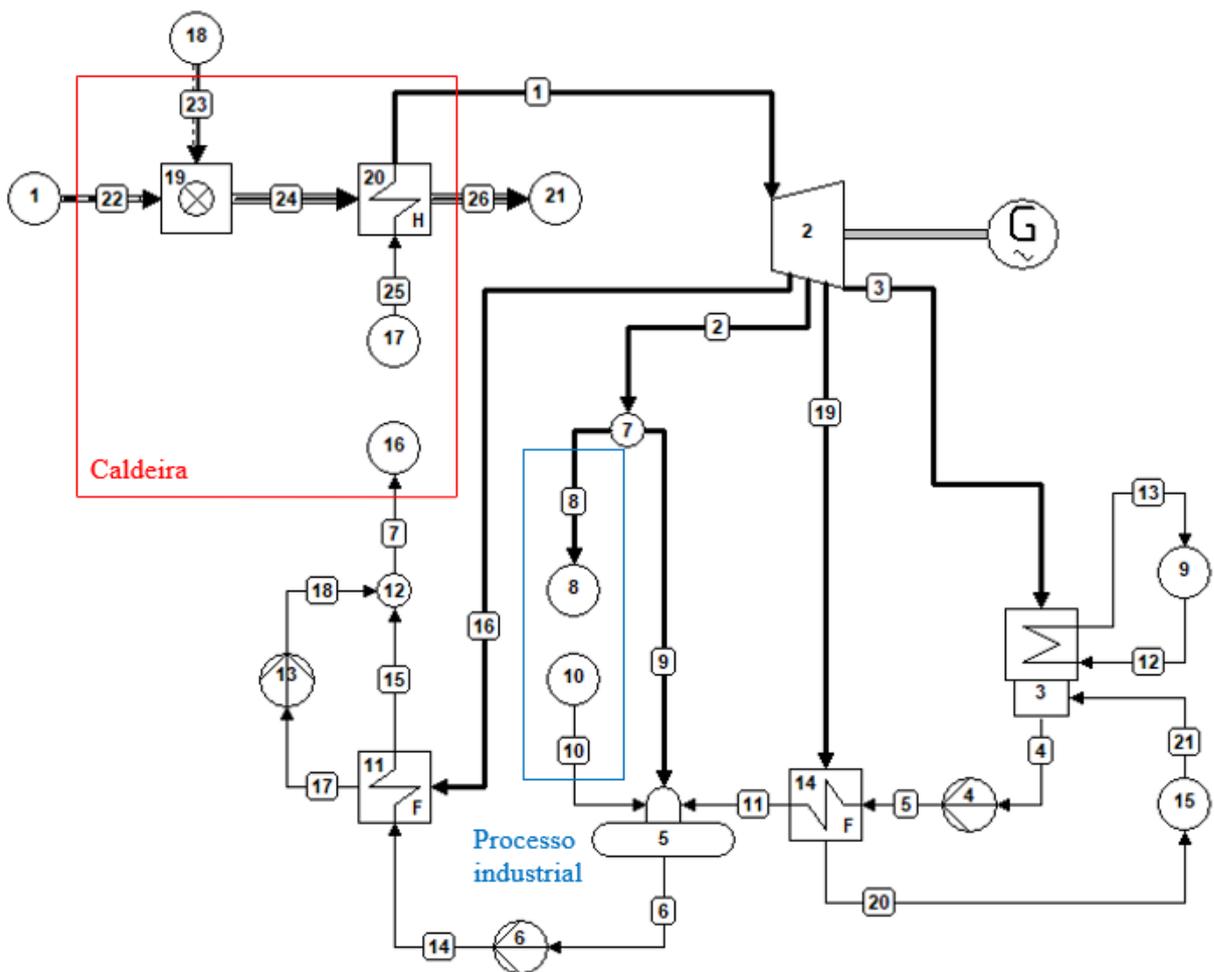


Figura 3.4. Modelo final do ciclo de cogeração.

Tabela 3.8. Relação de equipamentos do modelo final.

Número	Equipamento
1, 16, 17, 18, 19, 20, 21	Caldeira (1 - entrada de bagaço, 16 e 17 - entrada de água, 18 - entrada de ar, 19 - combustor, 20 - trocador de calor, 21 - saída dos gases de combustão)
2	Turbina de condensação/extração
3	Condensador
4, 6 e 13	Bombas
5	Desaerador
7 e 12	Separador/misturador
8 e 10	<i>Sink e source</i> - Processo industrial
9	<i>Sink/source</i> - Sistema de resfriamento
11 e 14	Aquecedores fechados
15	<i>Sink/source</i> - Purgador

### 3.1.2. Modelagem e simulação do sistema de compressão de CO<sub>2</sub>

Na segunda etapa da avaliação técnica, foi realizada a modelagem e simulação do sistema de compressão do CO<sub>2</sub>, com o objetivo de estimar o consumo de energia elétrica da compressão do CO<sub>2</sub> em todas as alternativas de captura.

No caso do armazenamento geológico, o CO<sub>2</sub> é geralmente comprimido até o estado supercrítico, em que a pressão é superior a 73,8 bar e a temperatura é superior a 31,1°C (KETZER *et al.*, 2016). De forma geral, a pressão requerida para o transporte via dutos e armazenamento é de aproximadamente 150 bar, logo é requerido um processo de compressão do CO<sub>2</sub> gasoso até o estado supercrítico e, em seguida, um processo de bombeamento do CO<sub>2</sub> líquido (RESTREPO-VALENCIA, 2018). Já no caso da utilização de CO<sub>2</sub>, o gás é elevado a um nível mais baixo de pressão. Geralmente, o CO<sub>2</sub> é transportado em caminhões-tanque em estado criogênico, de 12 a 25 bar e -35°C a -15°C, ou em temperatura ambiente, de 45 a 65 bar, segundo fabricantes (LINDE, 2017). Como a energia requerida para bombear o CO<sub>2</sub> líquido, de aproximadamente 73,8 bar para 150 bar, é significativamente menor que a energia requerida para a compressão do CO<sub>2</sub> gasoso, foi considerado neste estudo, por simplificação, que o CO<sub>2</sub> destinado tanto para a utilização quanto para o armazenamento utilizarão o mesmo trem de compressão e, portanto, foi adotado o mesmo consumo de energia elétrica para ambos os casos.

Ademais, a diferença causaria um impacto mínimo sobre a NEEA dos biocombustíveis e o preço de *breakeven* do CBIO.

Assim, o modelo desenvolvido no EES foi baseado na tecnologia de compressão estagiada com inter-resfriamento e bombeamento com liquefação supercrítica seguindo parâmetros da literatura (WITKOWSKI; MAJKUT, 2012). Neste caso, o CO<sub>2</sub> gasoso, inicialmente em temperatura ambiente, passa por seis estágios de compressão e um estágio de bombeamento. Após cada estágio de compressão, o CO<sub>2</sub> é resfriado a uma temperatura mais próxima da temperatura ambiente. No último estágio de compressão, o CO<sub>2</sub> é levado à condição supercrítica e, após resfriado, passa por um processo de bombeamento com liquefação supercrítica até a pressão final de 150 bar. A razão de pressões entre cada estágio de compressão é constante e aproximadamente igual a 2, sendo que o fluido é comprimido a partir da pressão atmosférica (1 atm) até uma pressão de aproximadamente 80 bar. A temperatura inicial é de 25°C e o fluido é resfriado a 38°C entre cada estágio de bombeamento, exceto no último, no qual é resfriado a 31°C antes de ser bombeado. Para os compressores e a bomba, foi adotada uma eficiência isentrópica de 85% (WITKOWSKI; MAJKUT, 2012). Neste modelo, não foi incluída a desidratação da corrente de CO<sub>2</sub>, porém este é um processo que tende a afetar pouco a demanda de energia da usina.

Vale destacar que a modelagem e simulação foi desenvolvida no EES, pois, em uma primeira tentativa utilizando o Cycle-Tempo, foi identificado um ponto em que o software não identificava o processo adequadamente, aumentando demasiadamente a temperatura do CO<sub>2</sub> após o estágio de bombeamento. O modelo do sistema de compressão de CO<sub>2</sub>, desenvolvido inicialmente no Cycle-Tempo, e a relação de equipamentos utilizados estão apresentados na Figura 3.5 e Tabela 3.9, respectivamente.

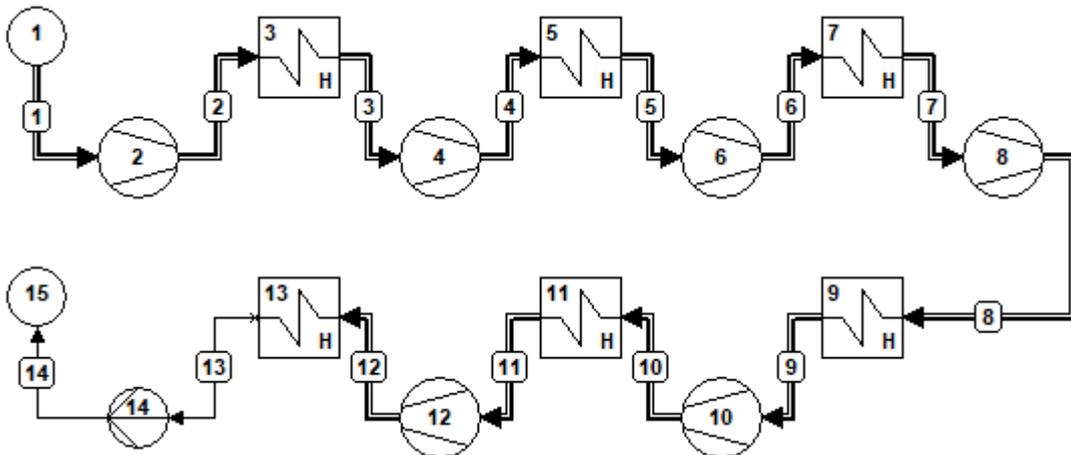


Figura 3.5. Modelo do processo de compressão estagiada de CO<sub>2</sub> com inter-resfriamento e bombeamento com liquefação supercrítica.

Tabela 3.9. Relação de equipamentos do modelo de compressão de CO<sub>2</sub>.

Número	Equipamento
1	Source - Entrada do CO <sub>2</sub> (estado gasoso)
2, 4, 6, 8, 10 e 12	Compressores
14	Bomba
3, 5, 7, 9, 11, 13	Trocadores de calor
15	Sink - Saída do CO <sub>2</sub> (estado supercrítico)

O conjunto das equações, apresentadas de (3.2) a (3.7), utilizado no EES para cada estágio de compressão e o último estágio de bombeamento é apresentado a seguir:

$$\dot{W}_{c,b} = \dot{m}_{CO_2} \cdot (h_s - h_e) \quad (3.2)$$

$$h_e = f(T_e, P_e) \quad (3.3)$$

$$s_e = f(T_e, P_e) \quad (3.4)$$

$$s_{s_s} = s_e \quad (3.5)$$

$$h_{s_s} = f(P_s, s_{s_s}) \quad (3.6)$$

$$\eta_{ise} = \frac{h_{s_s} - h_e}{h_s - h_e} \quad (3.7)$$

Sendo:

$\dot{W}_{c,b}$  – Potência consumida pelo compressor/bomba [kW];

$\dot{m}_{CO_2}$  – Vazão mássica de CO<sub>2</sub> [kg/s];

- $h_s$  – Entalpia específica do CO<sub>2</sub> na saída do compressor/bomba [kJ/kg];
- $h_e$  – Entalpia específica do CO<sub>2</sub> na entrada do compressor/bomba [kJ/kg];
- $T_e$  – Temperatura do CO<sub>2</sub> na entrada do compressor/bomba [°C];
- $s_e$  – Entropia específica do CO<sub>2</sub> na entrada do compressor/bomba [kJ/kg.K];
- $s_{s_s}$  - Entropia isentrópica específica do CO<sub>2</sub> na saída do compressor/bomba [kJ/kg.K];
- $h_{s_s}$  – Entalpia isentrópica específica do CO<sub>2</sub> na saída do compressor/bomba [kJ/kg];
- $\eta_{ise}$  – Eficiência isentrópica do compressor/bomba [-].

### 3.1.3. Captura de CO<sub>2</sub> da fermentação

A captura do CO<sub>2</sub> proveniente da fermentação é a alternativa de mais fácil implementação e operação em todos aspectos, pois consiste, basicamente, em comprimir a corrente de CO<sub>2</sub> gerada neste processo, considerada pura, consumindo apenas energia elétrica (MÖLLERSTEN; YAN; MOREIRA, 2003). A produção de CO<sub>2</sub> foi calculada com base na produção de etanol, uma vez que o processo de fermentação produz etanol e CO<sub>2</sub> em uma proporção em massa aproximada de 1:1 (MÖLLERSTEN; YAN; MOREIRA, 2003). A vazão mássica de etanol foi calculada a partir do volume produzido de etanol por tonelada de cana, igual a 86,3 L/tc, obtido na literatura (MACEDO; SEABRA; SILVA, 2008), e da capacidade de processamento de cana por safra (Tabela 3.1). Foi considerada a vazão mássica total de CO<sub>2</sub> produzido na fermentação para calcular a potência elétrica necessária para sua compressão, uma vez que há excedente de energia elétrica suficiente no sistema de cogeração para este processo, conforme observado na literatura (RESTREPO-VALENCIA, 2018; RESTREPO-VALENCIA; WALTER, 2019).

### 3.1.4. Captura de CO<sub>2</sub> pós-combustão

A tecnologia de captura pós-combustão considerada é a de absorção utilizando monoetanolamina (MEA) como solvente. Esta tecnologia requer, além de energia elétrica, energia térmica para separar o CO<sub>2</sub> de uma mistura de gases de combustão, então foi necessário calcular o vapor disponível no sistema de cogeração para realização do tratamento dos gases. Para isto, foram realizadas iterações no modelo de simulação, aumentando a vazão de vapor direcionada para o processo industrial – que inclui a unidade de captura pós-combustão – até que a vazão de vapor utilizado para aquecer o líquido condensado fosse a menor possível.

Assim, o vapor disponível é a diferença entre a vazão mássica de vapor direcionada para o processo industrial ao final das iterações e a vazão inicial.

O fluxo de CO<sub>2</sub> capturado foi calculado com base na demanda de vapor para absorção, estimada em 1.523 kg de vapor por tonelada de CO<sub>2</sub> capturado, segundo o caso de referência da literatura (RESTREPO-VALENCIA, 2018). Ou seja, o fluxo de CO<sub>2</sub> foi calculado com base na disponibilidade de vapor para tratamento dos gases. Desta forma, não foi aplicado nenhum fator de eficiência de captura. Segundo a literatura, as tecnologias de captura pós-combustão por absorção promovem a recuperação de 80 a 95% do CO<sub>2</sub> (IPCC, 2005). Atualmente, o CANSOLV CO<sub>2</sub> Capture System da Shell é referência em tecnologia de captura pós-combustão por absorção baseada em amina, com eficiência de até 99% (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2022).

O impacto no balanço de energia elétrica pelo tratamento dos gases foi calculado segundo o consumo específico de potência obtido na literatura, igual a 25,84 kW por kg/s de gases de combustão (KHORSHIDI *et al.*, 2016). Vale ressaltar que foi contabilizada apenas a vazão de gases que seria proporcional à vazão mássica de CO<sub>2</sub> que poderia ser capturada.

Para calcular o impacto da compressão deste fluxo de CO<sub>2</sub>, utilizou-se o mesmo modelo apresentado na seção 3.1.2. Novamente, há energia elétrica disponível no ciclo para este processo, sendo apenas o vapor a fonte de energia limitante deste processo de captura.

### **3.1.5. Biodigestão anaeróbica da vinhaça**

A geração de biogás da biodigestão anaeróbica da vinhaça e de seus principais componentes – metano (CH<sub>4</sub>), sulfeto de hidrogênio (H<sub>2</sub>S) e dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) – e a produção de biometano foram estimadas com base em um caso da literatura (LEME; SEABRA, 2017). Para a produção de vinhaça na destilaria, foi determinado o valor de 14,6 L/L de etanol, seguindo os parâmetros da fase agrícola de produção do etanol implementados na RenovaCalc (CAVALETT *et al.*, 2013). Neste caso, foi considerada a biodigestão anaeróbica em lagoa coberta. As produções de CH<sub>4</sub> e H<sub>2</sub>S foram calculadas pelas equações (3.8) e (3.9), respectivamente, a partir da carga orgânica da vinhaça (em DQO) e da eficiência do processo anaeróbico (LEME; SEABRA, 2017):

$$V_{CH_4} = 0,35 \cdot (\eta - \beta) \cdot (Q_{vin} - 64/96 \cdot S_{vin}) \quad (3.8)$$

$$V_{H_2S} = 22,4/96 \cdot S_{vin} \quad (3.9)$$

Sendo:

$V_{CH_4}$  – volume de metano [Nm<sup>3</sup>];

$\eta$  – eficiência de remoção de DQO [-];

$\beta$  – fração de DQO convertida em biomassa microbiana [-];

$Q_{vin}$  – DQO da entrada de vinhaça [kg/m<sup>3</sup>];

$S_{vin}$  – sulfato da vinhaça [kg/m<sup>3</sup>].

A eficiência de remoção ( $\eta$ ) e a fração de DQO convertida em biomassa microbiana ( $\beta$ ) utilizadas são iguais a 0,72 e 0,10, respectivamente (LEME; SEABRA, 2017). Considerando a fração molar em base seca dos componentes do biogás (Tabela 3.10), foram calculadas a geração de biogás e de CO<sub>2</sub> pelas equações (3.10) e (3.11), respectivamente:

$$V_{biogás} = V_{CH_4}/0,60 \quad (3.10)$$

$$V_{CO_2} = 38,1 \cdot V_{biogás} \quad (3.11)$$

Tabela 3.10. Composição elementar do biogás.

Componente do biogás	[% mol] (base seca)
CH <sub>4</sub>	60
CO <sub>2</sub>	38,1
H <sub>2</sub> S	1,9

Fonte: LEME; SEABRA (2017)

A produção de biometano foi calculada a partir do volume de CH<sub>4</sub> produzido, da concentração de CH<sub>4</sub> no biometano e das perdas de CH<sub>4</sub> durante o processo de *upgrading* do biogás. O método de *upgrading* considerado foi o de adsorção por variação de pressão (PSA). Os parâmetros de referência da produção de biometano e *upgrading* do biogás foram obtidos de LEME; SEABRA (2017) e estão apresentados na Tabela 3.11. As perdas consideradas são de 2% do volume de CH<sub>4</sub> (ALLEGUE; HINGE, 2012). Ademais, foram utilizados os valores de massa específica de 0,00076 t/m<sup>3</sup> e poder calorífico inferior de 45,46 MJ/kg para o biometano (RENOVABIO, 2018).

Tabela 3.11. Parâmetros de referência utilizados no cálculo da produção de biometano da vinhaça.

<b>Parâmetros</b>	<b>Referência</b>
<u>Parâmetros da produção de biogás</u>	
DQO da vinhaça [kg/m <sup>3</sup> ]	27,5
Sulfato da vinhaça [kg SO <sub>4</sub> /m <sup>3</sup> ]	0,8
<u>Transporte e resfriamento</u>	
Eletricidade [kWh/GJ]	0,898
<u>Digestão anaeróbica</u>	
Eficiência de remoção de DQO [-]	0,72
Conversão de DQO em biomassa microbiana [-]	0,10
Eletricidade [kWh/GJ]	1,89
<u>Remoção de H<sub>2</sub>S</u>	
Eletricidade [kWh/GJ]	1,86
<u>Infraestrutura</u>	
Eletricidade [kWh/GJ]	1,25
<u>Compressão e <i>upgrading</i> de biogás (PSA)</u>	
Eletricidade [kWh/GJ]	11,2
Concentração de CH <sub>4</sub> [%CH <sub>4</sub> ]	97%

Fonte: LEME; SEABRA (2017)

### 3.1.6. Biodigestão anaeróbica da torta de filtro

A produção de metano e a geração de CO<sub>2</sub> associada à biodigestão anaeróbica da torta de filtro foram estimadas com base em JANKE et al. (2015). A produção de torta de filtro na destilaria é de 30,6 kg/tc, seguindo os parâmetros da fase agrícola de produção do etanol implementados na RenovaCalc (CAVALETT *et al.*, 2013). O potencial de produção de metano foi estimado com base na média dos resultados obtidos em ensaios realizados por JANKE et al. (2015) (Tabela 3.12). A geração de CO<sub>2</sub> foi estimada a partir da produção de metano e da composição elementar do biogás, conforme a equação (3.12); por simplificação, foi adotada a mesma composição do biogás da biodigestão da vinhaça (Tabela 3.10). A produção de biometano da biodigestão da torta de filtro foi calculada de forma semelhante à da vinhaça.

$$V_{CO_2} = 38,1 \cdot V_{CH_4} / 0,60 \quad (3.12)$$

Tabela 3.12. Potencial bioquímico de metano da torta de filtro após 35 dias de ensaio.

Amostra	Produção de metano [Nm <sup>3</sup> /tfm]
1	58 ± 1
2	50 ± 1
3	54 ± 2

Fonte: JANKE et al. (2015)

### **3.1.7. Captura de CO<sub>2</sub> da biodigestão**

O potencial de captura de CO<sub>2</sub> da biodigestão da vinhaça e torta de filtro foi estimado a partir da remoção de CO<sub>2</sub> do biogás pelo método de adsorção por variação de pressão (PSA) (LEME; SEABRA, 2017). Considerando que há perdas de 2% de biogás no processo (ALLEGUE; HINGE, 2012) e que a composição do biometano produzido pode conter até 3% de CO<sub>2</sub>, segundo a Resolução 8/2015 da ANP (ANP, 2015), o potencial de captura de CO<sub>2</sub> foi calculado pela diferença entre a geração de CO<sub>2</sub> na biodigestão e as referidas perdas.

O consumo adicional de eletricidade para compressão do CO<sub>2</sub> da biodigestão foi calculado de modo semelhante aos casos da fermentação e pós-combustão, contudo, a pressão operacional na remoção de CO<sub>2</sub> é de 8 bar (LEME; SEABRA, 2017) e, portanto, foi necessária uma compressão inicial de 8 a 9 bar e injeção do CO<sub>2</sub> no terceiro estágio do sistema de compressão. Para a planta de biometano, foi considerado o consumo de energia elétrica proveniente do sistema de cogeração da usina.

### **3.1.8. Balanço de energia elétrica e captura de CO<sub>2</sub>**

Nesta etapa, foi realizado o balanço de energia elétrica da biorrefinaria para os cinco cenários de captura de carbono: CC-F, CC-FC, CC-FB, CC-FCB e CC-B. Foram compilados os valores de potência elétrica – produzida, consumida e líquida –, de consumo de energia elétrica do sistema de cogeração, destilaria e planta de biometano, bem como do sistema de compressão de CO<sub>2</sub> e de tratamento dos gases de combustão, e calculadas a geração de eletricidade total e excedente da usina. Além disso, foi calculada a penalidade energética devido à captura de carbono, ou seja, a porcentagem da geração de eletricidade excedente nos cenários de captura de carbono em relação à geração de eletricidade no cenário convencional.

O balanço de captura de CO<sub>2</sub> consistiu em compilar os resultados da captura de CO<sub>2</sub> para cada cenário, separando as contribuições individuais de cada alternativa, os totais de geração e captura de CO<sub>2</sub> e o percentual de CO<sub>2</sub> capturado.

### 3.2. Avaliação ambiental

Na avaliação ambiental, os biocombustíveis foram analisados separadamente. Na Tabela 3.13, são apresentados os cenários de captura de carbono considerados, incluindo o etanol hidratado (Et) avaliado para os cenários com captura de CO<sub>2</sub> da fermentação (F) e captura de CO<sub>2</sub> da fermentação e pós-combustão (FC), e o biometano (Bm), avaliado no cenário de captura de CO<sub>2</sub> da biodigestão (B) (Tabela 3.13). É importante esclarecer que, neste bloco, não é avaliada a união das alternativas de captura de carbono da destilaria e da planta de biometano, que seriam os cenários de captura de CO<sub>2</sub> da fermentação e biodigestão (FB) e captura de CO<sub>2</sub> da fermentação, pós-combustão e biodigestão (FCB), pois essas combinações não interferem no desempenho ambiental de cada biocombustível, uma vez que a penalidade energética de cada alternativa de captura é atribuída apenas ao ciclo de vida do biocombustível a qual está associada. Além disso, nos cenários CCS, foram avaliadas todas as alternativas de captura de carbono da destilaria e da planta de biometano. No entanto, nos cenários CCU, não foi considerada a tecnologia de captura pós-combustão, pois trata-se de um elevado fluxo de CO<sub>2</sub> que, na prática, é mais apropriado para fins de armazenamento. No caso especial de EOR, que é apontado pela literatura como uma tecnologia de utilização de CO<sub>2</sub> (seção 2.3.4), há a injeção e retenção de elevados fluxos de CO<sub>2</sub>, portanto, neste caso, EOR estaria incluído nos cenários CCS.

Tabela 3.13. Avaliação ambiental: cenários de captura de carbono.

Cenário	Fermentação	Pós-Combustão	Biodigestão	Armazenamento de CO <sub>2</sub>	Utilização de CO <sub>2</sub>
<u>Etanol</u>					
Et-F-CCS	X			X	
Et-FC-CCS	X	X		X	
Et-F-CCU	X				X
<u>Biometano</u>					
Bm-B-CCS			X	X	
Bm-B-CCU			X		X

Para avaliar o impacto da captura de carbono sobre as emissões de GEE no ciclo de vida do etanol – neste caso, 100% de etanol hidratado – e do biometano, foi calculada a Intensidade de Carbono (IC) e a Nota de Eficiência Energético-Ambiental (NEEA) dos biocombustíveis, ambas em gCO<sub>2</sub>eq/MJ, para cada cenário de captura utilizando-se a RenovaCalc – ferramenta oficial do programa RenovaBio. A NEEA é o resultado da diferença entre a IC do combustível

fóssil substituto e do biocombustível, conforme a equação. No RenovaBio, o combustível fóssil substituto para o etanol é a gasolina e para o biometano é uma média entre gasolina, diesel e GNV (gás natural veicular). Vale destacar que, no âmbito do RenovaBio, só é possível avaliar o deslocamento (ou substituição) de um combustível fóssil utilizado no setor de transportes, excluindo a possibilidade de avaliar o biometano como substituto do gás natural utilizado no setor residencial, por exemplo.

A RenovaCalc considera em seus cálculos o ciclo de vida *well-to-wheel*, ou do poço à roda, isto é, é empregada uma avaliação do ciclo de vida do etanol desde a fase agrícola da cana-de-açúcar até a produção industrial, transporte e uso do biocombustível. No caso do biometano, como a vinhaça e a torta de filtro são tratadas como resíduos, não é atribuída uma intensidade de carbono à produção da biomassa, associada à fase agrícola da cana-de-açúcar, logo são consideradas apenas as fases de produção industrial, transporte e uso. Contudo,

$$NEEA = IC_{\text{combustível fóssil}} - IC_{\text{biocombustível}} \quad (3.13)$$

Para isto, foram compilados e implementados na ferramenta parâmetros dos modelos, resultados das simulações e parâmetros do estágio de produção agrícola da cana-de-açúcar disponíveis na literatura (CAVALETT *et al.*, 2013), incluindo corretivos, fertilizantes, combustíveis, eletricidade, entre outros. Os dados de entrada utilizados na ferramenta estão apresentados na Tabela 3.14.

Tabela 3.14. Parâmetros das fases agrícola, industrial e de distribuição implementados na ferramenta

RenovaCalc	
Parâmetro	Quantidade
<b><u>Fase agrícola</u></b>	
<b>Informações gerais</b>	
Área total [ha] <sup>a</sup>	4,81E+04
Produção total colhida para moagem [tc] <sup>b</sup>	4.000.000
Quantidade comprada pela unidade produtora de biocombustível [tc] <sup>b</sup>	4.000.000
<b>Corretivos</b>	
Calcário dolomítico [kg/tc] <sup>c</sup>	4,81
Gesso [kg/tc] <sup>c</sup>	2,41
<b>Fertilizantes sintéticos</b>	
Ureia [kg N/tc] <sup>c</sup>	0,82
Superfosfato simples (SSP) [kg P2O5/tc] <sup>c</sup>	0,36
Cloreto de potássio (KCl) [kg K2O/tc] <sup>c</sup>	0,60
<b>Fertilizantes orgânicos/organominerais</b>	
Vinhaça (0,36 g N/L) [L/tc] <sup>c</sup>	1,26E+03
Torta de filtro (base úmida) (2,8 g N/kg) [kg/tc] <sup>d</sup>	30,6
<b>Combustíveis e eletricidade</b>	
Diesel B10 [L/tc] <sup>c,e</sup>	2,79
<b><u>Fase industrial</u></b>	
<b>Processamento e rendimentos</b>	
Quantidade de cana processada [tc] <sup>b</sup>	4.000.000
Rendimento etanol hidratado [L/tc] <sup>c</sup>	86,3
Rendimento energia elétrica comercializada [kWh/tc] <sup>f</sup>	-
<b>Combustíveis e eletricidade</b>	
Bagaço próprio (base úmida; 50,2% de umidade) [kg/tc] <sup>g</sup>	280
<b><u>Fase de distribuição<sup>h</sup></u></b>	
Rodoviário	100%
Dutoviário	0,00%
Ferrovário	0,00%

<sup>a</sup>. Considerando a produção de cana de 83,1 t/ha (CAVALETT *et al.*, 2013).

<sup>b</sup>. Baseado em SEABRA (2008).

<sup>c</sup>. Baseado em CAVALETT *et al.* (2013).

<sup>d</sup>. Valor típico adotado por RENOVABIO (2018).

<sup>e</sup>. Considerando os transportes via caminhão e as operações agrícolas.

<sup>f</sup>. O rendimento de energia elétrica comercializada varia conforme o cenário considerado.

<sup>g</sup>. Baseado em CLAUSER *et al.* (2016).

<sup>h</sup>. Considerando apenas o transporte rodoviário na distribuição do etanol.

Como as tecnologias de captura de carbono não estão presentes na versão atual da RenovaCalc, a contribuição da captura de carbono, em gCO<sub>2</sub>eq/MJ, foi calculada separadamente e somada à NEEA, conforme a equação (3.14). Nesta avaliação, conforme explicado anteriormente, a captura de carbono está limitada à aos processos que ocorrem dentro

da fronteira da biorrefinaria, o que inclui a captura, tratamento de gases e compressão de CO<sub>2</sub>. Desta forma, não são contabilizadas as fases de transporte, utilização e armazenamento de CO<sub>2</sub> (Figura 3.1).

$$NEEA_{captura} = IC_{combustível\ f\u00f3ssil} - IC_{biocombust\u00edvel} + CO_{2captura} \quad (3.14)$$

A contribuição da captura de carbono foi calculada de forma semelhante à NEEA do biocombustível, de modo que o resultado é igual à diferença entre a IC do CO<sub>2</sub> fóssil – produzido em processos como a queima de carvão mineral – e a IC do CO<sub>2</sub> biogênico, conforme a equação (3.15). Além disso, foram consideradas abordagens diferentes para o cálculo da IC do CO<sub>2</sub> fóssil deslocado (ou substituído) e do CO<sub>2</sub> biogênico capturado.

$$CO_{2captura} = IC_{CO_2,f\u00f3ssil} - IC_{CO_2,biog\u00eanico} \quad (3.15)$$

No caso do armazenamento de carbono (BECCS), é considerado que há retenção permanente – por um período suficientemente longo – do CO<sub>2</sub> capturado. Deste modo, a captura de carbono é atribuída à IC do CO<sub>2</sub> biogênico como um valor negativo, resultando em uma contribuição positiva à NEEA. Neste caso, não há deslocamento de CO<sub>2</sub> fóssil e, portanto, é atribuído valor nulo à IC do CO<sub>2</sub> fóssil.

No caso da utilização de CO<sub>2</sub> (BECCU), existem diversas rotas químicas ou físicas de utilização, que envolvem diferentes níveis de retenção de CO<sub>2</sub>, seja nenhuma retenção, parcial ou mesmo total. Assim, rigorosamente, a contribuição da captura e utilização de carbono deveria ser avaliada caso a caso. Contudo, não cabe ao escopo deste trabalho explorar as diferentes rotas de utilização para o cálculo da NEEA nos cenários CCU, pois demandaria um estudo de ACV por rota. Além disso, se o CO<sub>2</sub> fosse utilizado como matéria-prima para novos biocombustíveis, como na fabricação de metanol, seria necessário ainda a criação de novas rotas no RenovaBio, o que dificultaria ainda mais a análise. Portanto, foi determinado que o CO<sub>2</sub> biogênico capturado é utilizado apenas para substituir (ou deslocar) o CO<sub>2</sub> fóssil. Deste modo, é contabilizada apenas a carga ambiental devido ao deslocamento da produção e disponibilização do CO<sub>2</sub> fóssil, que é atribuída à IC do CO<sub>2</sub> fóssil. Neste caso, a molécula de CO<sub>2</sub> emitida para a atmosfera – fóssil ou biogênica – é considerada residual. Assim, a IC do CO<sub>2</sub> fóssil foi calculada a partir de um fator de emissão de aproximadamente 0,937 kgCO<sub>2</sub>eq

por kg de CO<sub>2</sub> líquido produzido (neste caso, deslocado). Este fator de emissão foi obtido na base de dados Ecoinvent e calculado pelo método IPCC 2013 GWP 100. Por ser considerado residual e que não há retenção do CO<sub>2</sub>, a IC do CO<sub>2</sub> biogênico é nula.

Por fim, foi avaliado se há geração de emissões negativas, isto é, se a contribuição da captura de carbono é superior à intensidade de carbono dos biocombustíveis. Em caso positivo, o programa RenovaBio prevê um bônus de até 20% à NEEA do combustível (BRASIL, 2017).

### 3.3. Avaliação econômica

A avaliação econômica da implantação dos sistemas de captura de carbono consistiu em confrontar os custos adicionais necessários para a implementação da captura de carbono com os preços do CBIO que tornariam o investimento atrativo (preços de *breakeven*). Além disso, os resultados serão comparados com os preços dos CBIOs comercializados em bolsa (B3) e, como avaliação complementar, com os preços de permissões e créditos de carbono de mercados internacionais – EU ETS e Cap-and-Trade (CARB). Neste caso, apenas os CBIOs gerados devido à captura e o bônus (aplicado sobre a NEEA total) são contabilizados como benefício econômico, excluindo a parte gerada de forma convencional; logo a produção de biocombustíveis não subsidiaria a captura de carbono. O preço de *breakeven* do CBIO foi calculado através do método de fluxo de caixa, de modo que o Valor Presente Líquido (VPL) fosse igual à zero. Vale ressaltar que a avaliação econômica da captura de carbono está limitada ao portão da usina e da planta de biometano, ou seja, não são considerados os custos de logística e infraestrutura do transporte e armazenamento de CO<sub>2</sub>.

Na avaliação econômica, o preço de *breakeven* do CBIO foi avaliado separadamente para cada biocombustível; contudo, os custos de compressão de CO<sub>2</sub> foram alocados entre os biocombustíveis de acordo com a vazão de CO<sub>2</sub> capturado, o que implicou na necessidade de avaliar as combinações das alternativas de captura envolvendo a produção de ambos os biocombustíveis. Além disso, nos cenários de utilização de CO<sub>2</sub>, foi considerado o benefício econômico da comercialização do CO<sub>2</sub> capturado, logo também há distinção entre os cenários CCS e CCU. Assim, foram gerados os cenários de captura de carbono apresentados na Tabela 3.15.

Tabela 3.15. Avaliação econômica: cenários de captura de carbono

Cenário	Fermentação	Pós-Combustão	Biodigestão	Armazenamento de CO <sub>2</sub>	Utilização de CO <sub>2</sub>
<u>Etanol</u>					
Et-F-CCS	X			X	
Et-FC-CCS	X	X		X	
Et-FB-CCS	X		X	X	
Et-FCB-CCS	X	X	X	X	
Et-F-CCU	X				X
Et-FB-CCU	X		X		X
<u>Biometano</u>					
Bm-FB-CCS	X		X	X	
Bm-FCB-CCS	X	X	X	X	
Bm-B-CCS			X	X	
Bm-FB-CCU	X		X		X
Bm-B-CCU			X		X

Para cada cenário, foram estimados os custos de investimento e de operação e manutenção (O&M) da unidade de compressão e da unidade CCS (captura pós-combustão), o custo de oportunidade referente à venda de energia elétrica excedente à rede (no caso da usina de etanol) e o custo do consumo de energia elétrica (no caso da planta de biometano).

Nos cenários CCU, o preço do CO<sub>2</sub> comprimido comercializado como coproduto da biorrefinaria foi determinado, inicialmente, com base no preço do CO<sub>2</sub> para uso industrial, que varia entre 800 e 8000 R\$/tCO<sub>2</sub> (PROBIOGÁS, 2015). De forma conservadora, foi adotado o preço de 800 R\$/tCO<sub>2</sub>. Vale ressaltar que não foram encontradas faixas de preços atualizadas do CO<sub>2</sub> comprimido em relatórios e documentos públicos.

### 3.3.1. Investimento inicial e custos

O cálculo do investimento inicial da unidade de compressão e da unidade de captura pós-combustão e seus custos de operação e manutenção foram baseados em casos da literatura (RESTREPO-VALENCIA; WALTER, 2019; VAN DER SPEK; RAMIREZ; FAAIJ, 2017). O custo de oportunidade referente à venda de energia elétrica excedente foi calculado a partir da penalidade energética devido à captura de carbono e o preço de venda considerado é de 200 R\$/MWh.

O investimento inicial das unidades foi calculado em função da vazão mássica de CO<sub>2</sub> através de cada processo, de compressão ou tratamento de gases, por uma equação de ganhos de escala utilizando-se um fator de escala igual a 0,6, conforme a equação (3.16):

$$C = C_{\text{ref}} \cdot \left( \frac{Q}{Q_{\text{ref}}} \right)^{\alpha} \quad (3.16)$$

Sendo:

C – Custo do investimento inicial;

C<sub>ref</sub> – Custo do investimento inicial de referência;

Q – Vazão de CO<sub>2</sub>;

Q<sub>ref</sub> – Vazão de CO<sub>2</sub> de referência;

α – Fator de escala.

O custo de referência da unidade de compressão é igual a M€ 44,0 e o da unidade de captura igual a M€ 326; a vazão de CO<sub>2</sub> de referência é igual a 79,88 kg/s (VAN DER SPEK; RAMIREZ; FAAIJ, 2017). Os custos de operação e manutenção das unidades foram calculados em função do investimento inicial através das porcentagens de 5,8% para a unidade de tratamento de gases e 4,6% para a unidade de compressão (RESTREPO-VALENCIA; WALTER, 2019).

Assim, os custos do investimento inicial dos sistemas de captura de carbono foram anualizados em uma série uniforme de 25 anos, de acordo com a vida útil aproximada das instalações, considerando uma taxa de desconto de 10% ao ano. Foi atribuída uma depreciação linear de 10% ao ano durante os 10 primeiros anos de vida útil das instalações, bem como uma alíquota de imposto de renda igual a 34%.

### 3.3.2. Correção do câmbio e período de investimento

A correção do investimento com a captura de CO<sub>2</sub> foi realizada através do índice de preços CEPCI (Chemical Engineering Plant Cost Index) através da equação (3.17). O último índice preços médio anual mais recente divulgado pela fonte é do ano de 2021. O índice de preços de 2014 é igual a 576,1 e o de 2021 é igual a 708 (CEPCI, 2022). O câmbio foi ajustado

para Real com base em 2021 através da taxa de câmbio média anual do mesmo ano, igual a 6,3825 EUR/BRL (EXCHANGE RATES UK, 2022a).

$$C_{2021} = \frac{CI_{2021}}{CI_{2014}} \cdot C_{2014} \quad (3.17)$$

Sendo:

$C_{2021}$  – Custo dos equipamentos em 2021;

$C_{2014}$  – Custo dos equipamentos em 2014;

$CI_{2021}$  – Índice de preços em 2021;

$CI_{2014}$  – Índice de preços em 2014.

## **4. RESULTADOS E DISCUSSÃO**

Neste capítulo, são apresentados os resultados e as discussões referentes às avaliações técnica, ambiental e econômica da captura de carbono na destilaria de etanol de cana-de-açúcar de referência e na planta de biometano.

### **4.1. Avaliação técnica**

Nesta seção, são apresentados os principais resultados das simulações do sistema de cogeração da usina convencional e com captura de carbono, bem como o balanço de energia elétrica e de CO<sub>2</sub>. Nesta etapa, vale lembrar que foi considerada uma usina de referência que processa 4 Mt de cana por safra e consome 500 kg/tc de vapor e 30 kWh/tc de energia elétrica para o processamento industrial e 280 kg/tc de bagaço para o sistema de cogeração, que produz vapor a 68 bar e 480 °C.

#### **4.1.1. Sistema de cogeração da usina**

Os resultados da simulação do sistema convencional contendo dados de vazão mássica, pressão e temperatura das correntes, referentes ao modelo de simulação final sem captura de carbono, estão apresentados na Tabela 4.1. As correntes de 1 a 26 correspondem às apresentadas no modelo final do ciclo de cogeração da usina (Figura 3.4).

Tabela 4.1. Resultados da simulação do sistema convencional.

Corrente	Vazão [kg/s]	Pressão [bar]	Temperatura [°C]	Corrente	Vazão [kg/s]	Pressão [bar]	Temperatura [°C]
1	202	68	480	14	178	68	128
2	142	2,5	158	15	178	68	198
3	33,3	0,1	45,8	16	24,2	15	316
4	35,7	0,1	45,8	17	24,2	15	198
5	35,7	2,5	45,8	18	24,2	68	199
6	178	2,5	127	19	2,38	0,5	81,3
7	202	68	198	20	2,38	0,5	81,3
8	139	2,5	158	21	2,38	0,1	45,8
9	3,09	2,5	158	22	77,8	1,01	25
10	139	2,5	127	23	276	1,01	25
11	35,7	2,5	81,3	24	353	1,01	1267
12	1.745	1,01	30	25	202	68	198
13	1.745	1,01	40	26	353	1,01	208

#### 4.1.2. Sistema com captura de CO<sub>2</sub> da fermentação

Os resultados da simulação do sistema de cogeração com captura de CO<sub>2</sub> da fermentação, no que se refere aos dados de vazão mássica, pressão e temperatura das correntes, são iguais ao do sistema convencional (Tabela 4.1), pois não há alteração nos parâmetros de entrada do modelo do ciclo de cogeração. Contudo, é descontado do balanço energético do sistema o consumo de energia elétrica do processo de compressão; neste caso, a potência elétrica requerida para compressão do CO<sub>2</sub> da fermentação é aproximadamente igual a 6,03 MW.

#### 4.1.3. Sistema com captura de CO<sub>2</sub> da fermentação e pós-combustão

Os resultados da simulação do sistema de cogeração com captura de CO<sub>2</sub> da fermentação e pós-combustão contendo dados de vazão mássica, pressão e temperatura das correntes, referentes ao modelo de simulação final com ambos os processos captura de CO<sub>2</sub>, estão apresentados na Tabela 4.2. Neste caso, os parâmetros de entrada foram alterados devido ao aumento do consumo de vapor direcionado ao processo industrial – tratamento de gases de

combustão. As correntes de 1 a 26 correspondem àquelas apresentadas no modelo final do ciclo de cogeração da usina (Figura 3.4).

Tabela 4.2. Resultados da simulação do sistema com captura de CO<sub>2</sub> da fermentação e pós-combustão.

Corrente	Vazão [kg/s]	Pressão [bar]	Temperatura [°C]	Corrente	Vazão [kg/s]	Pressão [bar]	Temperatura [°C]
<b>1</b>	202	68	480	<b>14</b>	178	68	128
<b>2</b>	178	2,5	158	<b>15</b>	178	68	198
<b>3</b>	0,026	0,1	45,8	<b>16</b>	24,2	15	316
<b>4</b>	0,028	0,1	45,8	<b>17</b>	24,2	15	198
<b>5</b>	0,028	2,5	45,8	<b>18</b>	24,2	68	199
<b>6</b>	178	2,5	127	<b>19</b>	0,002	0,5	81,3
<b>7</b>	202	68	198	<b>20</b>	0,002	0,5	81,3
<b>8</b>	178	2,5	158	<b>21</b>	0,002	0,1	45,8
<b>9</b>	0,002	2,5	158	<b>22</b>	78	1,01	25
<b>10</b>	178	2,5	127	<b>23</b>	276	1,01	25
<b>11</b>	0,028	2,5	81,3	<b>24</b>	353	1,01	1267
<b>12</b>	1,36	1,01	30	<b>25</b>	202	68	198
<b>13</b>	1,36	1,01	40	<b>26</b>	353	1,01	208

Além disso, foi descontada do balanço energético do sistema a potência elétrica requerida para compressão do CO<sub>2</sub> tanto da fermentação quanto da combustão, que é aproximadamente igual a 14,1 MW, sendo a soma do consumo de 6,03 MW da fermentação e 8,10 MW da combustão, e a potência elétrica requerida para tratamento dos gases de combustão, que é aproximadamente igual a 3,50 MW.

Os principais resultados da simulação da compressão do CO<sub>2</sub> estão apresentados na Tabela 4.3, em que se observam os valores de temperatura e pressão da corrente de CO<sub>2</sub> ao longo do processo de compressão e bombeamento, e na Tabela 4.4, na qual estão apresentados os valores de potência elétrica requerida em cada estágio de compressão e o de bombeamento de acordo com a tecnologia de captura. No caso da captura de carbono da biodigestão, a compressão do CO<sub>2</sub> se inicia no terceiro estágio, após uma compressão inicial.

O diagrama P-h da compressão de CO<sub>2</sub>, que se refere tanto ao fluxo proveniente da fermentação quanto o da pós-combustão do bagaço, é apresentado na Figura 4.1. Neste diagrama, é possível observar a vantagem da compressão e bombeamento com liquefação

supercrítica, pois, comprimindo o CO<sub>2</sub> em estágios até a pressão supercrítica e resfriando-o, atinge-se diferenças de entalpia bem menores e, portanto, a potência elétrica requerida para o bombeamento é consideravelmente reduzida em relação à necessária para comprimi-lo no estado gasoso até a pressão final (WITKOWSKI; MAJKUT, 2012). Na compressão do CO<sub>2</sub> da fermentação, a título de exemplo, a potência elétrica média requerida nos estágios de compressão foi aproximadamente igual a 969 kW, enquanto a potência de bombeamento foi aproximadamente igual a 220 kW.

Tabela 4.3. Valores de temperatura e pressão da corrente de CO<sub>2</sub> no processo de compressão e bombeamento.

Corrente	Pressão [bar]	Temperatura [°C]	Corrente	Pressão [bar]	Temperatura [°C]
<b>1</b>	1,013	25	<b>8</b>	18,6	100
<b>2</b>	2,1	85,1	<b>9</b>	18,6	38
<b>3</b>	2,1	38	<b>10</b>	38,5	101
<b>4</b>	4,34	102	<b>11</b>	38,5	38
<b>5</b>	4,34	38	<b>12</b>	79,7	103
<b>6</b>	8,99	100	<b>13</b>	79,7	31
<b>7</b>	8,99	38	<b>14</b>	150	45,85

Tabela 4.4. Potência requerida nos estágios do sistema de compressão de CO<sub>2</sub>.

Fermentação		Pós-Combustão		Biodigestão	
Estágio	Potência [MW]	Estágio	Potência [MW]	Estágio	Potência [MW]
Compressão 1	0,986	Compressão 1	1,32	Compressão inicial	0,200
Compressão 2	1,05	Compressão 2	1,41	Compressão 3	0,156
Compressão 3	1,01	Compressão 3	1,36	Compressão 4	0,153
Compressão 4	0,987	Compressão 4	1,33	Compressão 5	0,145
Compressão 5	0,941	Compressão 5	1,26	Compressão 6	0,129
Compressão 6	0,836	Compressão 6	1,12	Bombeamento	0,0339
Bombeamento	0,220	Bombeamento	0,295		
<b>Total</b>	<b>6,03</b>	<b>Total</b>	<b>8,10</b>	<b>Total</b>	<b>0,817</b>

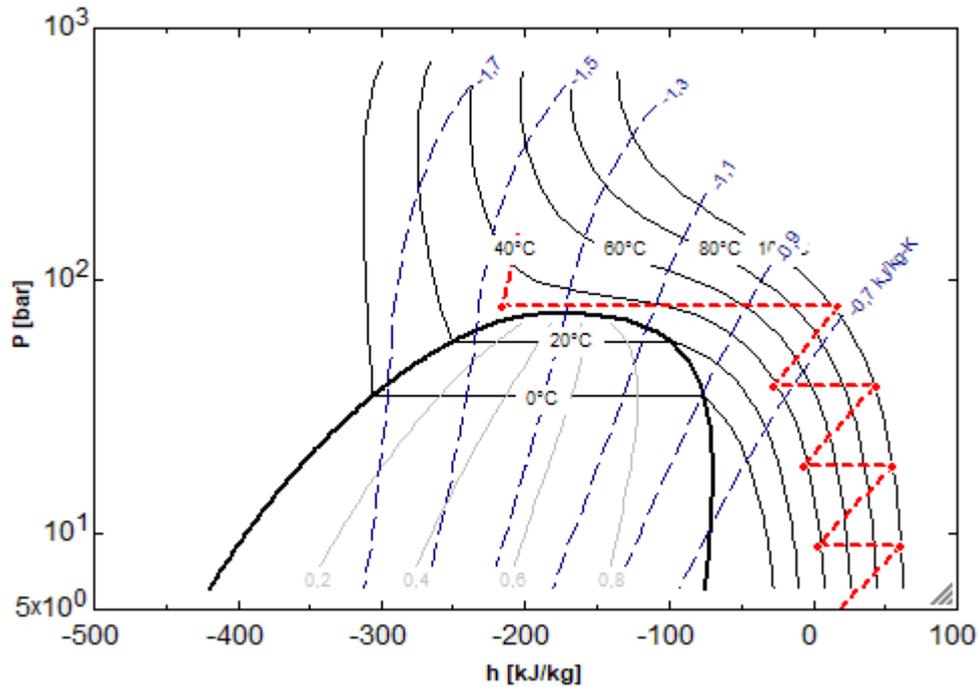


Figura 4.1. Diagrama P-h da compressão do CO<sub>2</sub>.

#### 4.1.4. Balanço de energia elétrica e captura de CO<sub>2</sub>

Os resultados do balanço de energia elétrica da biorrefinaria – destilaria e planta de biometano anexa – estão apresentados na Tabela 4.5 e os resultados do balanço de captura de CO<sub>2</sub> proveniente da biorrefinaria estão apresentados na Tabela 4.6 (kg de CO<sub>2</sub> por tonelada de cana) e Tabela 4.7 (Mt de CO<sub>2</sub> por ano).

Tabela 4.5. Balanço de energia elétrica.

Parâmetros	Convencional	CC-F	CC-FC	CC-FB	CC-FCB	CC-B
Potência elétrica (Gerador) [MW]	121	121	107	121	107	121
Consumo do sistema de cogeração [MW]	1,64	1,64	1,63	1,64	1,63	1,64
Compressão de CO <sub>2</sub> da Fermentação [MW]	-	6,03	6,03	6,03	6,03	-
Compressão de CO <sub>2</sub> Pós-Combustão [MW]	-	-	8,10	-	8,10	-
Compressão de CO <sub>2</sub> da Biodigestão [MW]	-	-	-	0,817	0,817	0,817
Tratamento dos gases de combustão [MW]	-	-	3,50	-	3,50	-
Consumo da planta de biometano [MW]	-	-	-	5,73	5,73	5,73
Consumo da destilaria [MW]	30	30	30	30	30	30
Potência elétrica líquida [MW]	89,1	83,0	58,1	76,5	51,6	82,5
Geração de eletricidade [kWh/tc]	121	121	107	121	107	121
Geração de eletricidade excedente [kWh/tc]	89,1	83,0	58,1	76,5	51,6	82,5
Penalidade energética [-]	-	6,77%	34,8%	14,1%	42,1%	7,4%

Tabela 4.6. Balanço de captura de CO<sub>2</sub> nos cenários de captura de carbono em kg de CO<sub>2</sub> por tonelada de cana.

Parâmetros	CC-F	CC-FC	CC-FB	CC-FCB	CC-B
Captura de CO <sub>2</sub> da fermentação [kg/tc]	68,1	68,1	68,1	68,1	-
Captura de CO <sub>2</sub> da pós-combustão [kg/tc]	-	91,5	-	91,5	-
Captura de CO <sub>2</sub> da biodigestão [kg/tc]	-	-	10,5	10,5	10,5
Emissão de CO <sub>2</sub> [kg/tc]	239	147	240	148	0,764
Total de CO <sub>2</sub> gerado [kg/tc]	307	307	318	318	11,3
Total de CO <sub>2</sub> capturado [kg/tc]	68,1	160	78,6	170	10,5
Percentual de CO <sub>2</sub> capturado	22,2%	52,0%	24,7%	53,4%	3,30% (93,2%) <sup>a</sup>

<sup>a</sup> Considerando apenas a planta de biometano.

Tabela 4.7. Balanço de captura de CO<sub>2</sub> nos cenários de captura de carbono em Mt de CO<sub>2</sub> por ano.

Parâmetro	CC-F	CC-FC	CC-FB	CC-FCB	CC-B
Captura de CO <sub>2</sub> da fermentação [Mt/ano]	0,272	0,272	0,272	0,272	-
Captura de CO <sub>2</sub> da pós-combustão [Mt/ano]	-	0,366	-	0,366	-
Captura de CO <sub>2</sub> da biodigestão [Mt/ano]	-	-	0,0420	0,0420	0,0420
Emissão de CO <sub>2</sub> [Mt/ano]	0,956	0,590	0,959	0,593	0,00306
Total de CO <sub>2</sub> gerado [Mt/ano]	1,23	1,23	1,27	1,27	0,0451
Total de CO <sub>2</sub> capturado [Mt/ano]	0,272	0,638	0,314	0,680	0,0420
Percentual de CO <sub>2</sub> capturado	22,2%	52,0%	24,7%	53,4%	3,30% (93,2%) <sup>a</sup>

<sup>a</sup> Considerando apenas a planta de biometano.

Os resultados demonstram que a implementação da captura de carbono da fermentação (CC-F) e biodigestão (CC-B) têm baixo impacto na geração de eletricidade excedente da usina – em torno de 7% –, entretanto, é possível capturar uma quantidade bem maior de CO<sub>2</sub> em CC-F (68,1 kgCO<sub>2</sub>/tc) em comparação com CC-B (10,5 kgCO<sub>2</sub>/tc). Quando essas alternativas se combinam (CC-FB), a penalidade energética é somada, bem como a captura de carbono. Com a captura pós-combustão (CC-FC e CC-FCB), a penalidade energética aumenta significativamente (34,8 a 42,1%), mas permite a captura de 160 a 170 kgCO<sub>2</sub>/tc, o que corresponde a mais de 50% do CO<sub>2</sub> produzido nos processos de fermentação, combustão do bagaço e biodigestão dos resíduos da cana.

Na Figura 4.2, é apresentada uma representação esquemática dos fluxos de saída e captura de CO<sub>2</sub> biogênico no cenário de máxima captura de carbono (CC-FCB), incluindo também as emissões de CO<sub>2</sub> biogênico da queima dos biocombustíveis, segundo os fatores de emissão adotados pela ferramenta RenovaCalc – 1.457,0 gCO<sub>2,biogênico</sub>/L (etanol hidratado) e

2.701,4 gCO<sub>2,biogênico</sub>/Nm<sup>3</sup> (biometano). No total, as emissões de CO<sub>2</sub> biogênico mapeadas nesta avaliação somam 468 kgCO<sub>2</sub>/tc, das quais foi estimado um potencial de captura de 170 kgCO<sub>2</sub>/tc (36,3 % do total). Vale mencionar que não são consideradas, neste cálculo, as emissões de CO<sub>2</sub> da palha e raízes da cana-de-açúcar. Em BARBOSA; HYTÖNEN; VAINIKKA (2017), foi realizado um balanço de massa de carbono para uma biorrefinaria que produz etanol 1G de cana sem queima da palha. Segundo o estudo, o colmo contém 64% e a palha contém 36% do carbono absorvido pela cana-de-açúcar. Após a extração, bagaço e caldo correspondem a 33% e 29%, respectivamente, e o restante são perdas. No final do processamento da cana, o balanço de massa de carbono segue as seguintes proporções: palha no campo – 36%, emissões de CO<sub>2</sub> biogênico da queima do bagaço e fermentação – 41%, etanol – 17%, vinhaça – 3%, torta de filtro – menos de 1%, e o restante são perdas.

Em comparação aos projetos existentes de BECCUS apresentados no Relatório Especial sobre Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono da IEA (IEA, 2020), a biorrefinaria avaliada neste estudo (que processa 4 Mt de cana por safra) estaria entre as instalações com maior capacidade de captura. No cenário CC-F (272 ktCO<sub>2</sub>/ano), a biorrefinaria estaria entre o segundo e o terceiro maior projeto, que são o Arkalon CO<sub>2</sub> Compression Facility (290 ktCO<sub>2</sub>/ano), nos Estados Unidos, e o Lantmännen Agroetanol (200 ktCO<sub>2</sub>/ano), na Suécia. No cenário CC-FCB (680 ktCO<sub>2</sub>/ano), a biorrefinaria seria o segundo maior projeto de BECCUS, atrás apenas do projeto Illinois Industrial Carbon Capture and Storage (1 MtCO<sub>2</sub>/ano), nos Estados Unidos. Em relação ao projeto de BECCS da FS Bioenergia, que entrará em operação no Brasil em 2023, com capacidade de captura de 400 ktCO<sub>2</sub>/ano, a biorrefinaria poderia ter menor ou maior capacidade, a depender do cenário.

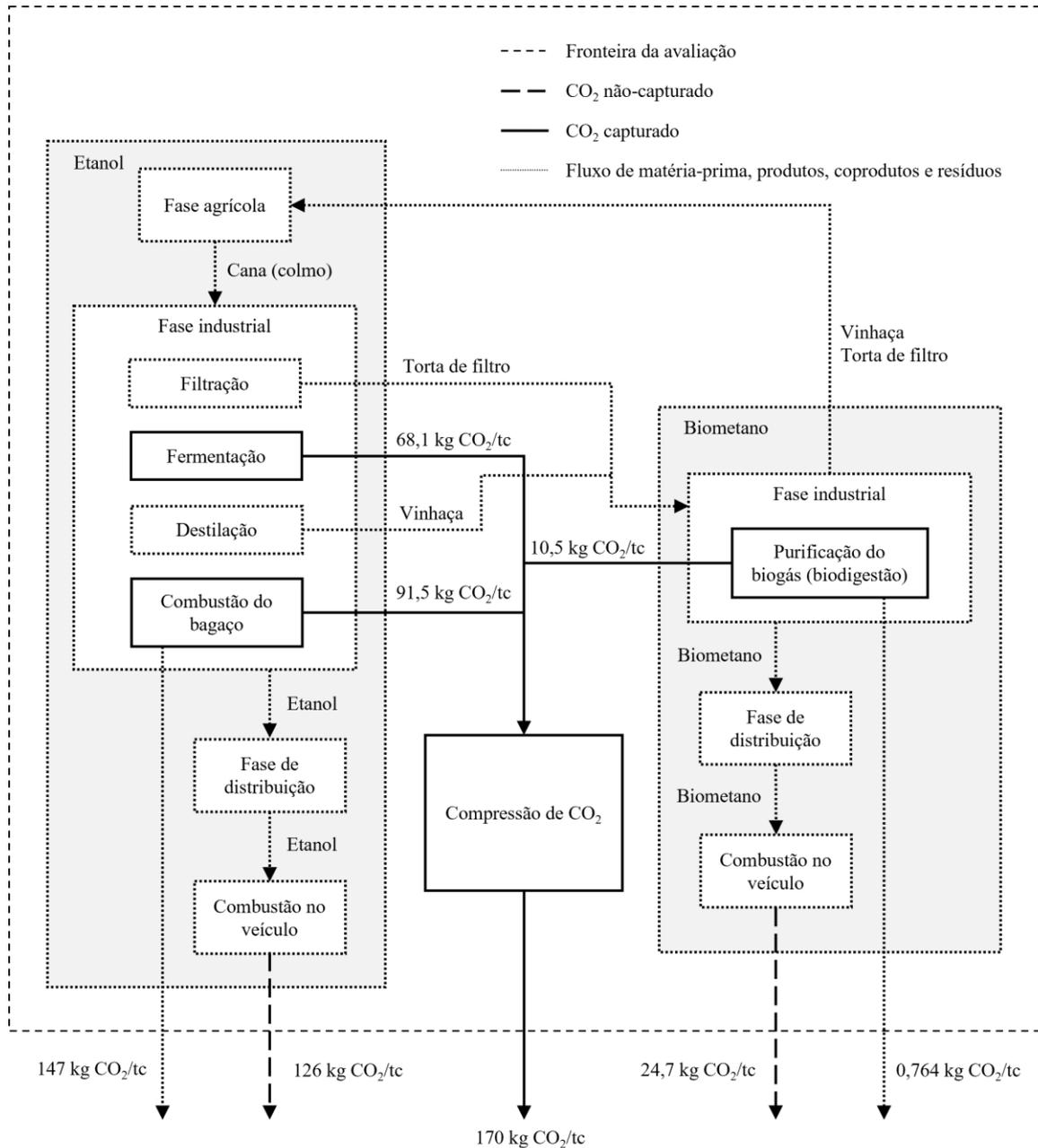


Figura 4.2. Fluxos de saída e captura de CO<sub>2</sub> biogênico da biorrefinaria no cenário CC-FCB.

#### 4.2. Avaliação ambiental

Os resultados da Intensidade de Carbono (IC) dos biocombustíveis (no cenário convencional e cenários de captura de carbono) e dos seus combustíveis fósseis substitutos, bem como a NEEA dos biocombustíveis e a contribuição da captura de carbono, estão apresentados nos gráficos da Figura 4.3 e Figura 4.4. Diante destes resultados, é possível observar a expressiva diferença entre a IC dos biocombustíveis em relação aos seus fósseis substitutos; neste caso, a IC do etanol hidratado representa, em média, cerca de 20% da IC da

gasolina, e a IC do biometano representa cerca de 6% da IC do fósil substituto (média entre gasolina, diesel e GNV). Ou seja, o etanol e o biometano geram, respectivamente, cerca de 80% e 94% menos emissões de GEE em relação aos combustíveis fósseis substitutos. Outro aspecto relevante é o de que a captura de carbono não causa impactos significativos sobre a IC dos biocombustíveis, pois o efeito da captura impacta apenas o rendimento de energia elétrica comercializada (excedente), o que gera uma diferença pequena na alocação energética das emissões entre o etanol hidratado e a energia elétrica. Além disso, as barras em azul claro (Figura 4.3) e verde claro (Figura 4.4) mostram a diferença entre a IC do combustível fóssil e do biocombustível, que representa a Nota de Eficiência Energético-Ambiental (NEEA). Em amarelo claro, é observado que a captura de carbono, em  $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$ , é superior em valor absoluto à intensidade de carbono nos biocombustíveis, sinalizando a possibilidade de emissões negativas (considerando a análise limitada ao portão da biorrefinaria).

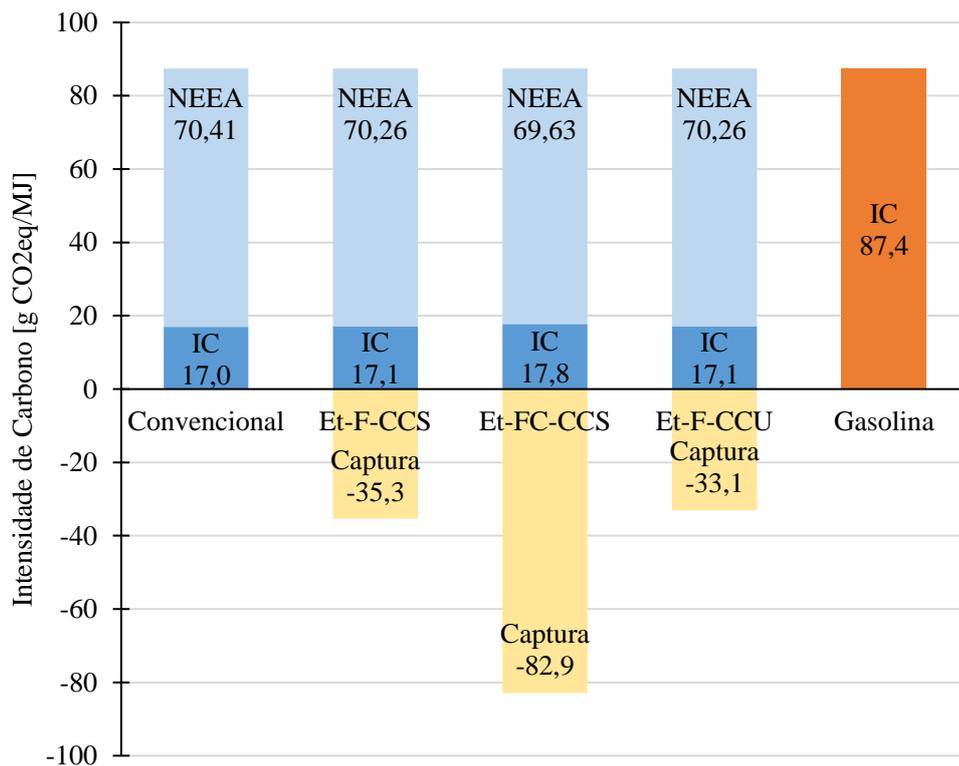


Figura 4.3. Intensidade de Carbono do etanol (convencional e com captura de carbono) e da gasolina.

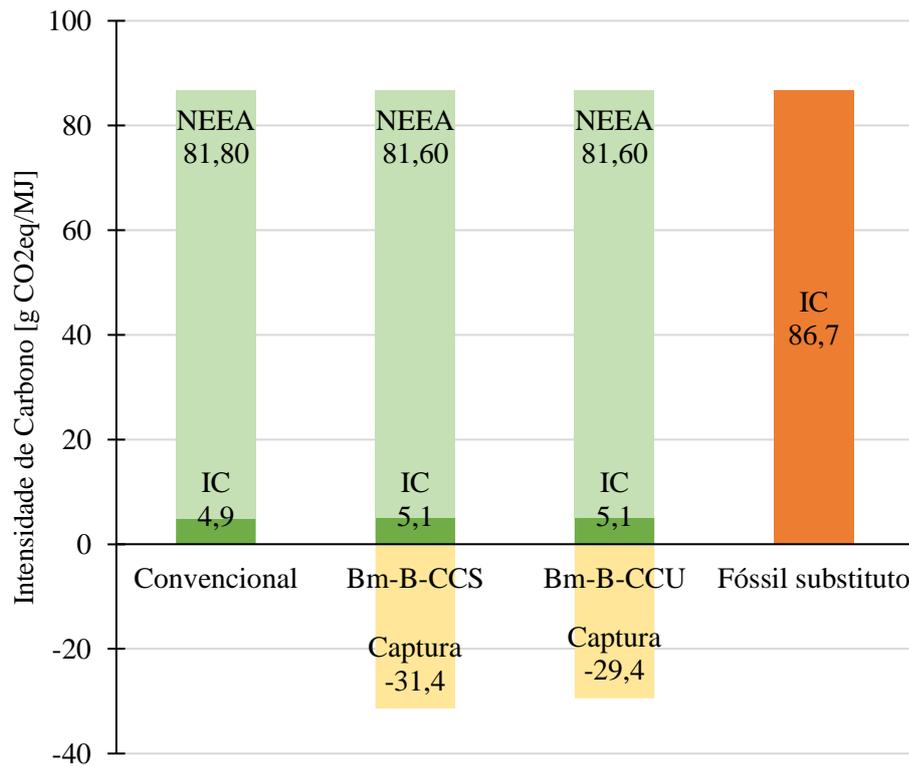


Figura 4.4. Intensidade de Carbono do biometano (convencional e com captura de carbono) e do fósil substituto (gasolina, diesel e GNV).

Quando comparadas as contribuições das componentes da fase agrícola, fase industrial, transporte e uso para a IC do etanol hidratado (Figura 4.5), temos que a fase agrícola contribui com 79,3% das emissões de GEE do seu ciclo de vida, seguida pela fase de transporte (11,4%), industrial (5,4%) e de uso (3,9%). No caso do biometano, não há contribuição da fase agrícola devido à biomassa utilizada como matéria-prima ser considerada um resíduo pelo RenovaBio, logo a fase de uso contribui com 71,0%, a fase agrícola com 27,8% e o transporte com 1,2% da IC (Figura 4.6).

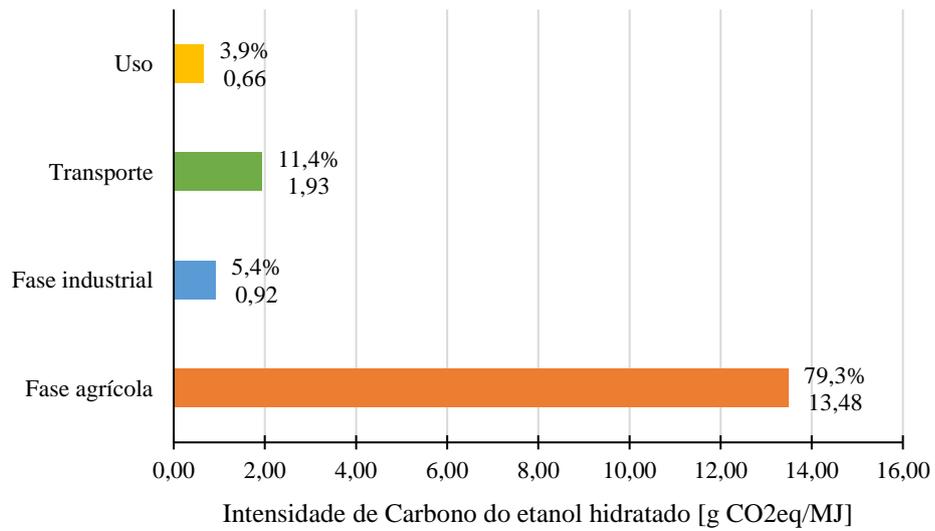


Figura 4.5. Composição da Intensidade de Carbono do etanol (fase agrícola, fase industrial, transporte e uso).

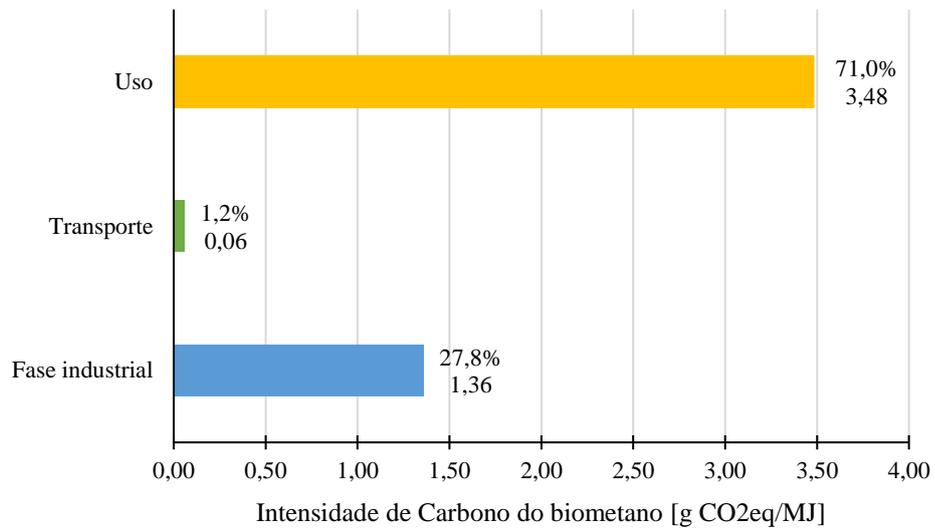


Figura 4.6. Composição da Intensidade de Carbono do biometano (fase industrial, transporte e uso).

Na Tabela 4.8 e Tabela 4.9, estão apresentados os resultados da NEEA, IC, contribuição da captura de carbono, fator para emissão de CBIO e emissão anual de CBIOs para o etanol e o biometano nos cenários convencional e de captura de carbono.

Tabela 4.8. Avaliação ambiental do etanol.

<b>Parâmetros</b>	<b>Convencional</b>	<b>Et-F-CCS</b>	<b>Et-FC-CCS</b>	<b>Et-F-CCU</b>
NEEA [gCO <sub>2</sub> eq/MJ]	70,41	70,26	69,63	70,26
Intensidade de Carbono [gCO <sub>2</sub> eq/MJ]	16,99	17,14	17,77	17,14
Captura de carbono [gCO <sub>2</sub> /MJ]	-	35,35	82,85	33,13
NEEA c/ Captura [gCO <sub>2</sub> eq/MJ]	-	105,61	152,48	103,39
Fator para emissão de CBIO [tCO <sub>2</sub> eq/L]	1,50E-03	2,25E-03	3,25E-03	2,21E-03
CBIO [tCO <sub>2</sub> eq]	5,19E+05	7,78E+05	1,12E+06	7,62E+05
NEEA + Bônus de 20% [gCO <sub>2</sub> eq/MJ]	-	126,73	182,98	124,07
Fator para emissão de CBIO [tCO <sub>2</sub> eq/L]	-	2,70E-03	3,91E-03	2,65E-03
CBIO + Bônus de 20% [tCO <sub>2</sub> eq]	-	9,34E+05	1,35E+06	9,14E+05

Tabela 4.9. Avaliação ambiental do biometano.

<b>Parâmetros</b>	<b>Convencional</b>	<b>Bm-B-CCS</b>	<b>Bm-B-CCU</b>
NEEA [gCO <sub>2</sub> eq/MJ]	81,80	81,60	81,60
Intensidade de Carbono [gCO <sub>2</sub> eq/MJ]	4,90	5,10	5,10
Captura de carbono [gCO <sub>2</sub> /MJ]	-	31,36	29,40
NEEA c/ Captura [gCO <sub>2</sub> eq/MJ]	-	112,96	110,83
Fator para emissão de CBIO [tCO <sub>2</sub> eq/L]	3,00E-06	4,14E-06	4,06E-06
CBIO [tCO <sub>2</sub> eq]	1,10E+05	1,51E+05	1,49E+05
NEEA + Bônus de 20% [gCO <sub>2</sub> eq/MJ]	-	135,56	132,99
Fator para emissão de CBIO [tCO <sub>2</sub> eq/L]	-	4,97E-06	4,88E-06
CBIO + Bônus de 20% [tCO <sub>2</sub> eq]	-	1,82E+05	1,78E+05

Os resultados destacam a possibilidade de emissões negativas de GEE para todos os cenários de captura de carbono, pois a contribuição da captura (em gCO<sub>2</sub>eq/MJ) é superior à Intensidade de Carbono dos biocombustíveis. No caso do etanol, a contribuição da captura de CO<sub>2</sub> da fermentação foi estimada em 35,35 gCO<sub>2</sub>eq/MJ para Et-F-CCS e 33,13 gCO<sub>2</sub>eq/MJ para Et-F-CCU, contra uma intensidade de carbono de 17,14 gCO<sub>2</sub>eq/MJ. Para Et-FC-CCS, a captura de CO<sub>2</sub> da fermentação e pós-combustão contribui com 82,85 gCO<sub>2</sub>eq/MJ contra 17,77 gCO<sub>2</sub>eq/MJ de intensidade de carbono. Para o biometano, a captura de CO<sub>2</sub> da biodigestão é de 31,36 gCO<sub>2</sub>eq/MJ para Bm-B-CCS e 29,40 gCO<sub>2</sub>eq/MJ para Bm-B-CCU contra uma intensidade de carbono de 5,10 gCO<sub>2</sub>eq/MJ. Além disso, vale destacar que é possível obter a neutralidade de carbono do etanol com apenas metade da capacidade de captura da fermentação. No caso do biometano, seria necessário apenas um sexto da capacidade de captura da biodigestão.

Assim, conforme previsto na política do RenovaBio, seria possível aplicar um bônus de até 20% sobre a NEEA dos biocombustíveis em todos os cenários de captura de carbono, se

considerado apenas o critério de emissões negativas de GEE. Contudo, apesar de a política do RenovaBio prever a aplicação do bônus para o produtor ou importador de biocombustível cuja certificação comprove emissões negativas de GEE, ainda não está regulado como o bônus deve ser calculado ou em que casos ele poderia ou não ser concedido. Por isso, em uma primeira análise, foi considerado o bônus total de 20% sobre a NEEA a fim de investigar o máximo de benefícios ambientais que poderia ser obtido. Além da metodologia de cálculo do bônus, também não está definido no RenovaBio de que maneira a contribuição da captura de carbono seria considerada no cálculo da NEEA e do fator para emissão de CBIOs. Neste estudo, a contribuição da captura foi adicionada à NEEA de forma que o CBIO gerado não distingue o CO<sub>2</sub> evitado pela utilização de biocombustíveis (diferença entre as ICs do combustível fóssil e do biocombustível) e o CO<sub>2</sub> capturado.

Para ilustrar os resultados da NEEA dos biocombustíveis, foram elaborados gráficos que apresentam a composição da NEEA dividida em três blocos: NEEA calculada pela ferramenta RenovaCalc, contribuição da captura de carbono e bônus de 20% devido às emissões negativas. Para o etanol (Figura 4.7), os resultados apontam um aumento de aproximadamente 80% e 76% na NEEA devido à captura de carbono e o bônus nos cenários Et-F-CCS e Et-F-CCU, respectivamente, e 160% no cenário Et-FC-CCS. Para o biometano (Figura 4.8), a captura de carbono da biodigestão dos resíduos da cana gerou um incremento de 66% e 63% à NEEA nos cenários Bm-B-CCS e Bm-B-CCU, respectivamente.

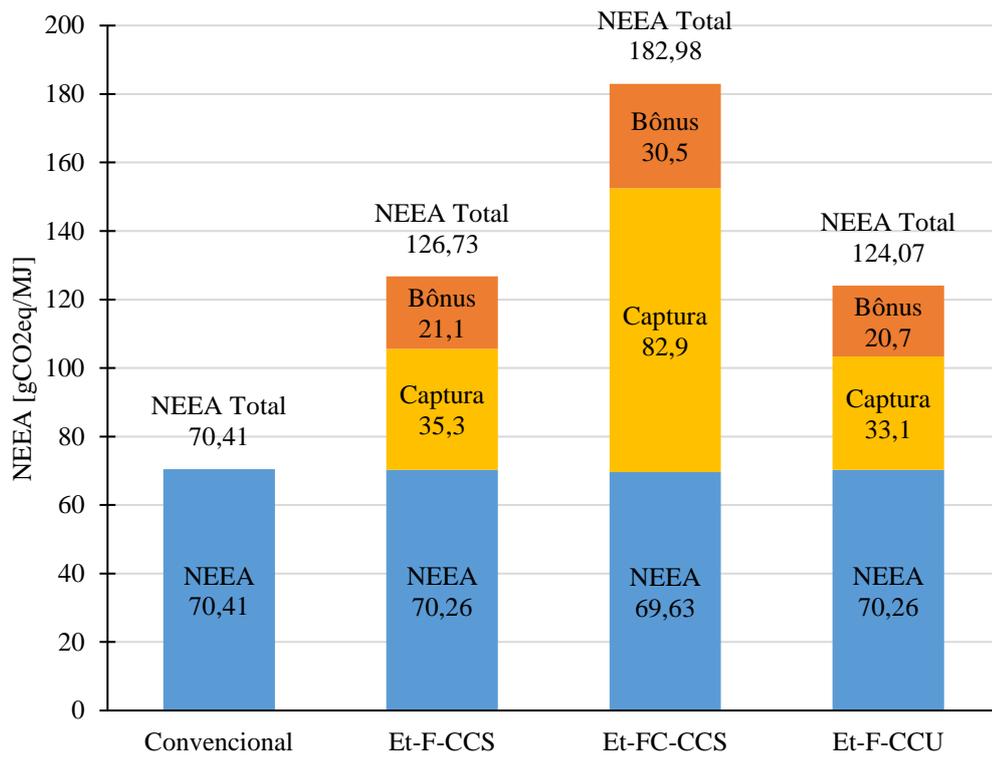


Figura 4.7. Composição da Nota de Eficiência Energético-Ambiental do etanol (convencional e com captura de carbono).

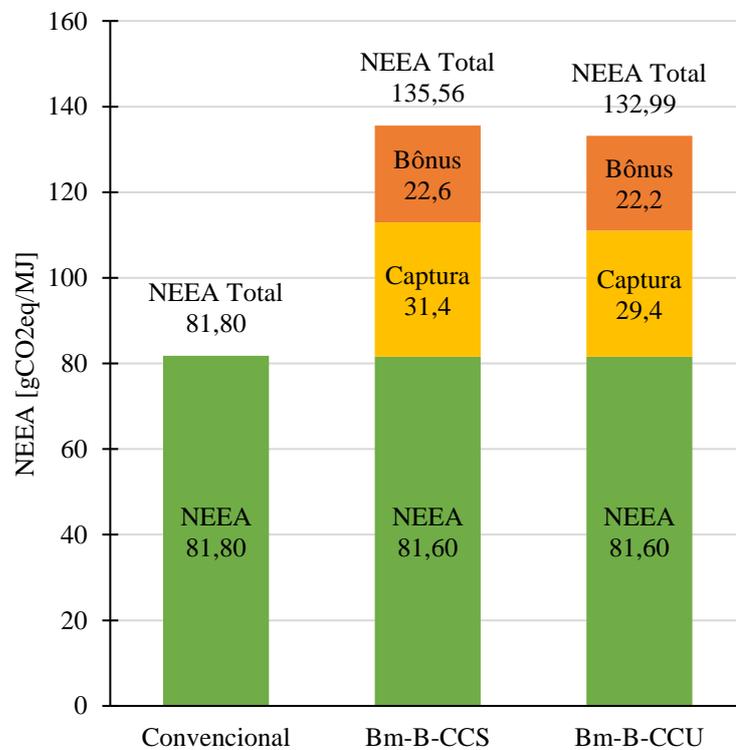


Figura 4.8. Composição da Nota de Eficiência Energético-Ambiental do biometano (convencional e com captura de carbono).

De modo a aprofundar a análise, foram elaborados os gráficos da Figura 4.9 e Figura 4.10, que apresentam uma análise de sensibilidade da NEEA (e emissão de CBIOs) em função do bônus – de 0 a 20%. Por meio destes gráficos, é possível observar o comportamento linear da NEEA em função do bônus, bem como a emissão diretamente proporcional de CBIOs. Além disso, foram construídos gráficos de comparação entre os cenários Et-F-CCS e Et-F-CCU e os cenários Bm-B-CCS e Bm-B-CCU, colocando como hipótese a possibilidade de não conceder o bônus no caso de utilização de CO<sub>2</sub>, apenas ao armazenamento (Figura 4.11 e Figura 4.12). Para o etanol com captura de carbono da fermentação, há uma diferença de 23% entre a NEEA dos cenários Et-F-CCS (bônus de 20%) e Et-F-CCU. Para o biometano com captura da biodigestão, a diferença é de 22% entre Bm-B-CCS e Bm-B-CCU.

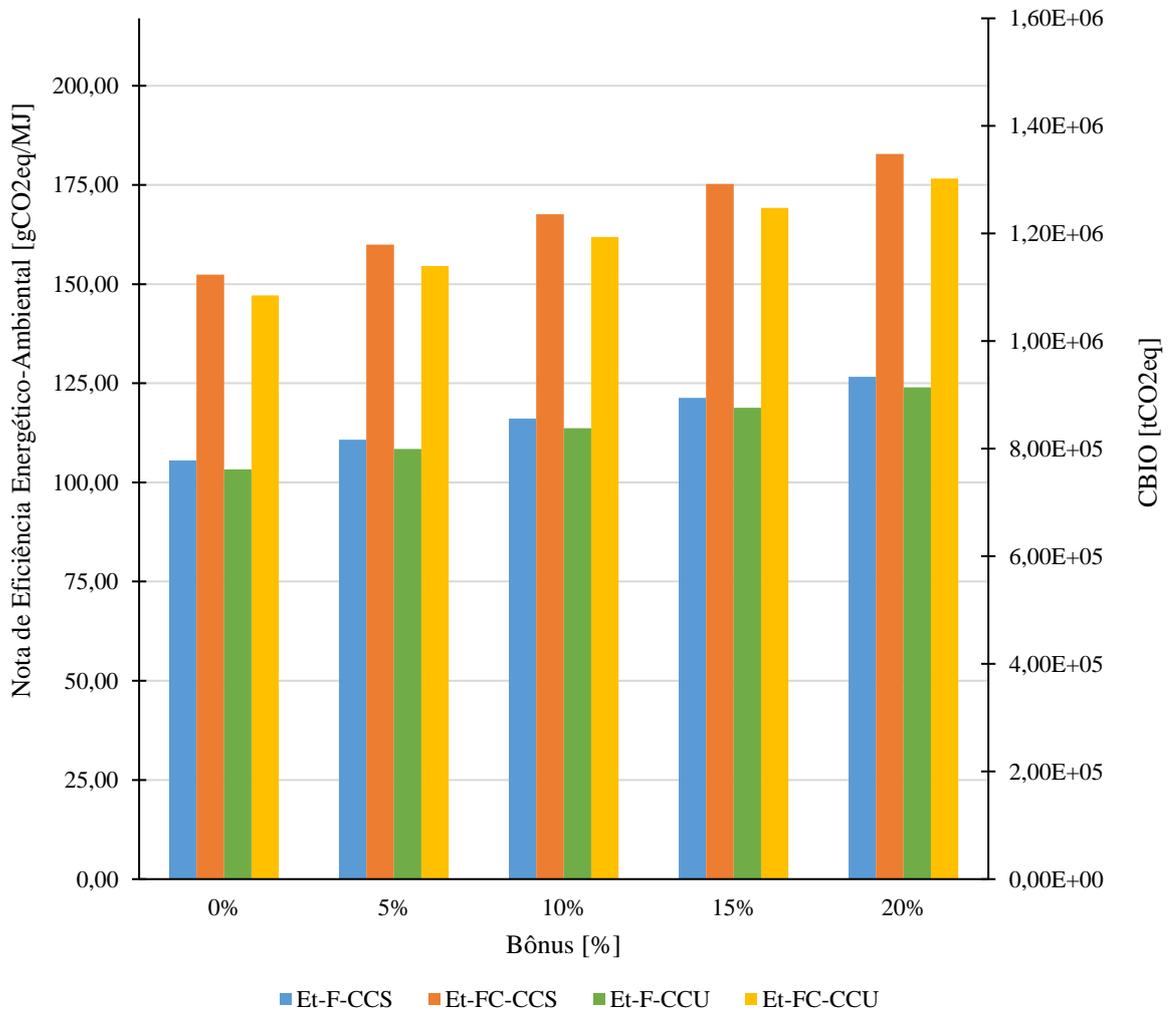


Figura 4.9. Análise de sensibilidade da NEEA em função do Bônus para o etanol nos cenários de captura de carbono.

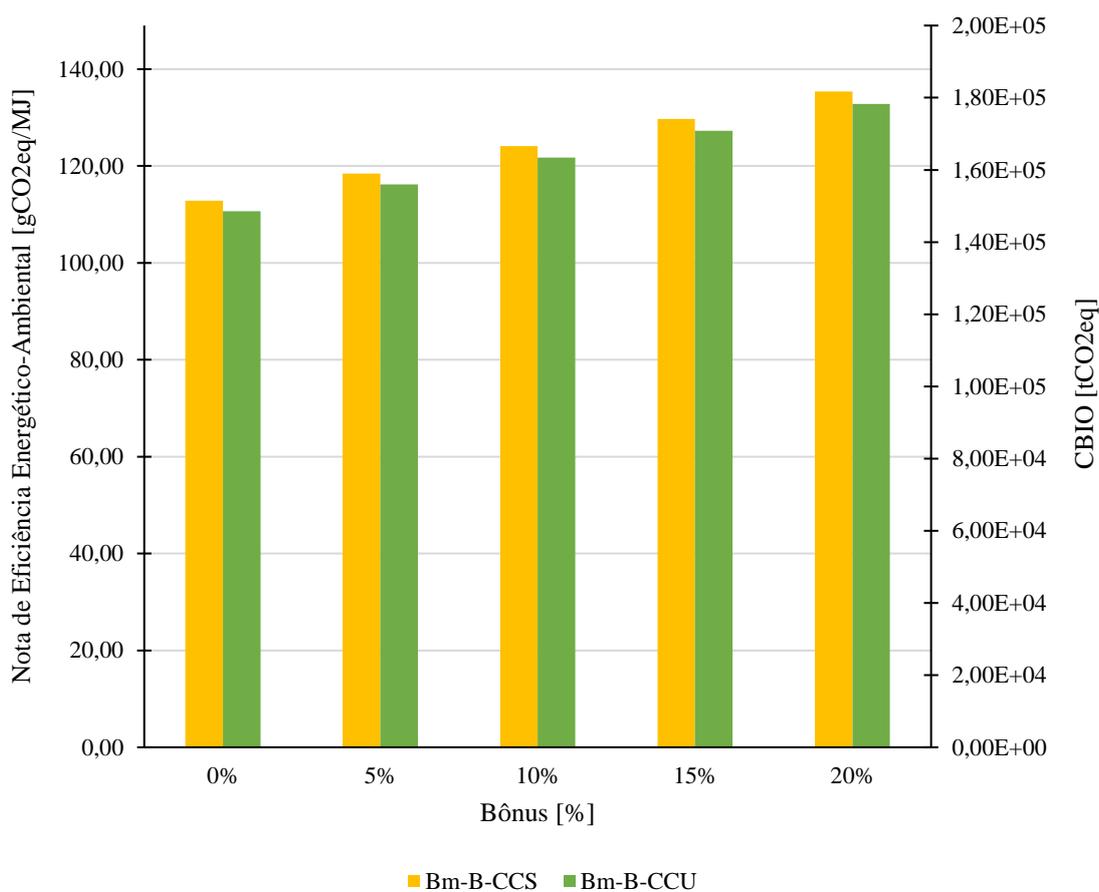


Figura 4.10. Análise de sensibilidade da NEEA em função do Bônus para o biometano nos cenários de captura de carbono.

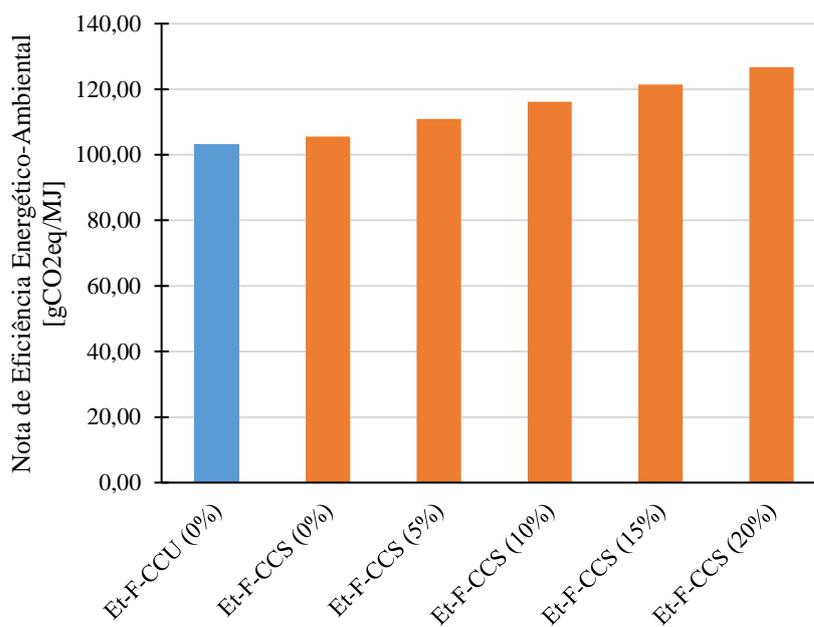


Figura 4.11. Comparação entre a NEEA dos cenários Et-F-CCS e Et-F-CCU em função do Bônus.

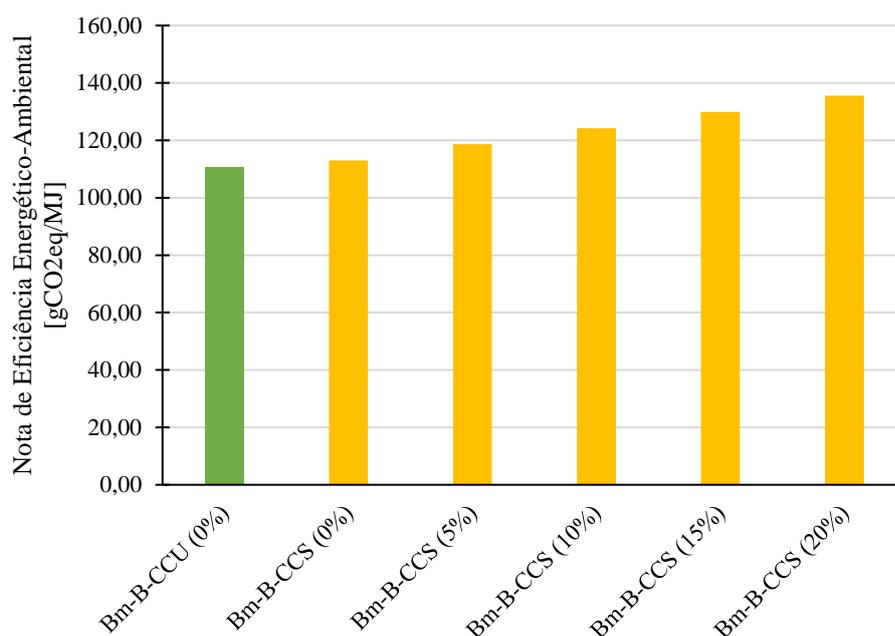


Figura 4.12. Comparação entre a NEEA dos cenários Bm-B-CCS e Bm-B-CCU em função do Bônus.

Retomando o escopo deste estudo, que avalia o impacto ambiental (intensidade de carbono) associado à compressão do CO<sub>2</sub> e tratamento dos gases de combustão, é importante reforçar que existem emissões de GEE – embora pequenas em relação à captura – associadas à logística de transporte, utilização e armazenamento de CO<sub>2</sub>, incluindo recursos energéticos, equipamentos e infraestrutura. Além disso, a contabilidade da captura de carbono ainda não está regulada no RenovaBio, bem como o escopo de ACV da produção de biocombustíveis associada à captura de carbono ainda não está definido no Programa. Desta forma, foi considerado neste estudo que a avaliação da captura de carbono para emissão de CBIOS é limitada ao portão da biorrefinaria.

### 4.3. Avaliação econômica

Os resultados da avaliação econômica dos cenários CCS para o etanol e o biometano estão apresentados na Tabela 4.10 e Tabela 4.11, respectivamente, considerando a moeda Real no período de 2021.

Para o etanol de cana-de-açúcar, considerando o bônus de 20% do RenovaBio para emissões negativas, os preços de *breakeven* do C BIO para os cenários Et-F-CCS e Et-FB-CCS estão bem próximos, em torno de 65-70 R\$/tCO<sub>2</sub>eq. Com a inclusão da captura pós-combustão,

os preços aumentam abruptamente, com valores estimados em torno de 340 R\$/tCO<sub>2</sub>eq. Para o biometano, considerando o bônus de 20%, o preço de *breakeven* da captura da biodigestão de forma isolada (114 R\$/tCO<sub>2</sub>eq) é significativamente maior em relação à captura da biodigestão em conjunto com a captura na destilaria (43-56 R\$/tCO<sub>2</sub>eq), uma vez que os custos de compressão são alocados entre os biocombustíveis de acordo com a vazão de CO<sub>2</sub>. No geral, a captura da fermentação e biodigestão é a alternativa que apresenta os menores preços de *breakeven* (66 R\$/tCO<sub>2</sub>eq para o etanol e 43 R\$/tCO<sub>2</sub>eq para o biometano) se considerada a captura de carbono na produção de ambos os biocombustíveis. De forma isolada, a captura da fermentação na produção de etanol (Et-F-CCS) é a que apresenta o menor preço de *breakeven* (69 R\$/tCO<sub>2</sub>eq).

Tabela 4.10. Avaliação econômica dos cenários CCS para o etanol.

<b>Parâmetros (Real 2021)</b>	<b>Et-F-CCS</b>	<b>Et-FC-CCS</b>	<b>Et-FB-CCS</b>	<b>Et-FCB-CCS</b>
<u>Investimento inicial [MR\$]</u>				
Unidade de compressão	145	242	137	236
Unidade de captura pós-combustão	-	1286	-	1286
<u>Custos anuais [MR\$/ano]</u>				
O&M - Unidade de compressão	6,69	11,1	6,31	10,9
O&M - Unidade de captura pós-combustão	-	74,6	-	74,6
Custo de oportunidade (eletricidade)	4,83	24,8	4,83	24,8
<u>Preço de <i>breakeven</i> [R\$/tCO<sub>2</sub>eq]</u>				
CBIO	118	517	113	483
CBIO + Bônus de 20%	74,0	353	70,5	352

Tabela 4.11. Avaliação econômica dos cenários CCS para o biometano.

<b>Parâmetros (Real 2021)</b>	<b>Bm-FB-CCS</b>	<b>Bm-FCB-CCS</b>	<b>Bm-B-CCS</b>
<u>Investimento inicial [MR\$]</u>			
Unidade de compressão	21,2	15,6	47,4
<u>Custos anuais [MR\$/ano]</u>			
O&M - Unidade de compressão	0,975	0,716	2,18
Consumo de eletricidade	0,653	0,653	0,653
<u>Preço de <i>breakeven</i> [R\$/tCO<sub>2</sub>eq]</u>			
CBIO	100	77,3	203
CBIO + Bônus de 20%	57,7	44,8	118

Em uma análise de sensibilidade, os preços de *breakeven* do CBIO foram calculados em função do bônus para emissões negativas, conforme apresentado nos gráficos da Figura 4.13 e Figura 4.14. Os resultados apontam a expressiva relevância do bônus aplicado sobre a NEEA para o desempenho econômico dos biocombustíveis. Para o etanol, nos cenários Et-F-CCS e

Et-FB-CCS, o bônus de 20% representa uma redução de 38% no preço de *breakeven* do CBIO; em Et-FC-CCS e Et-FCB-CCS, a redução é de 32% e 27%, respectivamente. Para o biometano, a redução é de 42% em todos os cenários.

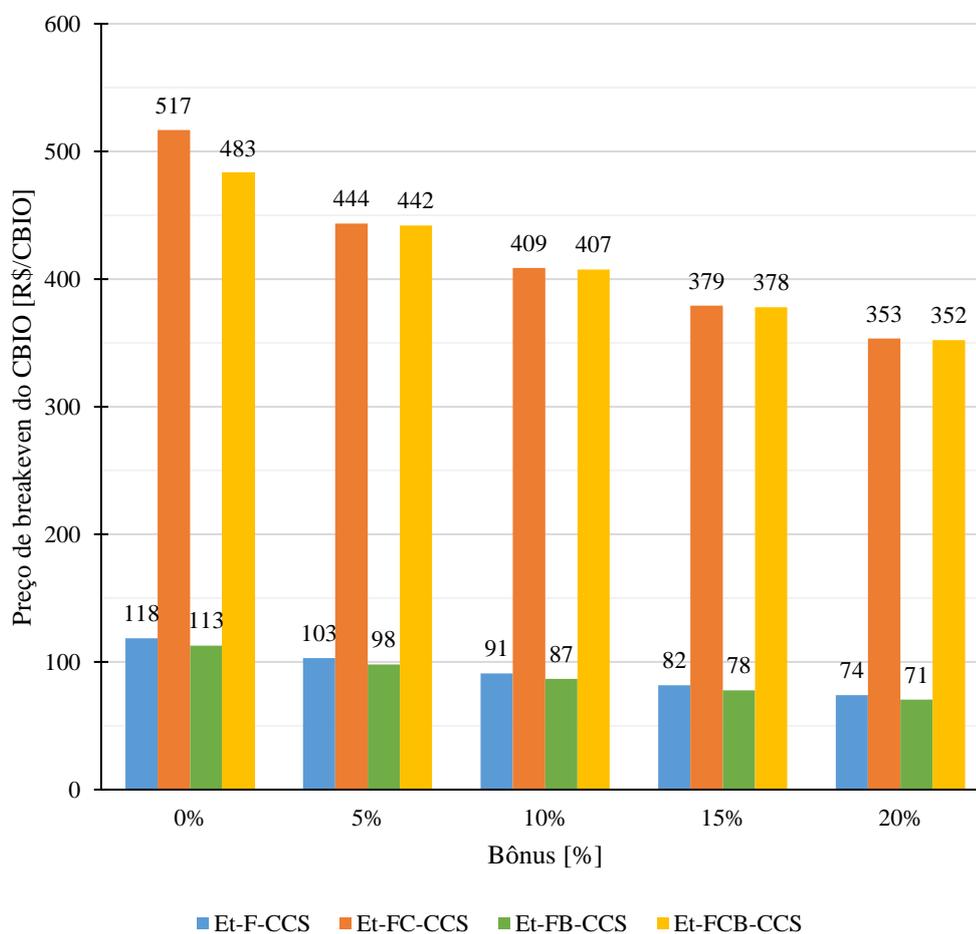


Figura 4.13. Análise de sensibilidade do preço de *breakeven* do CBIO em função do bônus para emissões negativas para o etanol.

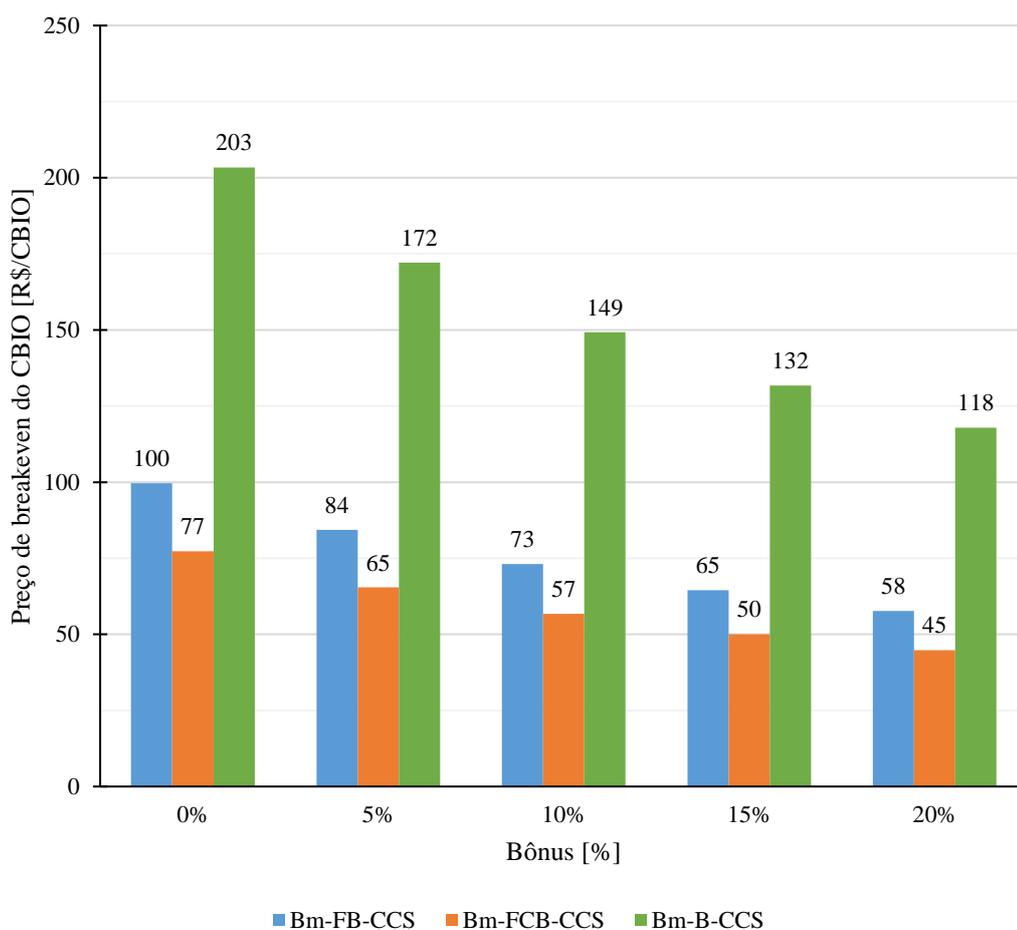


Figura 4.14. Análise de sensibilidade do preço de *breakeven* do CBIO em função do bônus para emissões negativas para o biometano.

Em uma análise complementar, apresentada nos gráficos da Figura 4.15 e Figura 4.16, também foi avaliada a influência da alíquota do imposto de renda sobre o preço de *breakeven* do CBIO (incluindo o bônus de 20%). Diante do potencial de BECCS como estratégia de mitigação das emissões de GEE, foi considerada a possibilidade da aplicação de uma tributação reduzida como incentivo para sua implementação no setor sucroenergético e emissão de CBIOs. Assim, foi considerada uma alíquota reduzida de 34% para até 15%. Para o etanol, a máxima redução no preço de *breakeven* do CBIO é de aproximadamente 7% (Et-F-CCS e Et-FB-CCS), quando a alíquota de IR é reduzida para 15%. Para o biometano, a redução é de apenas 3%.

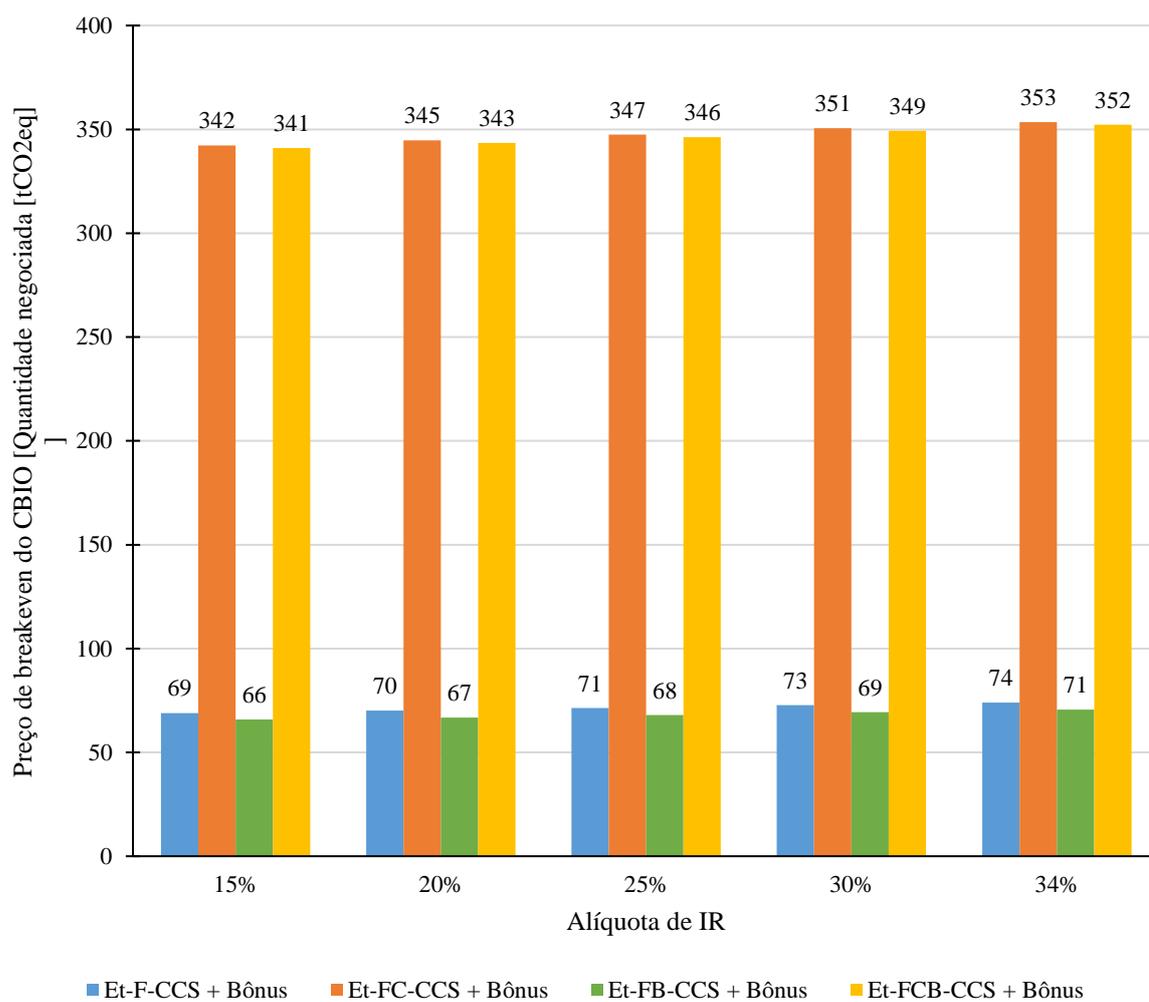


Figura 4.15. Análise de sensibilidade do preço de *breakeven* do CBIO em função da alíquota de IR para o etanol.

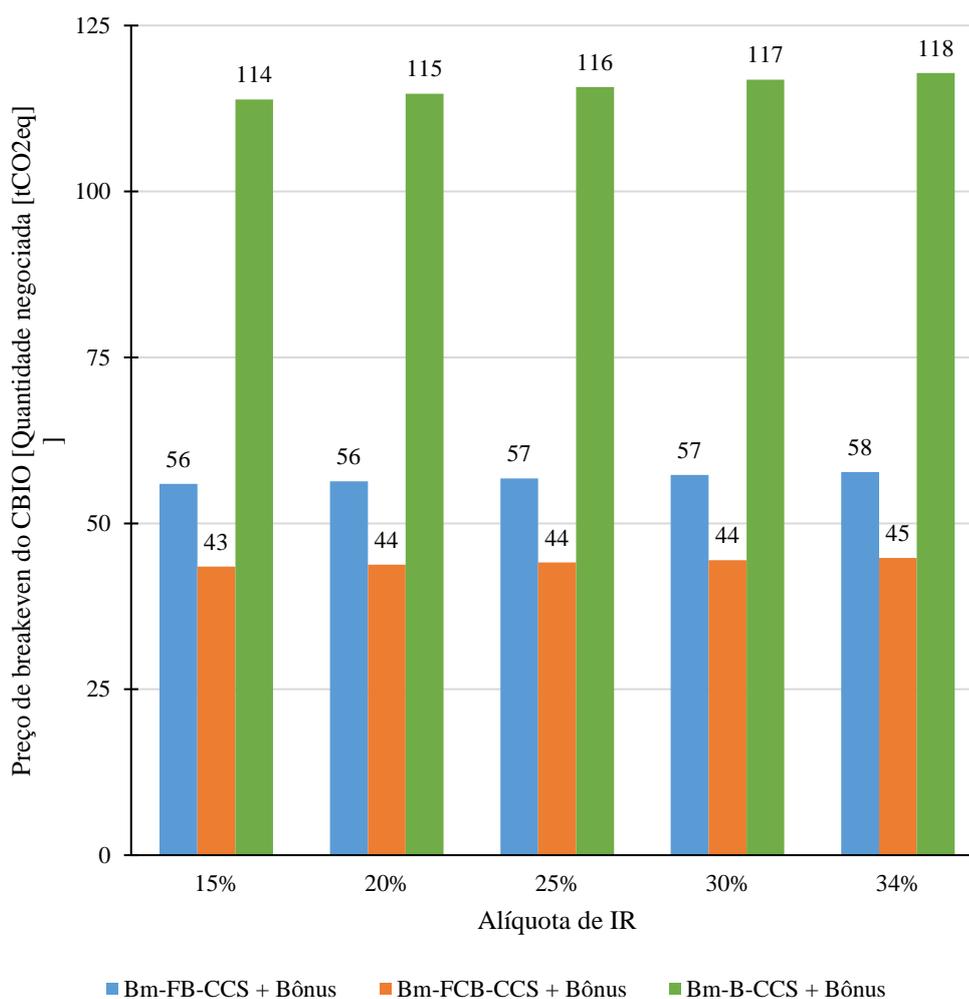


Figura 4.16. Análise de sensibilidade do preço de *breakeven* do CBIO em função da alíquota de IR para o biometano.

Nos cenários CCU, os preços de *breakeven* do CBIO apresentaram valores negativos em todos os cenários devido ao benefício da comercialização de CO<sub>2</sub> ser significativamente superior aos custos da implementação da captura de carbono. Contudo, o mercado é consideravelmente limitado e as informações acerca do preço do CO<sub>2</sub> comercializado em escala industrial são escassas, logo é possível que o preço de 800 R\$/tCO<sub>2</sub>, inicialmente adotado, seja otimista. Por isso, foi oportuno apresentar os resultados em gráficos de sensibilidade do preço de *breakeven* do CBIO em função do preço de comercialização do CO<sub>2</sub>, em uma faixa de 0 a 800 R\$/tCO<sub>2</sub>. Para o etanol (Figura 4.17), a comercialização do CO<sub>2</sub> a partir de 110 R\$/tCO<sub>2</sub> supre os custos da implementação da captura de carbono em ambos os cenários (Et-F-CCU e Et-FB-CCU). Para o biometano (Figura 4.18), a comercialização do CO<sub>2</sub> a partir de 100 e 200 R\$/tCO<sub>2</sub> supre os custos da captura de carbono nos cenários Bm-FB-CCU e Bm-F-CCU, respectivamente. Desta forma, a comercialização de CBIOs nos cenários CCU se apresenta

como uma oportunidade excepcionalmente atrativa devido ao lucro potencial, principalmente quando os preços de comercialização do CO<sub>2</sub> estão acima dos apontados. Portanto, o bônus previsto para emissões negativas não se apresenta como incentivo necessário para implementação de BECCU no setor sucroenergético, e poderia ser concedido apenas no caso de BECCS.

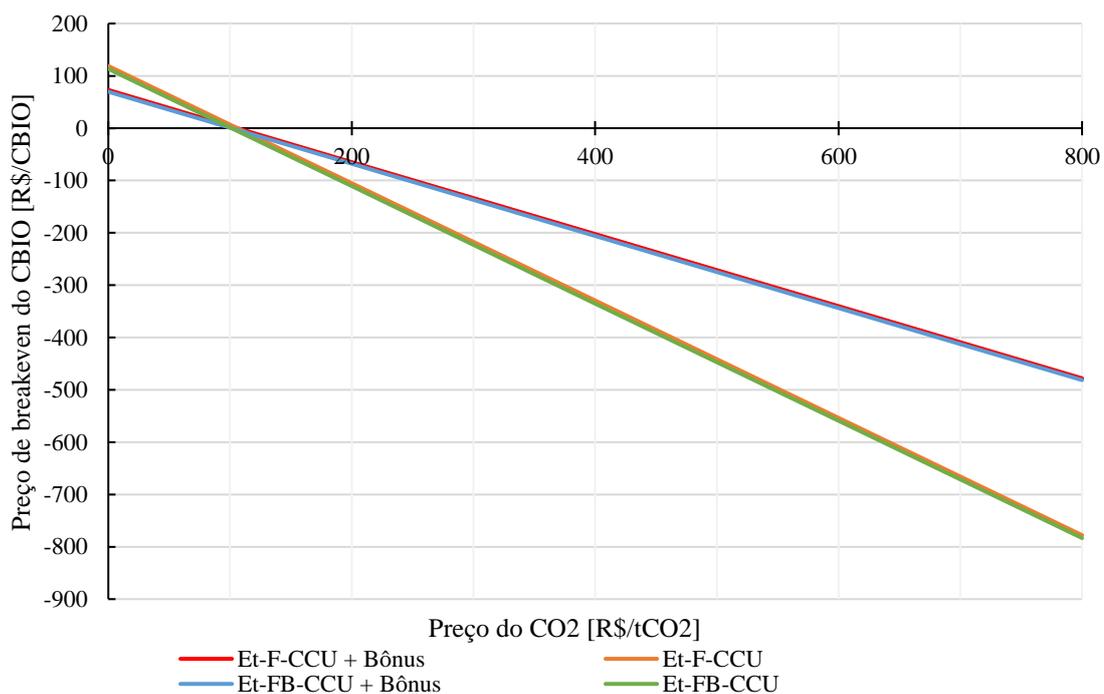


Figura 4.17. Análise de sensibilidade: preço de *breakeven* do CBIO em função do preço do CO<sub>2</sub> para o etanol nos cenários CCU.

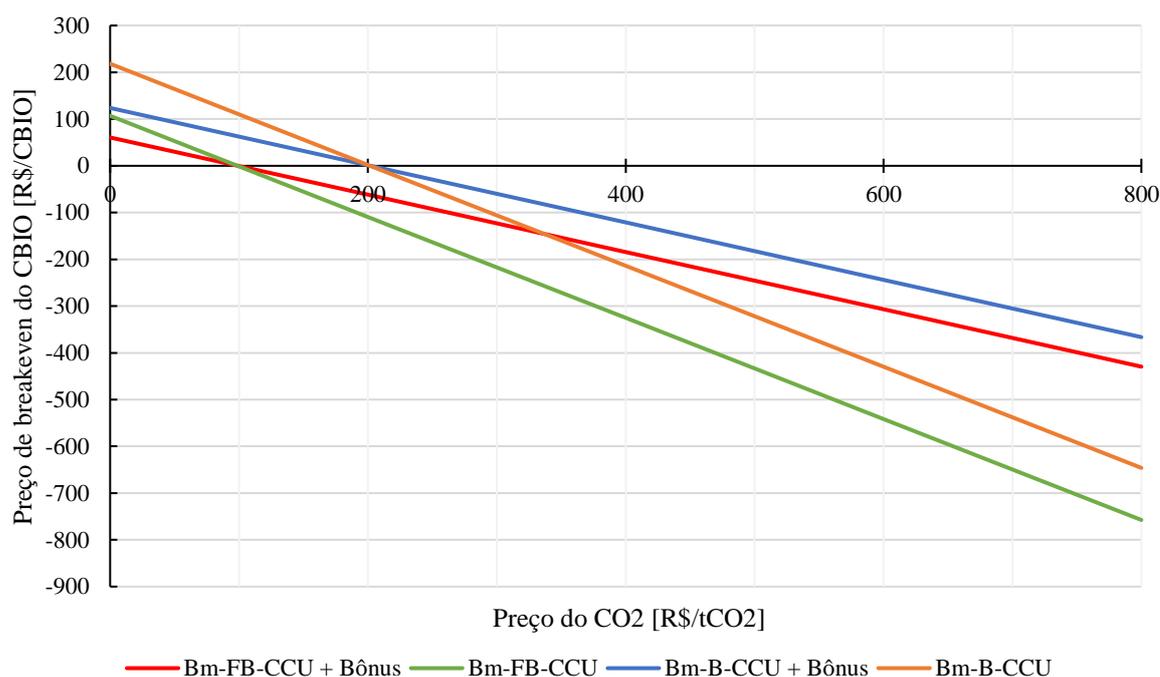


Figura 4.18. Análise de sensibilidade: preço de *breakeven* do CBIO em função do preço do CO<sub>2</sub> para o biometano nos cenários CCU.

Para comparar os resultados do preço de *breakeven* do CBIO com o preço do CBIO comercializado na bolsa de valores (B3), foi construído o gráfico da Figura 4.19, que apresenta a série histórica de negociações definitivas desde a primeira comercialização em 15 de junho de 2020 até 31 dezembro de 2022, em moeda corrente, incluindo a quantidade negociada de CBIOs, os preços mínimo, máximo e médio mensais do CBIO e o preço médio anual do CBIO. A série histórica aponta que o preço médio anual do CBIO foi aproximadamente igual a 34 R\$/tCO<sub>2</sub>eq em 2020, 36 R\$/tCO<sub>2</sub>eq em 2021 e 101 R\$/tCO<sub>2</sub>eq em 2022. Ainda, é possível observar a instabilidade do preço do CBIO em seu primeiro ano de comercialização (2020), seguida por um período de estabilidade de preço em 2021, com crescimento a partir de agosto. Até maio de 2022, o preço do CBIO continuou crescendo – na média, de 60 a 105 R\$/tCO<sub>2</sub>eq –, com um grande pico em junho e julho – superando a média de 150 R\$/tCO<sub>2</sub>eq –, seguido de uma queda em julho e agosto – até uma média de 80 R\$/tCO<sub>2</sub>eq – e recuperação no final do ano – a aproximadamente 100 R\$/tCO<sub>2</sub>eq.

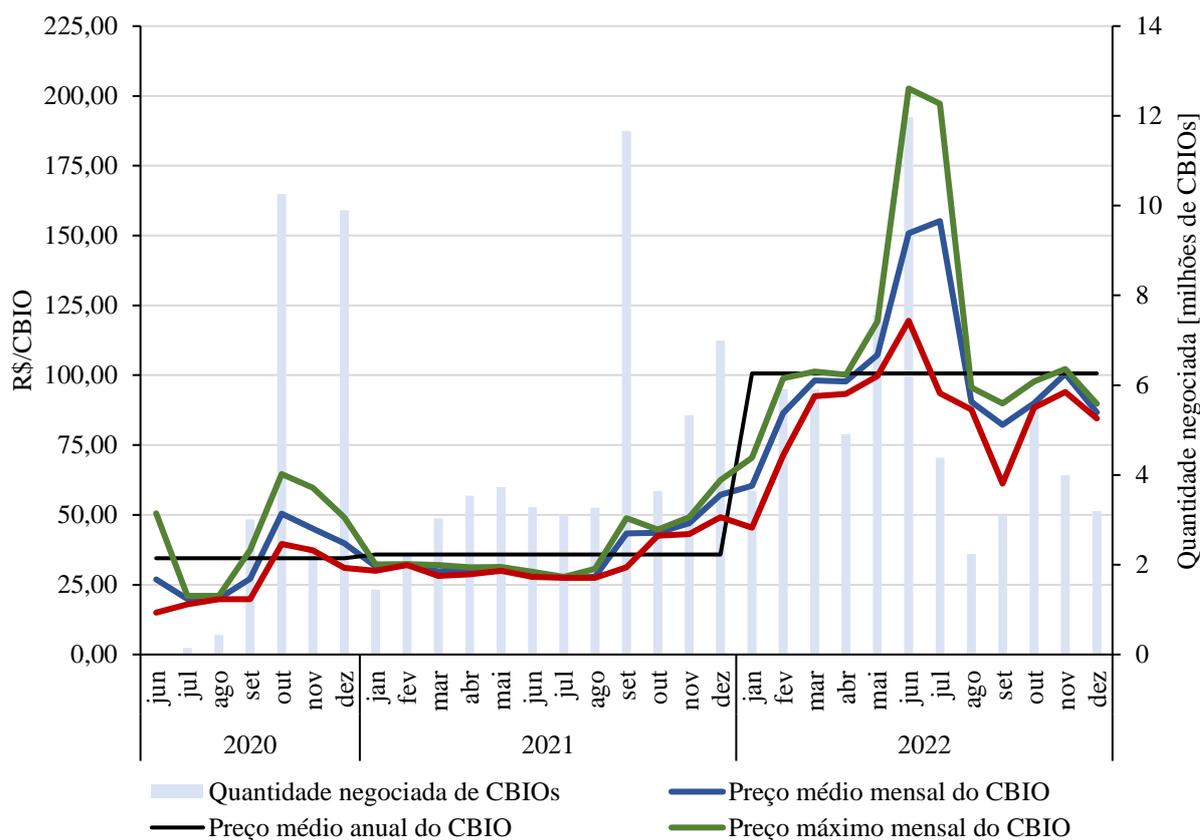


Figura 4.19. Série histórica das negociações definitivas de CBIOs na bolsa de valores (B3) (jun/2020 – dez/2022).

Fonte: CETIP (2022)

Diante da série histórica de preços, levando apenas CCS em consideração, os cenários de captura da fermentação (Et-F-CCS) e captura da fermentação e biodigestão (Et-FB-CCS e Bm-FB-CCS) são os mais atrativos. A partir do primeiro bimestre de 2022, quando o preço médio mensal do CBIO ultrapassou o valor de 70 R\$/tCO<sub>2</sub>eq, esses são os únicos cenários potencialmente viáveis, considerando que os preços de *breakeven* do CBIO, com o bônus de 20% (Et-F-CCS – 74 R\$/tCO<sub>2</sub>eq; Et-FB-CCS – 71 R\$/tCO<sub>2</sub>eq; Bm-FB-CCS – 58 R\$/tCO<sub>2</sub>eq), se mantêm abaixo do preço médio mensal até o final do período observado (dezembro de 2022). Ademais, segundo a análise de sensibilidade do preço de *breakeven* do CBIO em função do bônus para emissões negativas (Figura 4.13 e Figura 4.14), com pelo menos 15% de bônus, os resultados permaneceriam promissores para a captura da fermentação e captura da fermentação e biodigestão, considerando o histórico do preço médio mensal do CBIO. Considerando a média anual, os resultados seriam atrativos com pelo menos 5% de bônus, porém isso se deve ao pico de preços observado entre maio e julho de 2022.

Um aspecto relevante a se considerar é o da correção do ano de investimento para 2021. Os cenários Et-F-CCS, Et-FB-CCS e Bm-FB-CCS se tornaram atrativos a partir de janeiro de 2022, porém, os preços de *breakeven* não são sensíveis ao acréscimo do índice de preços CEPCI – devido ao aumento acelerado dos custos de equipamentos desde 2020 – e da taxa de câmbio – pela desvalorização do Real frente ao Euro – em 2022. Além disso, o preço de *breakeven* do CBIO foi estimado considerando o benefício recebido pelo produtor, ou seja, este não é o preço final negociado em bolsa. Ainda assim, se os preços do CBIO se mantiverem próximos da média observada para o ano de 2022, é razoável concluir que a captura de carbono da fermentação e a combinação da captura de carbono da fermentação e biodigestão são alternativas de BECCS que poderiam ter seus custos de implementação arcados pela comercialização de CBIOs, no curto ou médio prazo, principalmente se considerado o bônus de 20% sobre a NEEA dos biocombustíveis.

Em comparação com os preços de crédito de carbono estimados no caso de referência da literatura (RESTREPO-VALENCIA; WALTER, 2019) – 21 €/tCO<sub>2</sub>eq para a captura da fermentação e 59-66 €/tCO<sub>2</sub>eq para a captura da fermentação e pós-combustão (em Euro com base em 2014) –, os preços de *breakeven* do CBIO se mostraram mais atrativos, apesar do aumento do índice de preços CEPCI entre 2014 e 2021. Os preços estimados em Euro no ano de 2021 estão apresentados na Tabela 4.12 e Tabela 4.13, para o etanol e o biometano, respectivamente. Vale ressaltar que, no caso de referência, são considerados também os custos de capital e O&M do sistema de cogeração e do transporte e armazenamento de CO<sub>2</sub>, e são processados a mesma quantidade de cana por ano (4 Mt), porém apenas 50% da capacidade é destinada à produção de etanol (os outros 50% são destinados à produção de açúcar).

Tabela 4.12. Avaliação econômica dos cenários CCS para o etanol (Euro em 2021).

<b>Parâmetros (Euro 2021)</b>	<b>Et-F-CCS</b>	<b>Et-FC-CCS</b>	<b>Et-FB-CCS</b>	<b>Et-FCB-CCS</b>
<u>Investimento inicial [M€]</u>				
Unidade de compressão	22,8	38,0	21,5	37,0
Unidade de captura pós-combustão	-	202	-	202
<u>Custos anuais [M€/ano]</u>				
O&M - Unidade de compressão	1,05	1,75	0,989	1,70
O&M - Unidade de captura pós-combustão	-	11,7	-	11,7
Custo de oportunidade (eletricidade)	0,756	3,88	0,756	3,88
<u>Preço de <i>breakeven</i> [€/tCO<sub>2</sub>eq]</u>				
CBIO	18,6	81,0	17,7	75,7
CBIO + Bônus de 20%	11,6	55,4	11,1	55,2

Tabela 4.13. Avaliação econômica dos cenários CCS para o biometano (Euro em 2021).

<b>Parâmetros (Euro 2021)</b>	<b>Bm-FB-CCS</b>	<b>Bm-FCB-CCS</b>	<b>Bm-B-CCS</b>
<u>Investimento inicial [M€]</u>			
Unidade de compressão	3,32	2,44	7,43
<u>Custos anuais [M€/ano]</u>			
O&M - Unidade de compressão	0,153	0,112	0,342
Consumo de eletricidade	0,102	0,102	0,102
<u>Preço de <i>breakeven</i> [€/tCO<sub>2</sub>eq]</u>			
CBIO	15,6	12,1	31,9
CBIO + Bônus de 20%	9,04	7,02	18,5

Considerando a projeção realizada pela IEA para o cenário NZE (*Net Zero Energy*), que é o cenário de neutralidade de carbono em 2050, é esperado um aumento substancial do preço do crédito de carbono de 2025 a 2050 (IEA, 2021b). Para os mercados emergentes e economias em desenvolvimento, incluindo o Brasil, são projetados preços de 45 US\$/tCO<sub>2</sub> em 2025 e 200 US\$/tCO<sub>2</sub> em 2050. Na Tabela 4.14, são apresentadas as projeções para os anos de 2025, 2030, 2040 e 2050 em Dólar e Real com base em 2019. Se concretizadas, estas projeções são atrativas para CCS em todo o período, inclusive para a tecnologia de captura pós-combustão a partir de 2030. Contudo, é essencial evidenciar o elevado grau de incerteza envolvido na projeção realizada pela IEA para o cenário NZE 2050, que depende, principalmente, do comprometimento dos governos e dos setores de energia, transportes e industrial com a descarbonização da economia.

Tabela 4.14. Projeção do preço do crédito de carbono em mercados emergentes e economias em desenvolvimento selecionadas no cenário NZE 2050 da IEA (Dólar e Real em 2019).

<b>Preço do carbono</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
US\$/tCO <sub>2</sub>	45	90	160	200
R\$/tCO <sub>2</sub>	178	355	631	789

Fonte: IEA (2021b).

Em relação à logística de transporte e armazenamento de CO<sub>2</sub>, também devem ser realizadas avaliações econômicas futuras considerando, inclusive, diferentes modelos de negócios, de forma a completar os custos associados à toda a cadeia de captura de carbono. Estudos anteriores (seção 2.3.5), em que foram avaliados os aspectos econômicos do transporte e armazenamento de CO<sub>2</sub> capturado da fermentação do etanol de cana no Brasil, apresentaram resultados distintos para os custos. No caso em que foi considerado o armazenamento *offshore* com recuperação avançada de petróleo (EOR) na Bacia de Campos, foi elaborada uma rede

ótima de múltiplos *hubs* interconectando 236 destilarias do Centro-Sul via dutos, com um custo de transporte igual a 11,00 US\$/tCO<sub>2</sub> (SILVA *et al.*, 2018). No caso de armazenamento *onshore* em uma formação geológica abaixo do aquífero Guarani (Bacia do Paraná), o custo de transporte foi igual a 1,36 US\$/tCO<sub>2</sub>, que é bem inferior, pois a usina está muito próxima do local de armazenamento (10 km) (MOREIRA *et al.*, 2016). No primeiro caso, ainda existe a possibilidade de lucro pela recuperação avançada de petróleo (SILVA *et al.*, 2018). Logo, dependendo da logística e do local de armazenamento, bem como do modelo de negócio, o custo final de CCS pode variar consideravelmente.

Não obstante, considerando que o RenovaBio é um programa recente, com a primeira comercialização de CBIOs ocorrendo em junho de 2020, e que este é o primeiro mercado de carbono regulado do Brasil, é razoável esperar o crescimento do valor dos créditos conforme o desenvolvimento do programa e o surgimento de novos mercados de carbono, de modo a acompanhá-los, bem como contextos regulatórios que determinem a compra de créditos de carbono por parte de outros setores ou criem incentivos para a captura de carbono. Além disso, reduções de custos adicionais para a implementação de BECCUS são possíveis, principalmente se considerados os ganhos de escala de processamento de biomassa das instalações e o aumento da demanda por tecnologias e equipamentos de captura de carbono.

#### 4.3.1. Comparação dos preços de *breakeven* do CBIO com preços de mercados de carbono internacionais

Para dar suporte à comparação dos preços de *breakeven* do CBIO nos cenários CCS com os preços do crédito de carbono no EU ETS (União Européia) e no Cap-and-Trade (Califórnia), foram construídas a Tabela 4.15 (etanol) e Tabela 4.16 (biometano), em que são apresentados os preços de *breakeven* do CBIO em Real, Dólar e Euro com base em 2021 (EXCHANGE RATES UK, 2022a, b). As séries históricas de preços de créditos de carbono no EU ETS e Cap-and-Trade estão apresentadas nos gráficos da Figura 4.20 e Figura 4.21, respectivamente.

Tabela 4.15. Preços de *breakeven* do CBIO nos cenários CCS para o etanol (Real, Dólar e Euro em 2021).

Preço de <i>breakeven</i> do CBIO (Etanol)	Et-F-CCS	Et-FC-CCS	Et-FB-CCS	Et-FCB-CCS
<u>Sem Bônus</u>				
R\$/tCO <sub>2</sub> eq	118	517	113	483
US\$/tCO <sub>2</sub> eq	22	96	21	90

€/tCO <sub>2</sub> eq	19	81	18	76
<u>Com Bônus de 20% sobre a NEEA</u>				
R\$/tCO <sub>2</sub> eq	74	353	71	352
US\$/tCO <sub>2</sub> eq	14	65	13	65
€/tCO <sub>2</sub> eq	12	55	11	55

Tabela 4.16. Preços de *breakeven* do CBIO nos cenários CCS para o biometano (Real, Dólar e Euro em 2021).

<u>Preço de <i>breakeven</i> do CBIO (Biometano)</u>	<u>Bm-FB-CCS</u>	<u>Bm-FCB-CCS</u>	<u>Bm-B-CCS</u>
<u>Sem Bônus</u>			
R\$/tCO <sub>2</sub> eq	100	77	203
US\$/tCO <sub>2</sub> eq	18	14	38
€/tCO <sub>2</sub> eq	16	12	32
<u>Com Bônus de 20% sobre a NEEA</u>			
R\$/tCO <sub>2</sub> eq	58	45	118
US\$/tCO <sub>2</sub> eq	11	8	22
€/tCO <sub>2</sub> eq	9	7	18

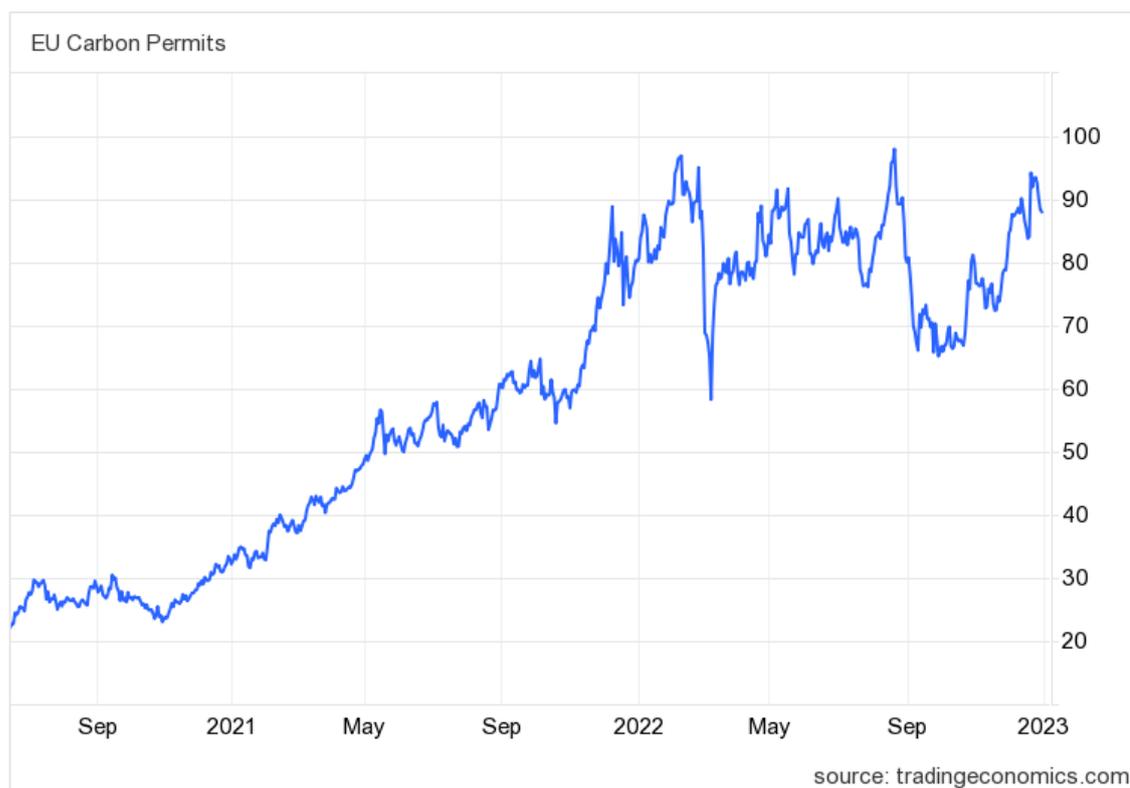


Figura 4.20. Série histórica das EU Carbon Permits no Sistema de Comércio de Emissões da União Europeia (EU ETS) (jun/2020 – dez/2022).

Fonte: TRADING ECONOMICS (2022).

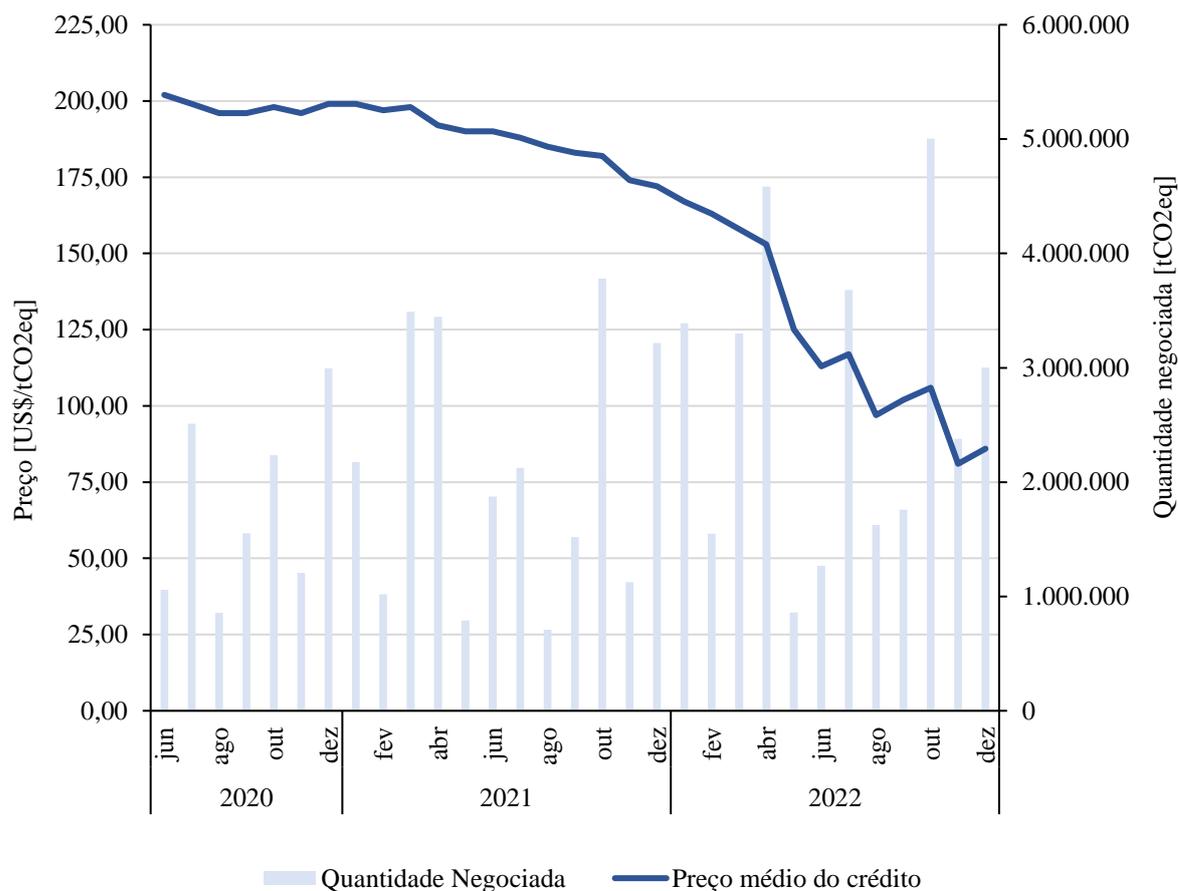


Figura 4.21. Série histórica dos créditos de carbono do Programa Cap-and-Trade da Califórnia (jun/2020 – dez/2022)

Fonte: CARB (2023).

Considerando os apenas os preços das permissões de carbono do EU ETS, é evidente que os cenários CCS seriam muito atrativos. Neste caso, os preços de *breakeven* nos cenários de captura da fermentação e captura da fermentação e biogestão se mantêm abaixo dos preços do mercado desde a primeira comercialização dos CBIOS, inclusive sem o bônus sobre a NEEA. Com o bônus de 20%, o cenário Bm-B-CCS já seria atrativo desde o início de 2021. A partir do segundo semestre de 2021, os cenários com captura de carbono pós-combustão, com o bônus, também seriam atrativos. Em relação ao Cap-and-Trade do CARB, os cenários CCS também seriam mais atrativos se analisada a série histórica de preços do crédito. Sem o bônus, os cenários com alternativas de captura da fermentação e biodigestão, combinadas ou não, têm preços de *breakeven* bem abaixo do preço de mercado em todo o período observado. Devido à queda constante de preços observada, a captura de carbono pós-combustão passou a ser inviável em novembro de 2022.

No entanto, não é possível afirmar que a implementação de BECCS no setor sucroenergético brasileiro e a comercialização de CBIOs em outros mercados, como o EU ETS e o Cap-and-Trade *Program*, seria atrativa ou inclusive possível. Embora o RenovaBio esteja alinhado com os objetivos de mitigação das mudanças climáticas, os CBIOs não são necessariamente reconhecidos como créditos de carbono internacionalmente padronizados e, portanto, eles não podem ser diretamente utilizados ou comercializados em outros programas de mercado de carbono. Para ser comercializado no EU ETS, por exemplo, seria necessário garantir a fungibilidade do CBIO, ou seja, garantir a equivalência ou intercambialidade do crédito neste mercado, o que poderia afetar significativamente o custo e a quantidade de créditos. Ademais, vale ressaltar que o EU ETS não considera as emissões negativas geradas por BECCS, apenas as emissões que foram evitadas (ou não emitidas). Para o Cap-and-Trade *Program*, existe uma perspectiva singular, pois seria possível a exportação do biocombustível brasileiro com a intensidade de carbono calculada segundo a regulação do CARB, que considera projetos CCS (armazenamento *onshore* e EOR). Neste caso, a intensidade de carbono do biocombustível poderia aumentar consideravelmente devido às emissões da logística de exportação, o que também afetaria o custo e a quantidade de créditos. Ainda assim, vale destacar que existe a possibilidade de que, no futuro, acordos e iniciativas sejam estabelecidos para facilitar a conexão entre diferentes programas de mercado de carbono, promovendo a fungibilidade e o comércio internacional de forma mais ampla.

## 5. CONCLUSÃO

A captura de carbono no setor sucroenergético apresenta-se como uma alternativa tecnicamente viável. Neste aspecto, destaca-se a captura associada à fermentação na destilaria, que produz uma corrente de CO<sub>2</sub> considerada pura, requerendo apenas a compressão do gás. Além disso, a penalidade energética e custos associados à captura de CO<sub>2</sub> da fermentação são baixos em comparação à captura pós-combustão por absorção utilizando monoetanolamina (MEA). No caso da planta de biometano, a captura de CO<sub>2</sub> associada à biodigestão dos resíduos da cana também não requer grandes gastos energéticos. Ocorre a partir da remoção do CO<sub>2</sub> presente no biogás, através do processo de *upgrading* – neste estudo, via adsorção por variação de pressão (PSA) –, seguida da desumidificação e compressão do gás.

Do ponto de vista ambiental, a captura de carbono no setor sucroenergético se destaca pelo elevado potencial de mitigação das emissões de GEE. Em todos os cenários avaliados, foi possível gerar emissões negativas, ou seja, remover carbono da atmosfera. No caso do etanol, isto foi possível com cerca de metade da capacidade de captura de CO<sub>2</sub> da fermentação para obter a neutralidade de carbono no ciclo de vida dos biocombustíveis. Para o biometano, seria necessário apenas um sexto da capacidade de captura de CO<sub>2</sub> da biodigestão.

Considerando o bônus de até 20% sobre a Nota de Eficiência Energético-Ambiental (NEEA) dos biocombustíveis, previsto no RenovaBio para produtores e importadores que comprovarem emissões negativas, foram obtidos ganhos expressivos na NEEA dos biocombustíveis, que correspondem a um aumento proporcional na emissão de CBIOs. Contudo, a metodologia de cálculo e requisitos de concessão do bônus ainda não estão regulados no RenovaBio, o que representou uma das principais dificuldades deste estudo.

A avaliação da viabilidade econômica da captura de carbono foi realizada por meio da estimativa dos preços de *breakeven* do Crédito de Descarbonização (CBIO). Para os cenários CCS, com aplicação do bônus de 20%, foi concluído que apenas os cenários Et-F-CCS (69 R\$/tCO<sub>2</sub>eq), Et-FB-CCS (66 R\$/tCO<sub>2</sub>eq) e Bm-FB-CCS (56 R\$/tCO<sub>2</sub>eq) apresentam preços de *breakeven* atrativos, considerando que o preço médio mensal do CBIO superou o valor de 70 R\$/tCO<sub>2</sub>eq a partir do primeiro bimestre de 2022. Os cenários com captura pós-combustão apresentaram preços de *breakeven* impeditivos, em torno de 340 R\$/tCO<sub>2</sub>eq em Et-F-CCS e Et-

FCB-CCS e 75 R\$/tCO<sub>2</sub>eq em Bm-FCB-CCS. A captura de carbono apenas da biodigestão também não se mostrou atrativa, com 114 R\$/tCO<sub>2</sub>eq (Bm-B-CCS). Se desconsiderado o bônus, nenhum cenário seria economicamente viável. Uma análise de sensibilidade demonstrou que seria necessário ao menos 15% de bônus para que a captura de carbono da fermentação e a captura da fermentação e biodigestão fossem atrativas.

No entanto, os resultados estão baseados em custos corrigidos para o ano de 2021, e, conseqüentemente, não são sensíveis ao aumento do índice de preços e da taxa de câmbio no ano de 2022. Além disso, os preços de *breakeven* refletem apenas a remuneração necessária para tornar a captura de carbono viável do ponto de vista do produtor, logo esses não devem ser os preços finais a serem negociados em bolsa devido às tributações. Ainda assim, os resultados são otimistas para a captura de carbono da fermentação e captura de carbono da fermentação e biodigestão.

Ademais, foi demonstrado que os preços de *breakeven* do CBIO nos cenários CCS são bastante atrativos se comparados com os preços das permissões ou créditos de carbono em mercados internacionais – EU ETS (União Europeia) e Cap-and-Trade (CARB), principalmente para a captura de carbono da fermentação e biodigestão, em combinação ou não. Contudo, não é possível afirmar que implementação de BECCS no setor sucroenergético brasileiro e a comercialização de CBIOs nestes mercados seria atrativa ou inclusive possível da comercialização dos CBIOs gerados pela captura de carbono em outros mercados, pois seria necessário garantir a adequação do CBIO à regulação destes mercados, o que poderia afetar significativamente o custo e a quantidade de créditos emitidos. Ainda assim, é importante ressaltar que o RenovaBio não é o único mercado de carbono a ser explorado pela captura de carbono no setor.

Em relação aos cenários CCU, a avaliação resultou em preços de *breakven* negativos devido ao benefício econômico da comercialização de CO<sub>2</sub> enquanto produto ser significativamente superior aos custos da implementação da captura de carbono. Em uma análise de sensibilidade, a comercialização do CO<sub>2</sub> a partir de 110 R\$/tCO<sub>2</sub> seria suficiente para arcar com os custos da captura de carbono na destilaria em Et-F-CCU e Et-FB-CCU. Para a planta de biometano, a comercialização do CO<sub>2</sub> a partir de 100 e 200 R\$/kgCO<sub>2</sub> supriria os custos da captura de carbono em Bm-FB-CCU e Bm-F-CCU, respectivamente. Desta forma, a comercialização de CBIOs nos cenários CCU não é estritamente necessária para que a captura

de carbono seja economicamente viável, sendo uma oportunidade excepcionalmente atrativa para o negócio devido ao lucro potencial. Por isso, foi concluído que o bônus previsto para emissões negativas não seria um incentivo necessário para implementação de BECCU no setor sucroenergético, podendo ser concedido apenas no caso de BECCS, em que sua aplicação é indispensável.

Por fim, deve-se ressaltar a importância de um contexto regulatório que incentive economicamente a implementação da captura de carbono no Brasil. Neste estudo, o bônus do RenovaBio para emissões negativas foi um dos principais fatores que tornaram os resultados econômicos atrativos para os cenários com captura da fermentação e sua combinação com a captura da biodigestão. Por isso, é necessário que o bônus seja regulado e concedido a projetos de BECCS no setor sucroenergético.

Como sugestão a trabalhos futuros, é recomendada a ampliação da fronteira de avaliação de BECCUS com a inclusão das fases de transporte, utilização e armazenamento de CO<sub>2</sub>. Para o transporte, podem ser avaliados diferentes meios, como dutos e caminhões-tanque, e configurações, como a ligação direta ao local de destino ou o compartilhamento de redes de transporte. Para a utilização, recomenda-se a avaliação caso a caso das principais rotas de utilização (maduras ou promissoras), bem como a definição de uma metodologia de cálculo dos créditos de carbono; no caso da utilização do CO<sub>2</sub> para a produção de novos biocombustíveis, seria necessário avaliar a criação de novas rotas para a RenovaCalc. No caso do armazenamento, também há a necessidade definir uma metodologia de cálculo dos créditos de carbono, bem como levar em consideração os aspectos técnico-econômicos da exploração e operação dos reservatórios. Além disso, a fim de calcular o preço de *breakeven* do CBIO, ou outro crédito de carbono, é necessário explorar diferentes modelos de negócio e aspectos regulatórios para a contabilização e concessão dos créditos, principalmente devido à logística do CO<sub>2</sub> para utilização, que geralmente envolve um comprador do CO<sub>2</sub> capturado.

## Referências

ABNT. **ABNT NBR ISO 14040:2014 Gestão ambiental - Avaliação do ciclo de vida - Princípios e estrutura.** [S. l.: s. n.], 2014.

ALLEGUE, L. B.; HINGE, J. **Biogas and bio-syngas upgrading.** [S. l.: s. n.], 2012.

ANP. Painéis Dinâmicos sobre Combustíveis, Infraestrutura, Qualidade e RenovaBio. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-combustiveis>.

ANP. Resolução No. 8, de 30 de janeiro de 2015 - Regulamento Técnico ANP No. 1/2015. 2015.

ANP. **Resolução Nº 807, De 23 De Janeiro De 2020.** [S. l.: s. n.], 2020.

ARCOUMANIS, C.; BAE, C.; CROOKES, R.; KINOSHITA, E. The potential of di-methyl ether (DME) as an alternative fuel for compression-ignition engines: A review. **Fuel**, v. 87, n. 7, p. 1014–1030, 2008. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2007.06.007>.

ASSEN, N. Von Der; STERNBERG, A.; KÄTELHÖN, A.; BARDOW, A. Environmental potential of carbon dioxide utilization in the polyurethane supply chain. **Faraday Discussions**, v. 183, p. 291–307, 2015. <https://doi.org/10.1039/c5fd00067j>.

B3. Série Históricas - Dados por Ativo - CBIO - Crédito de descarbonização: Negociações Definitivas. 2023. Disponível em: [https://www.b3.com.br/pt\\_br/market-data-e-indices/servicos-de-dados/market-data/historico/renda-fixa/](https://www.b3.com.br/pt_br/market-data-e-indices/servicos-de-dados/market-data/historico/renda-fixa/).

BARBOSA, L.; HYTÖNEN, E.; VAINIKKA, P. Carbon mass balance in sugarcane biorefineries in Brazil for evaluating carbon capture and utilization opportunities. **Biomass and Bioenergy**, v. 105, p. 351–363, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2017.07.015>.

BERNAL, A. P.; DOS SANTOS, I. F. S.; MONI SILVA, A. P.; BARROS, R. M.; RIBEIRO, E. M. Vinasse biogas for energy generation in Brazil An assessment of economic feasibility,

energy potential and avoided CO<sub>2</sub> emissions. **Journal of Cleaner Production**, v. 151, p. 260–271, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.03.064>.

**BNDES. Bioetanol de cana-de-açúcar: energia para o desenvolvimento sustentável** Coordenação BNDES e CGEE. [S. l.: s. n.], 2008.

**BRASIL. Lei Nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017. Dispõe sobre a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) e dá outras providências.** [S. l.: s. n.], 2017.

**BRASIL. Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada para consecução do objetivo Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima.** [S. l.: s. n.], 2015.

**BRASIL. Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada para consecução do objetivo Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima.** [S. l.: s. n.], 2022.

**CARB. Carbon Capture and Sequestration Protocol under the Low Carbon Fuel Standard.** [S. l.: s. n.], 2018.

CARB. LCFS Data Dashboard. 2023. Disponível em: <https://ww2.arb.ca.gov/resources/documents/lcfs-data-dashboard>.

**CARB. Low Carbon Fuel Standard Regulation.** [S. l.: s. n.], 2020.

CAVALETT, O.; CHAGAS, M. F.; SEABRA, J. E. A.; BONOMI, A. Comparative LCA of ethanol versus gasoline in Brazil using different LCIA methods. **International Journal of Life Cycle Assessment**, v. 18, n. 3, p. 647–658, 2013. <https://doi.org/10.1007/s11367-012-0465-0>.

CEPCI. The Chemical Engineering Plant Cost Index (CEPCI). 2022. Disponível em: <https://www.chemengonline.com/tag/cepci/>.

CHERNICHARO, C. A. de L. **Anaerobic Reactors.** [S. l.: s. n.], 2007. v. 4, .

CIRQUEIRA, N.; DE SOUZA CANDEO, E.; BARBOZA, L.; TROYNER, F.; MARTINS

TEIXEIRA DE ABREU PIETROBEL, J.; BITTENCOURT SYDNEY, E. Sugarcane First-Generation Bioethanol Units and Advancements in Electric Power and Biogas Production. **Liquid Biofuels: Bioethanol, Biofuel and Biorefinery Technologies**. [S. l.: s. n.], 2022. p. 85–107. [https://doi.org/10.1007/978-3-031-01241-9\\_5](https://doi.org/10.1007/978-3-031-01241-9_5).

CLAUSER, N. M.; GUTIÉRREZ, S.; AREA, M. C.; FELISSIA, F. E.; VALLEJOS, M. E. Small-sized biorefineries as strategy to add value to sugarcane bagasse. **Chemical Engineering Research and Design**, v. 107, p. 137–146, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2015.10.050>.

CLIMATE WATCH. Historical GHG Emissions. 2023. Disponível em: <https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions>.

CNN BRASIL. GasBrasileiro e Usina Cocal iniciam operação do 1º gasoduto de biometano do Brasil. 2023. Disponível em: <https://www.cnnbrasil.com.br/economia/gasbrasileiro-e-usina-cocal-iniciam-operacao-do-1o-gasoduto-de-biometano-do-brasil/>.

COELHO, S. T.; GARCILASSO, V. P.; JUNIOR, A. D. N. F.; SANTOS, M. M. dos; JOPERT, C. L. **Tecnologias de Produção e Uso de Biogás e Biometano: Part. I Biogás; Part. II Biometano**. São Paulo: IEE-USP: [s. n.], 2018.

CONAB. Acompanhamento da Safra Brasileira - CANA-DE-AÇÚCAR SAFRA 2021/22- 2ºLEVANTAMENTO. **Acompanhamento da Safra Brasileira - CANA-DE-AÇÚCAR SAFRA 2021/22- 2ºLEVANTAMENTO**, , p. 1–63, 2021. .

CONAB. **Perfil do setor do açúcar e etanol no Brasil. Edição para a safra 2015/16**. [S. l.: s. n.], 2019.

COPERSUCAR. Grupo Cocal inicia produção de biogás em Narandiba (SP). 2021. Disponível em: <https://www.copersucar.com.br/noticias/grupo-cocal-inicia-producao-pioneira-de-biogas-no-brasil/>.

CRUZ, C.; SOUZA, G.; CANTARELLA, H.; SLUYS, M.-A. van; FILHO, R. M. **Universidades e empresas: 40 anos da ciência e tecnologia para o etanol brasileiro**. São Paulo: Blucher, 2016.

DIAS, M. O. S.; MODESTO, M.; ENSINAS, A. V.; NEBRA, S. A.; FILHO, R. M.; ROSSELL, C. E. V. Improving bioethanol production from sugarcane: Evaluation of distillation, thermal integration and cogeneration systems. **Energy**, v. 36, n. 6, p. 3691–3703, 2011. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.09.024>.

EPE. **Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis - Ano 2020**. [S. l.: s. n.], 2021.

EPE. **Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis - Ano 2021**. [S. l.: s. n.], 2022a.

EPE. **Balço Energético Nacional 2022: Ano base 2021**. [S. l.: s. n.], 2022b.

EPE. BEN Interativo. 2023. Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/ben/>.

EPE. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 - Oferta de Biocombustíveis**. [S. l.: s. n.], 2022c.

EPE. **Nota Técnica - Demanda de Gás Natural nos Mercados Nacional e Internacional: Horizonte 2020-2030**. [S. l.: s. n.], 2020.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. [S. l.: s. n.], 2022d.

EUROPEAN COMMISSION. Carbon capture, use and storage. 2021. **European Commission**. Disponível em: [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/carbon-capture-use-and-storage\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/carbon-capture-use-and-storage_en).

EUROPEAN COMMISSION. **Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast). Official Journal of the European Union**. [S. l.: s. n.], 2018.

EXCHANGE RATES UK. Euro to Brazilian Real Spot Exchange Rates for 2021. 2022a. Disponível em: <https://www.exchangerates.org.uk/EUR-BRL-spot-exchange-rates-history-2021.html>.

EXCHANGE RATES UK. US Dollar to Brazilian Real Spot Exchange Rates for 2021. 2022b. Disponível em: <https://www.exchangerates.org.uk/USD-BRL-spot-exchange-rates-history-2021.html>.

FUESS, L. T.; GARCIA, M. L. Implications of stillage land disposal: A critical review on the impacts of fertigation. **Journal of Environmental Management**, v. 145, p. 210–229, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2014.07.003>.

FUESS, L. T.; GARCIA, M. L. **Qual o valor da vinhaça?: Mitigação de impacto ambiental e recuperação de energia por meio da digestão anaeróbia**. 1. ed. [S. l.: s. n.], 2012.

GAZETA DO POVO. Coopcana investe no aumento da produção e em ações socioambientais na cadeia da cana-de-açúcar. 2023. Disponível em: <https://www.gazetadopovo.com.br/gpbc/lide-parana/coopcana-investe-no-aumento-da-producao-e-em-aco-es-socioambientais-na-cadeia-da-cana-de-acucar/>.

GLOBAL CCS INSTITUTE. Facilities Database. 2023. **Search**. Disponível em: <https://co2re.co/FacilityData>.

GLOBAL CCS INSTITUTE. **State of the Art: CCS Technologies 2022**. [S. l.: s. n.], 2022.

GODINHO, R.; IVAN, M.; OLIVEIRA, L. De; RODRIGUES, L.; MOREIRA, M.; SEABRA, J. E. A. Carbon Credits and the Bioethanol Industry : Governmental Programs and Incentives. **Liquid Biofuels: Bioethanol, Biofuel and Biorefinery Technologies**. [S. l.: s. n.], 2022. p. 363–384.

GOTHE, M. L.; PÉREZ-SANZ, F. J.; BRAGA, A. H.; BORGES, L. R.; ABREU, T. F.; BAZITO, R. C.; GONÇALVES, R. V.; ROSSI, L. M.; VIDINHA, P. Selective CO<sub>2</sub> hydrogenation into methanol in a supercritical flow process. **Journal of CO<sub>2</sub> Utilization**, v. 40, n. May, p. 101195, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2020.101195>.

GUERRA, J. P. M.; COLETA, J. R.; ARRUDA, L. C. M.; SILVA, G. A.; KULAY, L. Comparative analysis of electricity cogeneration scenarios in sugarcane production by LCA. **International Journal of Life Cycle Assessment**, v. 19, n. 4, p. 814–825, 2014. <https://doi.org/10.1007/s11367-014-0702-9>.

HEPBURN, C.; ADLEN, E.; BEDDINGTON, J.; CARTER, E. A.; FUSS, S.; MAC DOWELL, N.; MINX, J. C.; SMITH, P.; WILLIAMS, C. K. The technological and economic prospects for CO<sub>2</sub> utilization and removal. **Nature**, v. 575, n. 7781, p. 87–97, 2019.

<https://doi.org/10.1038/s41586-019-1681-6>.

IEA. **20 Years of Carbon Capture and Storage**. [S. l.: s. n.], 2016.  
<https://doi.org/10.1787/9789264267800-en>.

IEA. Energy Statistics Data Browser. 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser>.

IEA. **Energy Technology Perspectives 2020 - Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage: CCUS in clean energy transitions**. [S. l.: s. n.], 2020.  
<https://doi.org/10.1787/208b66f4-en>.

IEA. **Global Energy Review 2021**. [S. l.: s. n.], 2021a.

IEA. **Legal and Regulatory Frameworks for CCUS: An IEA CCUS Handbook**. [S. l.: s. n.], 2022.

IEA. **Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector**. [S. l.: s. n.], 2021b.

IEA. **Putting CO<sub>2</sub> to Use: Creating value from emissions**. [S. l.: s. n.], 2019.

IPCC. **Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change**,. [S. l.: s. n.], 2018.

IPCC. **IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. [S. l.: s. n.], 2005.  
<https://doi.org/10.1016/bs.ache.2021.10.005>.

IPCC. **Summary for Policymakers. In: Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. [S. l.: s. n.], 2021.

JANKE, L.; LEITE, A.; NIKOLAUSZ, M.; SCHMIDT, T.; LIEBETRAU, J.; NELLES, M.;

STINNER, W. Biogas Production from Sugarcane Waste: Assessment on Kinetic Challenges for Process Designing. **International journal of molecular sciences**, v. 16, n. 9, p. 20685–20703, 2015. <https://doi.org/10.3390/ijms160920685>.

KETZER, J. M. M.; MACHADO, C. X.; ROCKETT, G. C.; IGLESIAS, R. S. **Brazilian Atlas of CO<sub>2</sub> Capture and Geological Storage**. [S. l.: s. n.], 2016.

KHORSHIDI, Z.; FLORIN, N. H.; HO, M. T.; WILEY, D. E. Techno-economic evaluation of co-firing biomass gas with natural gas in existing NGCC plants with and without CO<sub>2</sub> capture. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 49, p. 343–363, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2016.03.007>.

LEME, R. M.; SEABRA, J. E. A. Technical-economic assessment of different biogas upgrading routes from vinasse anaerobic digestion in the Brazilian bioethanol industry. **Energy**, v. 119, p. 754–766, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.11.029>.

LINDE. **Safety advice: Carbon dioxide**. [S. l.: s. n.], 2017.

MACEDO, I. C.; SEABRA, J. E. A.; SILVA, J. E. A. R. Green house gases emissions in the production and use of ethanol from sugarcane in Brazil: The 2005/2006 averages and a prediction for 2020. **Biomass and Bioenergy**, v. 32, n. 7, p. 582–595, 2008. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2007.12.006>.

MATSUUDA, M. I. da S. F.; SEABRA, J. E. A.; CHAGAS, M. F.; SCHAETTI, M. T.; MORANDI, M. A. B.; MOREIRA, M. M. R.; NOVAES, R. M. L.; RAMOS, N. P.; CAVALETT, O.; BONOMI, A. RenovaCalc: a calculadora do Programa RenovaBio. **VI Congresso Brasileiro Sobre Gestão do Ciclo de Vida**, , p. 162–167, 2018. .

MCTI. **Estimativas Anuais de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Brasil**. [S. l.: s. n.], 2022.

MERSCHMANN, P. R.; SZKLO, A. S.; SCHAEFFER, R. Technical potential and abatement costs associated with the use of process emissions from sugarcane ethanol distilleries for EOR in offshore fields in Brazil. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 52, p. 270–292, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2016.07.007>.

MME. Balanço RenovaBio. 2021a. **Ministério de Minas e Energia**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/renovabio-1/balanco-renovabio>.

MME. MME divulga balanço do RenovaBio em 2020 e metas de redução de emissões para 2022-2031. 2021b. **Ministério de Minas e Energia**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-divulga-balanco-do-renovabio-em-2020-e-metas-de-reducao-de-emissoes-para-2022-2031-1>.

MÖLLERSTEN, K.; YAN, J.; MOREIRA, J. R. Potential market niches for biomass energy with CO<sub>2</sub> capture and storage - Opportunities for energy supply with negative CO<sub>2</sub> emissions. **Biomass and Bioenergy**, v. 25, n. 3, p. 273–285, 2003. [https://doi.org/10.1016/S0961-9534\(03\)00013-8](https://doi.org/10.1016/S0961-9534(03)00013-8).

MORAES, B. S.; JUNQUEIRA, T. L.; PAVANELLO, L. G.; CAVALETT, O.; MANTELATTO, P. E.; BONOMI, A.; ZAIAT, M. Anaerobic digestion of vinasse from sugarcane biorefineries in Brazil from energy, environmental, and economic perspectives: Profit or expense? **Applied Energy**, v. 113, p. 825–835, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.07.018>.

MORAES, B. S.; ZAIAT, M.; BONOMI, A. Anaerobic digestion of vinasse from sugarcane ethanol production in Brazil: Challenges and perspectives. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 44, p. 888–903, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.023>.

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

MURADOV, N. **Liberating Energy from Carbon: Introduction to Decarbonization**. v. 22. New York: NY: Springer New York, 2014.

NORHASYIMA, R. S.; MAHLIA, T. M. I. Advances in CO<sub>2</sub> utilization technology: A patent landscape review. **Journal of CO<sub>2</sub> Utilization**, v. 26, n. May, p. 323–335, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2018.05.022>.

NOVACANA. Raízen confirma inauguração da planta de produção de biometano em 2023. 2023. Disponível em: <https://www.novacana.com/noticias/raizen-confirma-inauguracao-planta-producao-biometano-2023-240822>.

PAZUCH, F. A.; NOGUEIRA, C. E. C.; SOUZA, S. N. M.; MICUANSKI, V. C.; FRIEDRICH, L.; LENZ, A. M. Economic evaluation of the replacement of sugar cane bagasse by vinasse, as a source of energy in a power plant in the state of Paraná, Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 76, n. March, p. 34–42, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.047>.

POVEDA, M. M. R. **Integração do biogás de vinhaça na matriz energética de Ribeirão Preto , Estado de São Paulo**. 2019. 202 f. Tese (Doutorado em Bioenergia) - Bioenergia da USP, UNESP e UNICAMP, Universidade de São Paulo, Piracicaba, SP, 2019. <https://doi.org/10.11606/T.105.2019.tde-26082019-115248>.

PROBIOGÁS. **Caderno 4 - Oportunidades de Negócio para a Comercialização do CO2 de uma Planta de Biogás**. [S. l.: s. n.], 2015.

RAFIEE, A.; RAJAB KHALILPOUR, K.; MILANI, D.; PANAHI, M. Trends in CO2 conversion and utilization: A review from process systems perspective. **Journal of Environmental Chemical Engineering**, v. 6, n. 5, p. 5771–5794, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.jece.2018.08.065>.

RAÍZEN. Raízen inaugura planta de biogás e consolida portfólio de energias renováveis. 2020. Disponível em: <https://www.raizen.com.br/sala-de-imprensa/raizen-inaugura-planta-de-biogas-e-consolida-portfolio-de-energias-renovaveis>.

RCGI. Pesquisadores do RCGI desenvolvem novo processo para a conversão de CO2 em metanol. 2020. Disponível em: <https://www.rcgi.poli.usp.br/pesquisadores-do-rcgi-desenvolvem-novo-processo-para-a-conversao-de-co2-em-metanol/#>.

RCGI. RCGI lança mapas interativos com o potencial de geração de energia do biogás em SP. 2019. Disponível em: <https://www.rcgi.poli.usp.br/rcgi-lanca-mapas-interativos-com-o-potencial-de-geracao-de-energia-por-biogas-em-sp/>.

RENOVABIO. **RenovaCalcMD: Método e ferramenta para a contabilidade da**

**Intensidade de Carbono de Biocombustíveis no Programa RenovaBio.** [S. l.: s. n.], 2018.

RESTREPO-VALENCIA, S. **Avaliação da viabilidade técnica de sistemas BECCS na geração de eletricidade em usinas do setor sucroenergético.** 2018. 93 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2018. <https://doi.org/10.47749/T/UNICAMP.2018.1045259>.

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, p. 1129, 2019. <https://doi.org/10.3390/en12061129>.

RFA. 2023 Ethanol Industry Outlook. 2023. .

ROMANAK, K.; DIXON, T. CO2 storage guidelines and the science of monitoring: Achieving project success under the California Low Carbon Fuel Standard CCS Protocol and other global regulations. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 113, n. November 2021, p. 103523, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103523>.

ROSA FILHO, E. F.; HINDI, E. C.; ROSTIROLLA, S. P.; FERREIRA, F. J. F.; BITTENCOURT, A. V. L. Sistema Aquífero Guarani - Considerações Preliminares Sobre a Influência do Arco de Ponta Grossa no Fluxo das Águas Subterrâneas. **Águas Subterrâneas**, v. 17, n. 1, 2003. <https://doi.org/10.14295/ras.v17i1.1315>.

SAMIPOUR, S.; MANSHADI, M. D.; SETOODEH, P. CO2 removal from biogas and syngas. **Advances in Carbon Capture: Methods, Technologies and Applications.** [S. l.: s. n.], 2020. p. 455–477. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819657-1.00020-7>.

SEABRA, J. E. A. Avaliação técnico-econômica de opções para o aproveitamento integral da biomassa de cana no Brasil. , p. 298, 2008. .

SEEG. **Análise das emissões brasileiras de Gases de Efeito Estufa e suas implicações para as metas climáticas do Brasil: 1970 – 2020 - 2020.** [S. l.: s. n.], 2021.

SHAPIRO, H. N.; MORAN, M. J.; BOETTNER, D. D.; BAILEY, M. B. **Princípios da**

**termodinâmica para engenharia**. 7<sup>a</sup>. [S. l.: s. n.], 2013.

SILVA, F. T. F.; CARVALHO, F. M.; CORRÊA, J. L. G.; MERSCHMANN, P. R. d. C.; TAGOMORI, I. S.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. CO<sub>2</sub> capture in ethanol distilleries in Brazil: Designing the optimum carbon transportation network by integrating hubs, pipelines and trucks. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 71, n. March, p. 168–183, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.02.018>.

SUN, Q.; LI, H.; YAN, J.; LIU, L.; YU, Z.; YU, X. Selection of appropriate biogas upgrading technology-a review of biogas cleaning, upgrading and utilisation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 51, p. 521–532, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.029>.

TRADING ECONOMICS. EU Carbon Permits. 2022. **Trading Economics**. Disponível em: <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>.

VALOR ECONÔMICO. Petrobras testa tecnologias para sequestrar CO<sub>2</sub>. 2009. Disponível em: <https://www2.senado.leg.br/bdsf/bitstream/handle/id/460336/noticia.htm?sequence=1>.

VAN DER SPEK, M.; RAMIREZ, A.; FAAIJ, A. Challenges and uncertainties of ex ante techno-economic analysis of low TRL CO<sub>2</sub> capture technology: Lessons from a case study of an NGCC with exhaust gas recycle and electric swing adsorption. **Applied Energy**, v. 208, n. September, p. 920–934, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.09.058>.

WITKOWSKI, A.; MAJKUT, M. The impact of CO<sub>2</sub> compression systems on the compressor power required for a pulverized coal-fired power plant in post-combustion carbon dioxide sequestration. **Archive of Mechanical Engineering**, v. 59, n. 3, p. 343–360, 2012. <https://doi.org/10.2478/v10180-012-0018-x>.

ZHANG, M.; XU, Y.; WILLIAMS, B. L.; XIAO, M.; WANG, S.; HAN, D.; SUN, L.; MENG, Y. Catalytic materials for direct synthesis of dimethyl carbonate (DMC) from CO<sub>2</sub>. **Journal of Cleaner Production**, v. 279, p. 123344, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.123344>.