

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA**

WILLIAN JUN KIMURA

Aproveitamento do biogás, do biometano e do gás carbônico no setor sucroenergético e os possíveis impactos no mercado do etanol brasileiro

São Paulo

2020

WILLIAN JUN KIMURA

Aproveitamento do biogás, do biometano e do gás carbônico no setor sucroenergético e os impactos no mercado do etanol brasileiro

Versão Corrigida

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Meio Ambiente da Universidade de São Paulo para obtenção do título de mestre em Ciências.

Orientadora: Profa. Dra. Patricia Helena Lara dos Santos Matai
Co-orientador: Prof. Dr. Javier Farago Escobar

São Paulo
2020

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Kimura, Willian Jun.

Aproveitamento do biogás, do biometano e do gás carbônico no setor sucroenergético e os possíveis impactos no mercado do etanol brasileiro. / Willian Jun Kimura; orientadora: Patrícia Helena Lara dos Santos Matai; co-orientador : Javier Farago Escobar. -- São Paulo, 2020.

81 f.: il; 30 cm.

Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo.

1. Biogás. 2. Etanol. 3. Carbono. 4. Gás carbônico . I. Título.

Elaborado por Maria Penha da Silva Oliveira CRB-8/6961

Nome: KIMURA, Willian Jun

Título: Aproveitamento do biogás, do biometano e do gás carbônico no setor sucroenergético e os impactos no mercado do etanol brasileiro

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Meio Ambiente da Universidade de São Paulo para obtenção do título de mestre em Ciências.

Aprovado em:

Banca Examinadora

Prof.(ª) Dr.(ª) Patricia Helena Lara dos Santos Matai

Instituição: PPGE

Julgamento: _____

Prof.(ª) Dr.(ª) Marilin Mariano dos Santos

Instituição: RCGI

Julgamento: _____

Prof. Dr. Luciano Rodrigues

Instituição: UNICA

Julgamento: _____

Prof. Dr. Marcelo Melo Ramalho Moreira

Instituição: Agroicone

Julgamento: _____

DEDICATÓRIA

A minha companheira Gabi

AGRADECIMENTO

A Gabriela Ritz pelo carinho, compreensão e apoio durante toda essa jornada

A minha família e amigos pelo suporte

A minha orientadora Professora Patricia Matai pela dedicação e ensinamentos

Ao meu co-orientador Professor Javier Escobar pelo tempo e direcionamentos

A Professora Suani Coelho pelas confiança e oportunidades

A todos os professores, colegas e funcionários do IEE

A São Martinho e Agroicone pelos incentivos

A DATAGRO por ceder gentilmente dados para as análises propostas

EPÍGRAFE

“Em algum lugar tá”
Kimura, S. - *in memoriam*

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo analisar os potenciais impactos ambientais e comerciais provenientes da inserção do biogás, do biometano e da captura e uso de carbono (BECCU) no modelo atual de negócio do setor sucroenergético. Para tanto, foram criados três cenários, nos quais foram calculados a capacidade de produção com base na literatura, a intensidade de carbono utilizando o modelo CA-GREET 3.0 (Tier 1 Simplified CI Calculator for Sugarcane-derived Ethanol) e a arbitragem para o mercado da Califórnia para a safra 18/19. No cenário I foi simulada uma usina padrão da região Centro Sul com base na produção e usinas em operação. No segundo, considerou-se a inserção do biogás para geração de bioeletricidade e a captura de gás carbônico (CO₂) no processo de fermentação na produção de etanol. No terceiro, considerou-se a inserção do biogás para geração de bioeletricidade, produção de biometano para substituição ao diesel e a captura de CO₂ nos processos de fermentação (produção de etanol) e na purificação do biogás. Os resultados mostram que a intensidade de carbono de uma usina padrão é de 51,0 gCO₂e/MJ. Para os cenários II e III, observa-se a redução nas emissões para 21,2 e 15,7 gCO₂e/MJ, respectivamente. Em relação à arbitragem, o cenário I, indica que a comercialização deve ser restrita ao mercado doméstico. Por outro lado, nos cenários II e III, a arbitragem foi positiva em quase toda a safra, com um ágio médio de 35 e 50 USD/m³, respectivamente, indicando que a inserção desses procedimentos no setor sucroenergético, além dos benefícios ambientais, pode abrir novas possibilidades comerciais.

Palavras-chaves: etanol, intensidade de carbono, biogás, BECCU.

ABSTRACT

The objective of the work is to analyze the environmental and commercial impacts of biogas, biomethane and carbon capture and use (BECCU) implementation in the current business model of the sugar cane-energy sector. Therefore, three scenarios were elaborated using a production capacity based on the literature, and the carbon intensity using the CA-GREET 3.0 model (Tier 1 Simplified CI Calculator for Sugarcane-derived Ethanol) also the California market arbitrage for the 18/19 season. In the scenario I, it was simulated a standard mill by South Central region based on mills operation. In the second scenario, it was considered the biogas insertion for bioelectricity generation and the carbon dioxide (CO₂) capture on ethanol production during the fermentation process. In the third scenario, it was considered the biogas insertion for bioelectricity generation, biomethane production for replacing diesel and CO₂ capture in the fermentation (ethanol production) and in the biogas upgrading. The results show that the carbon intensity of a standard mill is 51.0 gCO₂e/MJ. For the scenarios II and III, it was observed a reduction in emissions to 21.2 and 15.7 gCO₂e/MJ. In accordance with the arbitrage, the scenario I indicates that trade should be restricted to the domestic market. On the other hand, in scenarios II and III, the arbitrage was positive in almost the entire season, exhibit an average premium of 35 and 50 USD/m³. Although the environmental benefits, the insertion of these procedures through the sugar cane - energy industry would open new commercial opportunities.

Keywords: ethanol, carbon intensity, biogas, BECCU.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Evolução do teor de etanol na gasolina no Brasil de 1930 até 2010.....	20
Figura 2: Evolução da produção da cana-de-açúcar no Brasil de 1948 até 2018.....	21
Figura 3: Evolução dos licenciamentos novos de automóveis e comerciais leves por combustível no Brasil de 1970 até 2019.....	22
Figura 4: Evolução do preço do RIN para as categorias D6, D5, D4, D3 em 2018.....	31
Figura 5: Evolução do preço do Carbono no programa LCFC de 2016 até 2018.....	32
Figura 6: Evolução do volume de combustíveis e crédito de carbono comercializados no programa LCFS de 2011 até 2019.....	33
Figura 7: Evolução da queda da intensidade de carbono do setor de transporte na Califórnia de 2011 até 2019	33
Figura 8: Fluxograma da análise do ciclo de vida para o cálculo da intensidade de carbono..	48
Figura 9: Fluxograma das etapas do ciclo de vida do etanol brasileiro utilizado na Califórnia.	50
Figura 10: Evolução e média do preço do etanol anidro base Califórnia entre abril/18 e março/19	52
Figura 11: Evolução e média do preço do carbono (LCFS) entre abril/18 e março/19.....	53
Figura 12: Evolução e média do valor do prêmio D5 e D6 entre abril/18 e março/19.....	54
Figura 13: Evolução do preço do etanol anidro base Ribeirão Preto entre abril/18 e março/19	54
Figura 14: Evolução e média da taxa de câmbio PTAX entre abril/18 e março/19	55
Figura 15: Fluxograma referente ao Cenário I	56
Figura 16: Fluxograma referente ao Cenário II.....	57
Figura 17: Fluxograma referente ao Cenário III.....	58
Figura 18: Prêmios referente ao programa LCFS nos cenários I; cenário II; cenário III e cenário usinas certificadas, média da safra 18/19 em USD/galão.....	64

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Evolução do consumo de etanol e gasolina no Brasil de 2007 e 2017.....	24
Tabela 2: Evolução da produção, exportação e importação de etanol no Brasil de 2008 a 2017.	26
Tabela 3: Evolução da balança comercial do etanol no Brasil de 2008 até 2017.....	26
Tabela 4: Ranking de exportação de etanol pelo Brasil por destino em 2018.....	27
Tabela 5: Ranking de importação de etanol pelo Brasil por país de origem em 2018.	27
Tabela 6: Ranking dos maiores produtores de etanol no mundo entre 2015 e 2017.	28
Tabela 7: Evolução da produção, exportação e importação de etanol nos EUA de 2010 a 2017.	28
Tabela 8: Ranking de exportação de etanol pelos EUA por destino em 2017	29
Tabela 9: Resultados do programa Renewable Fuel Standard até 2016.....	31
Tabela 10: Produção da safra 18/19 na região Centro Sul e o perfil da usina típica.	47
Tabela 11: Coeficientes de transformação.....	48
Tabela 12: Capacidade de produção nos cenários I; cenário II e cenário III.....	59
Tabela 13: Intensidade de carbono nos cenários I; cenário II e cenário III em gCO ₂ e/MJ.	61
Tabela 14: Prêmios líquido referente ao programa LCFS nos cenários I; cenário II; cenário III e cenário usinas certificadas, média da safra 18/19 em USD/galão.	64

LISTA DE SIGLAS

ABIOGAS	Associação Brasileira de Biogás e Biometano
ACV	Análise de Ciclo de Vida
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BECCS	Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono
BECCU	Bioenergia com Captura e utilização de Carbono
CA-GREET	California - Greenhousegases, Regulated Emissions, and Energy use in Transportation
CAPEX	Capital Expenditure
CARB	California Air Resources Board
CBOT	Chicago Board of Trade
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCS	Carbon Capture and storage
CCSA	Carbon Capture and Storage Association
CEPEA	Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada
CETESB	Companhia Ambiental do Estado de São Paulo
CIBiogás	Centro Internacional de Energias Renováveis–Biogás
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COGEN	Associação da Indústria de Cogeração de Energia
CONAB	Companhia Nacional de Abastecimento
COP 21	21ª Conferência das Partes
CS	Centro-Sul
CTC	Centro de Tecnologia Canavieira
D3	Classificação RFS para biocombustível celulósico
D4	Classificação RFS para biodiesel
D5	Classificação RFS para biocombustível avançado
D6	Classificação RFS para combustível renovável convencional
EIA	Energy Information Administration
EPA	Agência de Proteção Ambiental dos EUA
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GCCSI	Global CCS Institute

GEE	Gases de Efeito Estufa
GNR	Gás Natural Renovável
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IC	Intensidade de Carbono
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
LCFS	Low Carbon Fuel Standard
LNLL	Laboratório Nacional Lawrence Livermore
MMA	Ministério do Meio Ambiente
NNE	Norte e Nordeste
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEP	Organização dos países exportadores de petróleo
OPEX	Operational Expenditure
ORPLANA	Associação dos plantadores de cana da região centro-sul do Brasil
P&D	Pesquisa de Desenvolvimento
PCH	Pequena central hidrelétrica
PCI	Poder Calorífico Inferior
PIB	Produto Interno Bruto
Próalcool	Programa Nacional do Álcool
RED	Diretiva das Energias Renováveis
RFA	Renewable Fuels Association
RFS	Renewable Fuel Standard
RIN	Renewable Identification Numbers
RVO	Renewable Volume Obligations
SECEX	Secretaria de Comércio Exterior
TIR	Taxa Interna de Retorno
UN	Nações Unidas
UNICA	União da indústria de cana-de-açúcar
USDA	Departamento de agricultura dos EUA
VOC	Compostos orgânicos voláteis

LISTA DE SÍMBOLOS

%	Porcentagem
10^3	Mil
10^6	Milhão
10^9	Bilhão
bbbl	Barril
CH ₄	Metano
CO ₂	Gás carbônico
CO ₂ e	Gás carbônico equivalente
Gal	Galão
gas. C eq	Gasolina C equivalente
gCO ₂ e/MJ	Gramas de gás carbônico equivalente por Megajoule
H ₂	Hidrogênio
H ₂ S	Gás sulfídrico
kcal/Nm ³	Quilocaloria por normal metro cúbico
Kg	Quilograma
kgCO ₂ e/m ³	Quilograma de gás carbônico equivalente por metro cúbico
kWh	Quilowatt-hora
kWh/ton	Quilowatt-hora por tonelada
m ³	Metro cúbico
N ₂	Nitrogênio
NH ₃	Amônia
Nm ³	Normal metro cúbico
Nm ³ /dia	Normal metro cúbico por dia
R\$	Reais
R\$/l	Reais por litro
tep	Toneladas equivalente em petróleo
ton	Tonelada
TWh	Terawatt-hora
USD	Dólar americano
USD/gal	Dólar por galão
USD/ton	Dólar por tonelada

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	15
2.	OBJETIVOS	19
2.1	Objetivo Geral:	19
2.2	Objetivos Específicos:	19
3.	REVISÃO DE LITERATURA	19
3.1	Etanol no Brasil	19
3.2	Comercialização do etanol no Brasil	23
3.3	Relação comercial Brasil e EUA	27
3.3.1.	Renewable Fuel Standard	29
3.3.2.	Low Carbon Fuel Standard	31
3.4	Renovabio	34
3.5	Potencial ambiental do etanol brasileiro	35
3.5.1.	Colheita mecanizada	36
3.5.2.	Cogeração de bioeletricidade	37
3.6.1.	Biogás	39
3.6.2.	Biometano	41
3.6.3.1	Bioenergia com captura e armazenamento de carbono (BECCS)	42
3.6.3.2	Bioenergia com captura de carbono e utilização (BECCU)	44
4	METODOLOGIA	46
4.1.	Caracterização de uma usina típica da região Centro Sul	46
4.2.	Capacidade de produção	47
4.3.	Cálculo da intensidade de carbono	48
4.4.	Arbitragem de exportação	51
4.5.	Cenários	55
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	59
5.1.	Capacidade de produção	59
5.2.	Intensidade de carbono	60
5.3.	Arbitragem de exportação	63
6	CONCLUSÃO	67
7	REFERÊNCIAS	68

1. INTRODUÇÃO

Em 2015, na 21ª Conferência das Partes (COP 21), foi anunciado um grande acordo global sobre mudança do clima. Conhecido como o Acordo de Paris, 195 países se comprometeram a reduzir suas emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) visando manter o aumento da temperatura global em 2°C acima dos níveis pré-industriais (UN, 2015).

O Brasil indicou que irá reduzir suas emissões em 37% em 2025 e 43% em 2030, ambos tendo como base o ano de 2005. Para chegar a esses números, o país determinou que irá aumentar a participação de bioenergia sustentável na sua matriz energética, chegando a 18%; restaurar e reflorestar 12 milhões de hectares de florestas; e alcançar uma participação de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética, em 2030 (BRASIL, 2015).

A meta para a bioenergia sustentável é ousada, considerando-se que, de acordo com o relatório que fundamentou as contribuições brasileiras para o Acordo de Paris (MMA, 2016), para alcançar 18% de participação na matriz energética, o Brasil deverá produzir cerca de 54 bilhões de litros de etanol e dos 7% da mistura mandatória de biodiesel (em 2015), atingir 10% até 2030¹.

Tendo em vista a atual situação do setor sucroenergético, o cumprimento da meta para o etanol, por ora, mostra-se distante da realidade. De acordo com os dados da Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB, 2018), o Brasil produziu 27,2 bilhões de litros de etanol na safra 2017/2018, praticamente a metade do que o governo assumiu entregar em 2030. Outro fator relevante é a complicada situação financeira do setor, que após anos convivendo com controle governamental de preço dos combustíveis e preço baixo de açúcar no mercado internacional, muitas usinas vêm enfrentando dificuldades em suas atividades. Além disso, o alto nível de endividamento e a forma de gestão de alguns grupos forçaram várias unidades a parar suas atividades, gerando desconfiança no setor sucroenergético e afastando novos investidores. (Rabobank, Itaú BBA, FG/A *apud* NOVACANA, 2017). De acordo com relatório da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2019), entre 2008 e 2019, foram fechadas 113 unidades produtoras no país.

Diante deste cenário negativo, algumas usinas buscam alternativas para obter maior rentabilidade em seus negócios e uma possível retomada e crescimento do setor. Alguns grupos estão investindo e aprimorando tecnologias para produção do biogás e do biometano proveniente dos resíduos da produção (vinhaça, torta de filtro, bagaço e palha). Grupos como

¹ Em março de 2020, entrou em vigor a mistura obrigatória de 12% (ANP, 2020).

Raízen, Adecoagro, São Martinho, Cocal, Jalles Machado, Coopcana e Geo Energética² vêm apostando nessas tecnologias (Duff, 2020 *apud* NOVACANA, 2020; GEO Energética, 2020). A produção de biogás e biometano da vinhaça, além de tratar os resíduos das usinas de cana-de-açúcar, pode ser utilizado na cogeração de bioeletricidade, em tratores agrícolas, caminhões e automóveis, injetado na rede de gás natural ou mesmo utilizado como calor no processo, impactando na economia e sustentabilidade do processo industrial (Coelho, 2018; Santos, 2016; Adelt, 2011).

Poveda (2019) baseado em premissas teóricas, elaborou um estudo de viabilidade econômica e ambiental da implementação do uso de biogás no setor sucroenergético tendo como base a região de Ribeirão Preto – SP. A rota tecnológica que mostrou maior retorno econômico e benefícios ambientais (redução das emissões de GEE e poluentes) foi a substituição de diesel por biometano nas frotas de transporte de cana-de-açúcar.

Segundo Elia Neto (2017), a utilização do biogás proveniente da vinhaça (produção de etanol) para geração de bioeletricidade poderia gerar um adicional de 5,6 TWh por ano no Brasil, equivalente a 1% do consumo nacional. Se o caminho do biometano fosse escolhido, seria possível produzir 1,8 bilhões de m³, cerca de 5% da produção nacional de gás natural.

O Research Centre for Gas Innovation (Coelho et al., 2018) apresentou um mapa interativo³ para o Estado de São Paulo com o seu potencial de produção de biogás e biometano e o potencial elétrico a partir do biogás proveniente de resíduos de criação animal, resíduos urbanos e do setor sucroenergético. Os resultados mostram um potencial de produção de energia elétrica de 36.197 GWh, o que representa 93% do consumo residencial do Estado. Além disso, o estudo aponta que a produção de biometano pode exceder 3,87 bilhões de Nm³, equivalente a 72% do diesel comercializado em São Paulo.

Outra atividade que se destaca pelo seu potencial econômico e ambiental é a captura, armazenamento e uso do gás carbônico (CO₂) proveniente do processo produtivo. De acordo com Rochedo et al. (2016), para cada uma tonelada de etanol produzido é liberado aproximadamente uma tonelada de CO₂ na fermentação. Além dessa atividade, a purificação do biogás para produção de biometano também apresenta grandes oportunidades, segundo Elia Neto (2017); o biogás é composto basicamente por 55%-65% de metano e 35%-45% de CO₂.

² A Geo Energética tem parcerias com o Grupo Raizen (Guariba-SP) e Coopcana (Paraiso do Norte – PR)

³ <https://www.arcgis.com/apps/View/index.html?appid=280ffdedd6e74724903ff161803a1462&extent=-53.9090,-25.0137,-43.3621,-20.1000>

O CO₂ capturado no processo de produção pode ser uma fonte de receita extra para as usinas (PROBIOGÁS, 2015; XU et al., 2010). Gumieiro; Silva (2015) apresentaram resultados financeiros atrativos para a comercialização deste gás para indústria. Além do retorno financeiro, a venda do CO₂ para uso industrial pode levar a uma redução da intensidade de carbono (IC) do etanol produzido nesta planta.

Ao substituir um CO₂ não-cativo, ou seja, aquele que é proveniente de uma fonte externa do processo (Global CCS Institute, 2011), o CO₂ renovável capturado em uma planta de biocombustível, pode deslocar o CO₂ industrial, majoritariamente de origem fóssil.

Os processos de captura, armazenamento e uso de CO₂ em biocombustíveis (BECCS e BECCU)⁴ são ferramentas de suma importância no combate aos impactos das mudanças climáticas (Fuss et al., 2014). As emissões de CO₂ no processo produtivo de biocombustível são consideradas nulas, uma vez que esse carbono emitido foi capturado durante a produção natural da matéria-prima (biogênico), sendo assim, o armazenamento ou o uso do gás carbônico do processo produtivo pode levar a reduções significativas das emissões de GEE (GCCSI, 2010).

O etanol brasileiro produzido da forma tradicional através da cana-de-açúcar já possui um grande potencial de redução de emissão de GEE. De acordo com as legislações europeia e americana (EC; RFS2 *apud* UNICA, 2012), o etanol de cana-de-açúcar brasileiro emite entre 61% a 91% a menos quando comparado a gasolina. Seabra et al. (2011) reportaram que o etanol produzido em uma planta no padrão de 2008, a redução seria próxima a 80%. No entanto, se o biogás e o biometano fossem incorporados ao sistema produtivo do etanol, essa redução poderia ser ainda maior.

Segundo Elia Neto (2017), o etanol produzido numa planta onde o biogás é utilizado para aumentar a cogeração de bioeletricidade, a redução de emissão de GEE, em comparação a gasolina, chega a 89,5%. Já, se o etanol for produzido numa usina que o biometano é utilizado para substituir o diesel, a redução chega a 98,7%.

O benefício ambiental proporcionado pelo uso do etanol de cana-de-açúcar brasileiro já é reconhecido por alguns mercados consumidores. Os Estados Unidos, os maiores importadores do etanol brasileiro possuem dois programas de incentivo aos biocombustíveis. Eles têm como objetivo remunerar com prêmio econômico aqueles biocombustíveis que possam auxiliar na redução da IC do seu setor de transporte (CARB, 2009; EPA, 2010).

⁴ BECCS: Bio-Energy with Carbon Capture and Storage
BECCU: Bio-Energy with Carbon Capture and Utilization

O Renewable Fuel Standard (RFS), programa de âmbito nacional, considera o etanol brasileiro como biocombustível avançado, ou seja, proporciona uma redução maior que 50% nas emissões de GEE em comparação a gasolina. Por essa configuração, o etanol de cana-de-açúcar tem o acesso a prêmios mais atrativos quando comparados aos biocombustíveis convencionais, como por exemplo, o etanol de milho.

O Low Carbon Fuel Standard (LCFS), programa de âmbito estadual, especificamente na Califórnia, requer que cada unidade produtora calcule a IC de seu biocombustível. Ao se tornar elegível, o produtor pode pleitear prêmios de acordo com o potencial de redução de emissão de GEE.

De acordo com California Air Resources Board (CARB, 2018), em 2017, 58 usinas brasileiras conseguiram se registrar no programa californiano. A IC ficou entre 33,82 gCO₂e/MJ e 54,37 gCO₂e/MJ, proporcionando prêmios entre USD 105,65/m³ e USD 85,29/m³, respectivamente⁵. Apesar do mercado americano reconhecer as externalidades positivas do etanol brasileiro, os custos logísticos, a taxa de câmbio, preço do etanol (Brasil e EUA) e o próprio prêmio dos programas muitas vezes ainda tornam o mercado doméstico mais atrativo.

Na safra 2017/2018, o Brasil produziu 27,2 bilhões de litros de etanol, dos quais apenas 1,4 bilhão de litros foram destinados ao mercado externo, ou seja, 5% da produção nacional.

A inserção do etanol brasileiro nos EUA poderia auxiliar no atingimento dos objetivos dos programas americanos, tendo em vista que o etanol produzido nas condições brasileira apresenta menor intensidade de carbono comparado ao padrão americano, ou seja, com a mesma quantidade de etanol, proporcionaria maior redução nas emissões de GEE. A utilização do biogás, do biometano e da captura do CO₂ no sistema de produção do etanol pode criar novas possibilidades de negócio para o setor sucroenergético.

Tendo em vista o cenário econômico e financeiro do setor e a busca por alternativas para auxiliar no combate aos efeitos das mudanças climáticas, a compreensão e exposição de dados científicos que tangem a capacidade de produção e uso do biogás, do biometano e a captura do CO₂ no setor, os impactos econômicos e ambientais, bem como as oportunidades comerciais para o etanol em mercados que reconhecem o seu benefício ambiental se julgam pertinentes.

⁵ Elaborado por DATAGRO.

2. OBJETIVOS

2.1 Objetivo Geral:

Analisar os potenciais impactos ambientais e comerciais provenientes da inserção do biogás, do biometano e da captura de CO₂ no modelo atual de negócio do setor sucroenergético.

2.2 Objetivos Específicos:

Mensurar a capacidade de produção do biogás e do biometano, e de captura de CO₂ no processo produtivo em uma usina sucroenergética;

Calcular a redução da IC do etanol quando o biogás for utilizado para produção de bioeletricidade; quando o biometano for utilizado para substituição do diesel; e quando o CO₂ capturado for destinado a fins industriais;

Analisar oportunidade econômica para comercialização do etanol no mercado da Califórnia, cuja planta utiliza o biogás e o biometano no processo produtivo e captura o CO₂ para fins industriais;

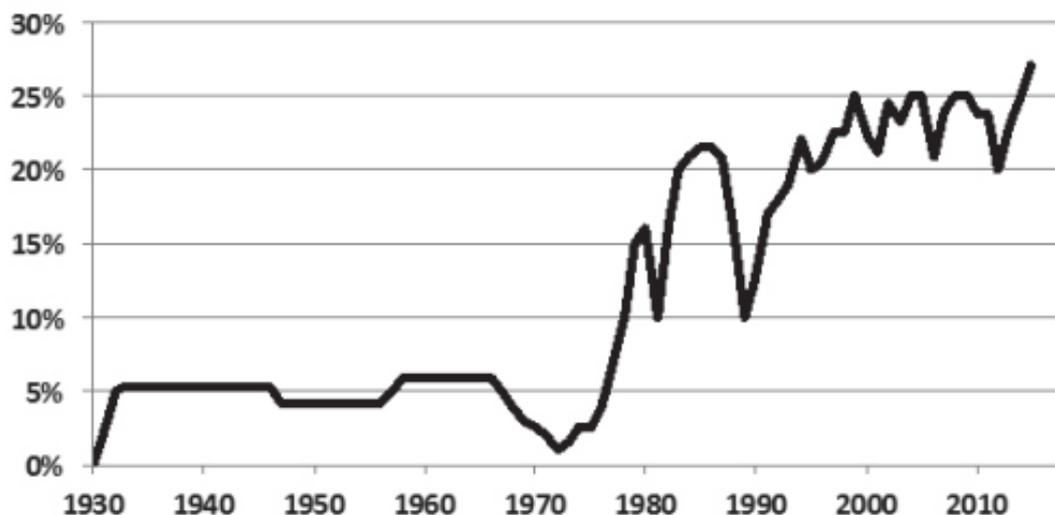
3. REVISÃO DE LITERATURA

3.1 Etanol no Brasil

O etanol brasileiro é produzido majoritariamente através da cana-de-açúcar. Originária da região sudeste da Ásia, a planta foi trazida ao Brasil por Martin Afonso de Sá em 1532 e foi difundida principalmente nas regiões costeiras do Nordeste e Sudeste (BRASIL, 2007).

O etanol começa a ganhar espaço na matriz energética brasileira em 1931. Através do Decreto-Lei n. 19.717 foi instituído a obrigatoriedade da mistura de 5% de etanol na gasolina comercializada no Brasil. Estima-se que entre 1930 e 1975 o uso de etanol na gasolina ficou entre 5% e 7% (Nogueira et al., 2008 *apud* Cortez et al., 2016). A Figura 1 apresenta a evolução do teor de etanol na gasolina no Brasil.

Figura 1: Evolução do teor de etanol na gasolina no Brasil de 1930 até 2010.



Fonte: Youngs et al. (2008) *apud* Cortez et al. (2016)

No entanto foi na década de 70 que o etanol teve o primeiro crescimento expressivo. Em 1973, com a 1ª Crise do Petróleo, quando a organização dos países exportadores de petróleo (OPEP) reduziu a produção e promoveu embargos comerciais, o preço do barril de petróleo no mercado internacional teve um aumento fora dos padrões, ultrapassando 400% dentro de dois anos⁶.

Devido à elevação do preço do petróleo atrelado a grande dependência brasileira desse combustível⁷ o governo criou um programa de incentivo à produção de combustível alternativo. Em 1975, por meio Decreto n. 76.593, o então presidente Ernesto Geisel lança o Programa Nacional do Álcool - Próalcool. Iniciativa que tinha como objetivo aumentar a produção e uso de etanol como forma de reduzir a dependência externa de combustível por meio de incentivos ao setor. Desde os empréstimos com juros subsidiados para formação dos canaviais, incentivos fiscais para produção de carros a etanol a obrigatoriedade de venda de etanol nos postos, dentre outros. Na primeira fase do programa (1975 – 1979) a produção nacional passou de 600 milhões litros 1975 para 3,4 bilhões litros em 1980.

Ao término da primeira fase do programa (1979) o mundo se deparava novamente com aumento exacerbado do preço do petróleo. Em praticamente dois anos o preço do barril mais que dobraram no mercado internacional⁸. Com o preço elevado do petróleo e as novas tecnologias

⁶ 1972: USD 1,9/bbl e 1974: USD 11,2/bbl.

⁷ O Brasil importava aproximadamente 80% do petróleo consumido no país. (Cortez et al., 2016)

⁸ 1978: USD 12,9/bbl e 1980: USD 30,5/bbl

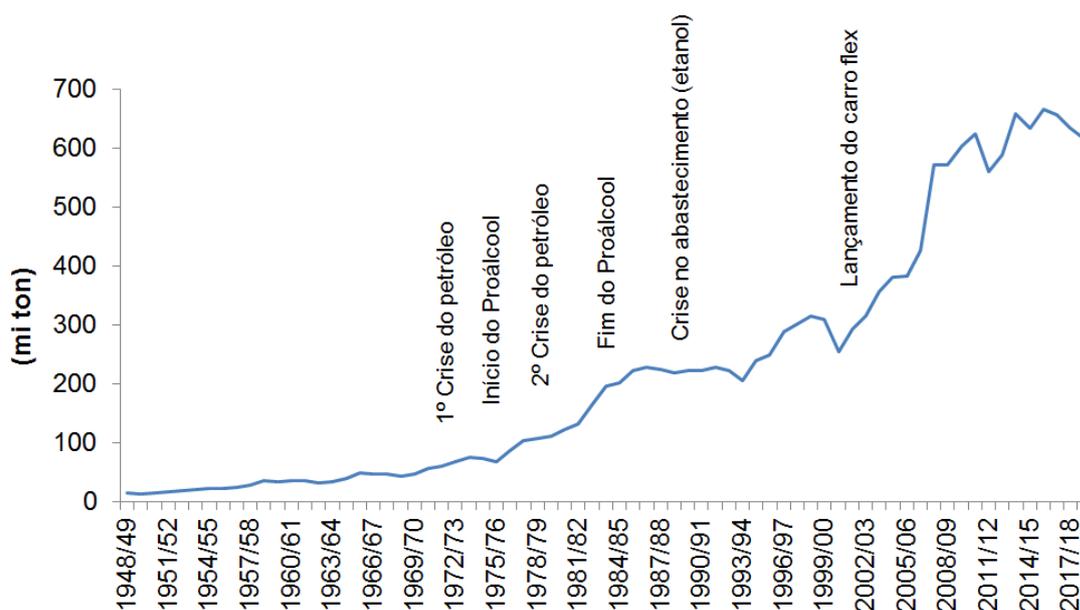
desenvolvidas no setor sucroenergético durante esse período a produção de etanol chega próximo a 12 bilhões litros em 1986.

Após um grande momento de expansão o setor se preparava para um período de estagnação. Com o início da Nova República (1985), o programa Próalcool é oficialmente extinta e com um cenário econômico conturbado no final da década de 80 o setor passaria a enfrentar uma das suas piores crises. No final dos anos 80 a conjunção de três fatores culminava com a crise do setor. Queda do preço do petróleo, aumento do preço do açúcar e produção aquecida de carros exclusivos a etanol (Cortez et al., 2016).

Com o preço do petróleo e do açúcar em direções opostas, os produtores focaram na produção do adoçante frente ao etanol. Simultaneamente com a redução da produção de etanol e com uma frota significativa de carros movidos exclusivamente a etanol, o país sofreu com falta de oferta do biocombustível levando a um desabastecimento generalizado (Cortez et al., 2016).

Em 2003, a Volkswagen lança o primeiro carro flex comercial no Brasil. Atendendo a necessidade de proteção a volatilidade dos preços do petróleo e seus derivados e concomitantemente a irregularidade de oferta e sazonalidade de preço do etanol. A tecnologia flex, que permite o uso de gasolina e etanol em qualquer proporção, ganhou a confiança dos consumidores e desde o seu lançamento vem ganhando cada vez mais espaço, nos últimos anos, cerca de 90% da produção de carros leves no Brasil possui essa tecnologia (ANFAVEA, 2020). A evolução histórica da produção de cana-de-açúcar e do licenciamento para veículos leves no Brasil, por tipo de combustível são apresentados nas Figura 2 e Figura 3, respectivamente.

Figura 2: Evolução da produção da cana-de-açúcar no Brasil de 1948 até 2018.



Fonte: Brasil (2007) adaptado; elaboração própria.

demonstrou que o uso do etanol em detrimento a gasolina pode levar a redução de 30% de emissão de particulados na atmosfera. A inalação desse material pode aumentar a incidência de doenças respiratórias e cardiovasculares.

Saldiva et al. (2014) apresentaram cenários nos quais as proporções de uso de gasolina e etanol em 8 regiões metropolitanas brasileiras podem aumentar ou reduzir o gasto público com saúde. Nos cenários onde os automóveis usariam apenas gasolina pura e gasolina com 25% de etanol, haveria aumento nos gastos com saúde pública de 430 e 268 milhões de reais, respectivamente. No cenário onde há um aumento no uso do etanol, aos níveis de 2009, o governo poderia economizar 68 milhões de reais com gastos em hospitais públicos.

Embora o etanol brasileiro seja produzido majoritariamente a partir da cana-de-açúcar, o etanol proveniente de milho começa a ganhar espaço. Na safra 2018/2019, o volume de etanol produzido a partir do cereal foi de 791 milhões de litros, e a expectativa para a próxima safra é de 1,7 bilhões de litros, ou seja, um crescimento de 114% (CONAB, 2019). A União Nacional do Etanol de Milho (UNEM, 2019) estima que a produção de etanol a partir do milho pode chegar a 7 bilhões de litros em 2028.

O etanol produzido a partir do milho, assim como o de cana-de-açúcar, também proporciona benefícios ambientais e socioeconômicos. Em termos ambientais, de acordo com Donke (2016), o etanol hidratado proveniente de milho emite 1.650 kg CO₂e/m³ de etanol hidratado. Moreira e Arantes (2018) apontam para uma emissão de 18 e 25,5 gCO₂e/MJ dependendo da forma de alocação das emissões, isso representa uma redução de mais de 70% em comparação a gasolina. Os mesmos autores simularam o impacto socioeconômico da implementação de uma planta de etanol de milho no Mato Grosso com capacidade de 500 milhões de litros por ano. Segundo o estudo, na fase de investimento são movimentados cerca de 1,5 bilhão de reais na economia doméstica e geraria 8.473 empregos. Já na fase de operação, essa planta movimentaria 2,5 bilhões de reais além de 4.516 empregos.

Araujo et al. (2018), apresentaram um estudo onde 16 plantas de etanol de milho em operação poderiam produzir 3,4 bilhões de litros, investimento de 3,7 bilhões de reais e 3.045 empregos.

3.2 Comercialização do etanol no Brasil

Segundo a ANP (2018), em 2017, foram comercializados 13,6 bilhões de litros de etanol hidratado e 11,9 bilhões de litros de etanol anidro, totalizando 25,5 bilhões de litros, esse volume representa um crescimento de aproximadamente 70% em comparação aos valores de 2007.

O preço médio do etanol hidratado negociado nos postos de abastecimento no Brasil em 2017 foi de R\$ 2,69/litro, já a do seu concorrente fóssil, a gasolina, ficou em R\$ 3,77/litro (ANP, 2018). A relação de preço entre o etanol e a gasolina pode impactar na escolha do consumidor no momento do abastecimento, segundo estudo realizado Instituto Mauá (2017), aponta que a usual relação de 70% não é válida para todos os casos e dependendo do modelo do carro, modo de direção e pista utilizada, essa relação pode chegar a mais de 75%, o que favoreceria a preferência pelo etanol e poderia aumentar o consumo do renovável.

Nos últimos 10 anos a participação do etanol no consumo de combustíveis nos veículos de Ciclo Otto⁹ foi expressiva. O percentual mínimo do etanol foi em 2012, quando atingiu 32%, por outro lado, em 2015 e 2019, alcançam a marca de 48%.

Essa variação de uso se justifica pela oferta e demanda do produto e conseqüentemente seu preço. Na safra 11/12 foi registrado quebra na produção de cana-de-açúcar motivada por seca prolongada que reduziu a oferta de etanol (BRASIL, 2011), conseqüentemente elevou seu preço e perdeu competitividade frente à gasolina (Souza; Pompermayer, 2015).

De forma análoga, em 2015, foi registrado a maior participação de etanol no Ciclo Otto. Na safra 15/16, o país superou 660 milhões de toneladas de cana-de-açúcar e 30 bilhões de litros de etanol, a maior safra realizada no Brasil. Em 2019, com preço baixo do açúcar no mercado internacional, os produtores aumentaram a oferta de etanol no mercado. A Tabela 1 apresenta a evolução do consumo de etanol e gasolina no Brasil.

Tabela 1: Evolução do consumo de etanol e gasolina no Brasil de 2007 e 2019.

Ano	Gasolina C	Etanol Anidro	Etanol Hidratado	Ciclo Otto gas. C eq.	Participação de etanol
2007	24,3	5,8	9,4	30,9	40,1%
2008	25,2	6,3	13,3	34,5	41,1%
2009	25,4	6,4	16,5	37,0	43,8%
2010	29,8	7,1	15,1	40,4	37,8%
2011	35,5	8,4	10,9	43,1	36,1%
2012	39,7	7,9	9,9	46,5	31,7%
2013	41,4	9,7	11,8	49,6	37,1%
2014	44,4	11,1	13,0	53,5	43,7%
2015	41,1	10,9	17,9	53,8	48,4%
2016	43,0	11,6	14,6	53,3	45,3%
2017	44,1	11,9	13,6	53,8	40,1%
2018	38,4	10,3	19,4	51,9	46,1%
2019	38,1	10,3	22,5	53,4	48,4%

Fonte: ANP (2020)

⁹ Excluindo gás natural veicular

Em uma ótica mais ampla, a oferta interna de energia oriunda dos produtos da cana-de-açúcar¹⁰ foi de 49,7 milhões de toneladas equivalente em petróleo (tep) em 2017. Tendo em vista que a oferta nacional foi de 292 milhões de tep, o setor sucroenergético teve uma participação de 17% do montante total (EPE, 2018).

Em 2017, a produção de etanol no Brasil foi 27,2 bilhões de litros e o mercado doméstico foi responsável pela maior parte da comercialização do produto. Neste mesmo ano foi constatado um fato inédito e relevante, as importações¹¹ superaram as exportações em 446 milhões de litros.

Ao longo da última década, o perfil do comércio exterior brasileiro vem se modificando. Em 2008, as exportações de etanol superavam cinco bilhões de litros, ou seja, 19% da produção nacional, enquanto que importações chegavam a 500 mil litros. Em 2012, as exportações reduziram para 3 bilhões e as importações aumentaram para 500 milhões de litros. Já em 2017 e 2018, o Brasil passa a ser um importador líquido de etanol.

As importações de etanol no Brasil têm como principal entrada a região Norte-Nordeste, na safra 17/18, a região foi responsável por 87% do volume importado SECEX (2018). Esse perfil ocorre pelo fato da região ser deficitária no balanço de etanol, na safra 17/18, a região produziu 832 milhões de litros de etanol hidratado e 947 milhões de etanol anidro (MAPA, 2020), no entanto, seu consumo foi de 1.370 e 3.090 milhões de litros de etanol hidratado e anidro, respectivamente (ANP, 2018).

Essa diferença no balanço é preenchida parte via transferência e parte via importação, a decisão entre as duas opções geralmente é dada pela arbitragem entre a transferência do etanol oriundo da região Centro Sul e a importação do etanol dos EUA.

¹⁰ Produtos primários: caldo da cana, melaço, bagaço (apenas para uso energético), pontas, folhas e olhaduras. Produtos secundários: etanol anidro e hidratado.

¹¹ Importação de etanol: etanol anidro

A Tabela 2 apresenta a evolução da produção, exportação e importação de etanol no Brasil.

Tabela 2: Evolução da produção, exportação e importação de etanol no Brasil de 2008 a 2019.

Ano	Produção (10 ⁶ litro)	Exportação (10 ⁶ litro)	Exportação (%)	Importação (10 ⁶ litro)	Importação (%)
2008	26,7	5,1	19,2%	0,00	0,0%
2009	25,8	3,3	12,8%	0,00	0,0%
2010	27,6	1,9	6,9%	0,08	0,3%
2011	23,4	2,0	8,4%	1,14	4,9%
2012	23,6	3,1	12,9%	0,55	2,3%
2013	28,0	2,9	10,4%	0,13	0,5%
2014	28,7	1,4	4,9%	0,45	1,6%
2015	30,5	1,9	6,1%	0,51	1,7%
2016	27,8	1,8	6,4%	0,83	3,0%
2017	27,2	1,4	5,1%	1,83	6,7%
2018	32,4	1,7	5,2%	1,78	5,5%
2019	35,7	1,9	5,4%	1,46	4,1%

Fonte: CONAB (2020); SECEX (2020)¹²

Esse novo perfil traz consequências negativas para balança comercial do país. Em 2008, com as exportações e importações de etanol, o Brasil gerou cerca de 3,4 bilhões dólares na balança comercial brasileira. Em 2012, temos uma redução de aproximadamente metade desse valor, chegando a 1,8 bilhões. Já em 2017, a comercialização de etanol no mercado internacional gerou uma redução de 91 milhões de dólares na balança comercial. A Tabela 3 apresenta a evolução da balança comercial do etanol no Brasil.

Tabela 3: Evolução da balança comercial do etanol no Brasil de 2008 até 2019.

	Exportações (a) (10 ⁶ USD)	Importações (b) (10 ⁶ USD)	Balanço (a - b) (10 ⁶ USD)
2008	2.390,0	0,8	2.389,2
2009	1.338,0	2,3	1.335,7
2010	1.014,0	39,1	974,9
2011	1.492,0	841,0	651,0
2012	2.186,0	379,0	1.807,0
2013	1.869,0	92,0	1.777,0
2014	898,0	241,0	657,0
2015	880,0	264,0	616,0
2016	896,0	395,0	501,0
2017	807,0	898,0	-91,0
2018	890,9	743,3	147,7
2019	993,7	602,4	391,3

Fonte: SECEX (2020)¹³

O maior parceiro comercial do Brasil nas negociações do etanol são os Estados Unidos, tanto nas exportações, quanto nas importações. Em 2018, 55% do etanol exportado pelo Brasil teve

¹² Elaborado por ANP (2020)

¹³ Elaborado por ANP (2020)

como destino os Estados Unidos, seguido pela Coréia do Sul, com 32% e Japão com 6%. Em relação às importações, praticamente todo volume trazido de fora do país teve como origem os Estados Unidos. As Tabelas 4 e Tabela 5 apresentam o ranking de exportação de etanol pelo Brasil por destino e o ranking de importação de etanol pelo Brasil por país de origem.

Tabela 4: Ranking de exportação de etanol pelo Brasil por destino em 2018

Países	Volume (10 ⁶ litro)	Participação
ESTADOS UNIDOS	925,6	55,1%
CORÉIA DO SUL	541,0	32,2%
JAPÃO	98,5	5,9%
HOLANDA	42,7	2,5%
COLÔMBIA	23,2	1,4%
OUTROS	0,0	0,0%
TOTAL	1.679,1	100%

Fonte: SECEX (2018)⁹

Tabela 5: Ranking de importação de etanol pelo Brasil por país de origem em 2018.

Países	Volume (10 ⁶ litro)	Participação
ESTADOS UNIDOS	1.751,1	99,8%
PARAGUAI	2,3	0,1%
ALEMANHA	0,1	0,0%
POLÔNIA	0,1	0,0%
JAMAICA	0,1	0,0%
OUTROS	0,0	0,0%
TOTAL	1.753,8	100%

Fonte: SECEX (2018)⁹

3.3 Relação comercial Brasil e EUA

Os Estados Unidos são os maiores produtores de etanol no mundo. Ao longo das últimas safras, eles foram responsáveis por mais da metade da produção mundial. Em 2017, junto com o Brasil, segundo maior produtor, produziram 86,5 bilhões de litros de etanol, ou seja, 84% da produção global. A Tabela 6 apresenta o ranking dos maiores produtores de etanol no mundo.

Diferentemente do Brasil, o etanol nos Estados Unidos é produzido majoritariamente através do milho. Atualmente, a capacidade de produção de etanol a partir do milho é de aproximadamente 95%, o restante, se divide entre sorgo, outros grãos, resíduo alimentícios e biomassa celulósica (RFA, 2018).

Tabela 6: Ranking dos maiores produtores de etanol no mundo entre 2015 e 2017.

	2015		2016		2017	
	Volume (10 ⁹ litro)	Participação	Volume (10 ⁹ litro)	Participação	Volume (10 ⁹ litro)	Participação
Estados Unidos	56,1	58%	58,0	58%	59,8	58%
Brasil	26,8	28%	27,6	27%	26,7	26%
União Europeia	5,3	5%	5,2	5%	5,4	5%
Outros	9,1	9%	9,8	10%	10,5	10%

Fonte: RFA (2018)

De acordo com a associação dos combustíveis renováveis (RFA, 2018), os maiores estados produtores de etanol nos EUA são Iowa, Nebraska, Illinois, Minnesota, Indiana, Dakota do Sul, Ohio e Kansas. Todos esses estados ficam dentro da região denominada “Corn Belt” (cinturão do milho), localidade onde se concentra grande parte da produção de milho, a principal matéria-prima para fabricação do etanol.

Além de maiores produtores, os Estados Unidos se destacam como os maiores exportadores de etanol do mundo. Em 2017, foram exportados mais de 5 bilhões de litros, ou seja, 8,7% da sua produção anual. Já as suas importações, são pontuais e estratégicas, não chegam a 1% da produção. A Tabela 7 apresenta a Evolução da produção, exportação e importação de etanol nos EUA.

Tabela 7: Evolução da produção, exportação e importação de etanol nos EUA de 2010 a 2017.

Ano	Produção (10 ⁹ litro)	Exportação (10 ⁹ litro)	Participação	Importação (10 ⁹ litro)	Participação
2010	50,3	1,5	3,0%	0,1	0,2%
2011	52,7	4,5	8,5%	0,7	1,3%
2012	50,0	2,8	5,6%	2,1	4,2%
2013	50,3	2,3	4,6%	1,5	3,0%
2014	54,2	3,2	5,9%	0,3	0,6%
2015	56,1	3,4	6,1%	0,4	0,7%
2016	58,3	4,4	7,5%	0,1	0,2%
2017	60,0	5,2	8,7%	0,3	0,5%

Fonte: RFA (2018)

Analogamente ao que ocorre no Brasil, o maior parceiro comercial de etanol dos Estados Unidos é o próprio Brasil. Em 2017, as exportações americanas tiveram como principais destinos Brasil, Canadá e Índia, com 1,7, 1,2 e 0,7 bilhão de litros, respectivamente. A Tabela 8 apresenta o ranking de exportação de etanol pelos EUA por destino.

Pelo lado das importações, todo volume teve como origem o Brasil (EIA, 2018). Destaca-se que 94% desse etanol entrou pelos portos californianos, 89% por São Francisco e 5% por Los Angeles (RFA, 2018).

Esse perfil regional se justifica pelos programas de incentivos aos biocombustíveis conduzidos pelo governo americano.

Tabela 8: Ranking de exportação de etanol pelos EUA por destino em 2017

Países	Volume (10 ⁹ litro)	Participação
Brasil	1,71	33%
Canada	1,24	24%
India	0,67	13%
Filipinas	0,26	5%
Coreia do Sul	0,16	3%
Peru	0,16	3%
Outros	0,98	19%

Fonte: RFA (2018)

Os Estados Unidos possuem dois programas de incentivo ao biocombustível, um de âmbito nacional, o Renewable Fuel Standard e um de âmbito estadual, promovido pela Califórnia, o Low Carbon Fuel Standard, cujas principais características são descritas a seguir.

3.3.1. Renewable Fuel Standard

O Renewable Fuel Standard é um programa de incentivo aos biocombustíveis de âmbito federal que tem como objetivo aumentar o uso de biocombustíveis na matriz do setor de transporte. Ao elevar o uso de biocombustíveis pretende-se promover o combate aos impactos das mudanças climáticas, fortalecendo a agricultura e reduzindo a dependência externa de petróleo (EPA, 2010; RFA, 2017; EPA, 2018).

O programa é conduzido pela Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos que tem a responsabilidade de estabelecer metas de usos para os biocombustíveis. No início do programa era previsto um aumento escalonado do uso de biocombustíveis até chegar a 36 bilhões de galões¹⁴ em 2022. No entanto, ao passar dos anos, admitindo que não fosse possível alcançar a meta inicial, a agência vem revisando periodicamente esse valor, atualmente o volume previsto para 2020 é de 20,09 bilhões de galões¹⁵ (EPA, 2019).

O mandato para o uso de biocombustíveis é dividido por categorias:

- Combustível renovável convencional (D6): requer uma redução nas emissões de GEE de no mínimo 20%. Ex. Etanol de milho;

¹⁴ 1 galão equivale a 3,78 litros

¹⁵ Até a presente data não há atualização para as metas para 2022.

- Biocombustível avançado (D5): requer uma redução nas emissões de GEE de no mínimo 50%. Ex. Etanol de cana-de-açúcar;
- Biodiesel (D4): requer uma redução nas emissões de GEE de no mínimo 50%. Ex. Biodiesel de soja;
- Biocombustível celulósico (D3): requer uma redução nas emissões de GEE de no mínimo 60%. Ex. Etanol de segunda geração (bagaço de cana-de-açúcar, palha de milho).

Para promover o crescimento de biocombustíveis com maior potencial de redução de GEE o mandato para D6 pode ser suprido com D5, D4 e D3. Ou seja, as metas para o etanol de milho podem ser substituídas pelo etanol de cana-de-açúcar, biodiesel ou etanol de segunda geração, mas o contrário não é válido.

A operacionalização do programa tem como base dois fatores:

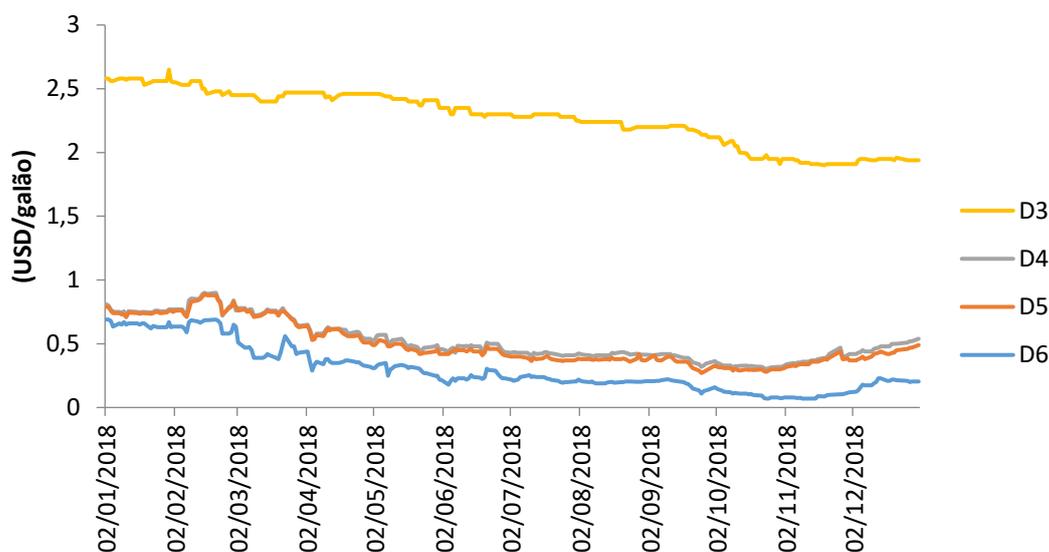
- RVO - Renewable Volume Obligations: Porcentagem de biocombustível que deve ser misturado ao fóssil (gasolina ou diesel);
- RIN - Renewable Identification Numbers: Certificado que representa quantidade de biocombustível produzido (categorizado em D6, D5, D4 e D3)¹⁶.

As refinarias/importadores (combustível fóssil) têm a obrigação de misturar uma determinada quantidade de biocombustível junto ao combustível fóssil que será comercializado (RVO). Por outro lado, os produtores/importadores (biocombustível) ao produzir/importar o biocombustível gera um certificado no qual atesta esta quantidade (RIN).

Para o cumprimento das metas propostas, as refinarias/importadores podem tanto originar o biocombustível, quanto comprar o RIN no mercado. A percepção dos parâmetros (dificuldade ou facilidade) em atingir o RVO, vai determinar o preço do RIN. A Figura 4 apresenta a evolução do preço do RIN para as categorias D6, D5, D4, D3.

¹⁶ 1 RIN = 1 galão de etanol. Como o poder calorífico do biodiesel é superior ao etanol, a cada um galão de biodiesel é gerado 1,5 RIN

Figura 4: Evolução do preço do RIN para as categorias D6, D5, D4, D3 em 2018



Nota: 1 galão equivale a 3,78 litros

Fonte: EPA (2018)

Após mais de uma década de programa, um estudo da associação dos biocombustíveis renováveis aponta os principais resultados conquistados. A Tabela 9 sumariza esses valores.

Tabela 9: Resultados do programa Renewable Fuel Standard até 2016

	Unidade	2005	2016	Varição
Plantas operacionais de etanol	Unidade	81	213	163%
Produção de etanol	10 ⁹ galão	3,9	15,3	292%
Empregos na indústria de etanol	10 ³ empregado	153,7	339,1	121%
Importação de petróleo	10 ⁹ bbl	3,7	2,88	-22%
Importação de gasolina	10 ⁹ galão	9,24	0,91	-90%
Postos de combustível com E85/flex fuel	Unidade	436	3610	728%
Emissões GEE no setor de transporte	10 ⁶ ton CO ₂ e	2001	1807*	-10%

*dado referente a 2015 (ano mais recente disponível)

Nota: 1 galão equivale a 3,78 litros

Fonte: RFS (2017)

3.3.2. Low Carbon Fuel Standard

O Low Carbon Fuel Standard é um programa de incentivo aos biocombustíveis de âmbito estadual, conduzido pelo estado da Califórnia, que tem como objetivo reduzir a intensidade de carbono da matriz de combustíveis do setor de transporte. Os benefícios esperados são transformar e diversificar a matriz de combustível, reduzir a dependência de petróleo e reduzir as emissões de poluentes no ar (CARB, 2009; CARB, 2018).

O programa californiano foi desenhado de forma a complementar ao programa federal. Como o Low Carbon Fuel Standard é medido pela intensidade de carbono e não por unidade volumétrica (métrica adotada no RFS), o programa também incentiva combustíveis de média

intensidade de carbono (transição) tais como gás natural, eletricidade e hidrogênio (CARB, 2009).

O programa é conduzido pelo Conselho de Recursos do Ar da Califórnia (CARB) e a meta inicial estipulada era reduzir a intensidade de carbono do setor de transporte em 10% em 2020, tendo como base o ano de 2010. Porém, esta foi revista em 2018, quando o Conselho aprovou a extensão do programa até 2030 com a meta de reduzir em 20% (CARB, 2019).

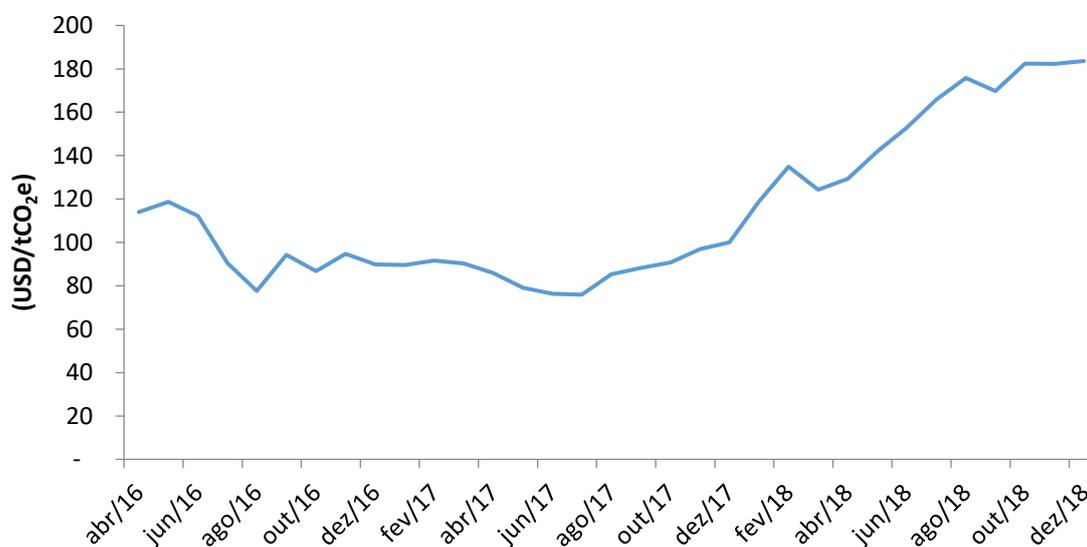
Para alcançar essa meta o programa visa aumentar o uso de combustíveis de baixa intensidade de carbono. Sendo assim, todo combustível alternativo deve apresentar um registro de intensidade de carbono, sendo que esse número é calculado a partir do modelo CA-GREET 3.0 (Tier 1 Simplified CI Calculator for Sugarcane-derived Ethanol), o qual mensura a quantidade de carbono emitida desde a matérias-primas até o uso final do produto.

A operacionalização do programa é similar ao programa federal. Neste caso, o provedor de combustível fóssil (refinaria/importador) deve reportar anualmente a intensidade de carbono dos combustíveis comercializados e verificar se está compatível com a meta estipulada pelo programa.

O produtor/importador de biocombustível deve calcular e registrar a intensidade de carbono do seu produto para quantificar os créditos gerados e comercializa-los posteriormente.

Caso a intensidade de carbono dos produtos comercializados pela refinaria/importador (combustível fóssil) esteja acima da meta estipulada, deve-se originar mais combustíveis de menor intensidade de carbono ou comprar créditos de carbono no mercado. A Figura 5 apresenta a evolução do preço do carbono advindo do programa Low Carbon Fuel Standard.

Figura 5: Evolução do preço do Carbono no programa LCFC de 2016 até 2018

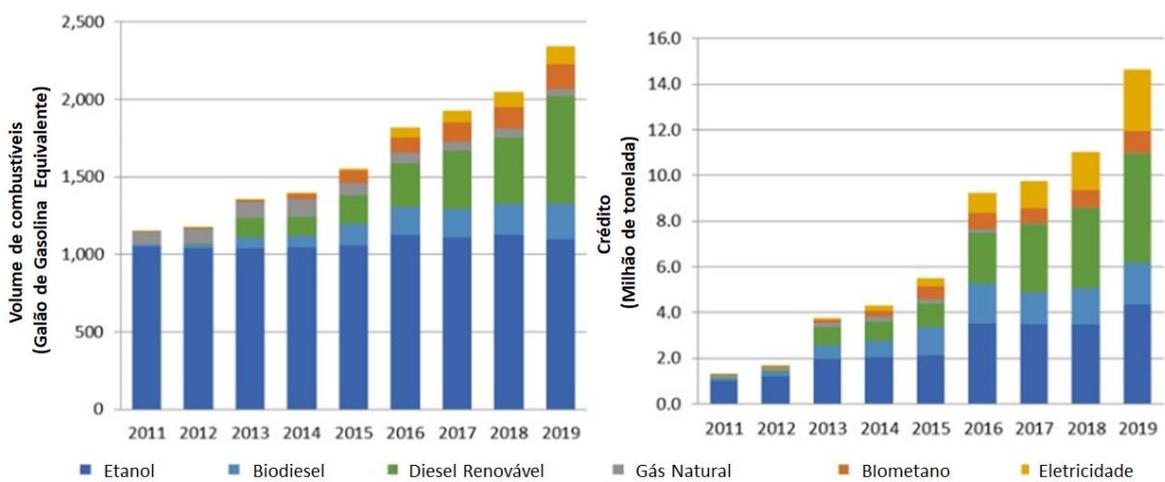


Fonte: CARB (2018)

Os resultados até 2019 mostraram que os maiores volumes de combustíveis alternativos comercializados e os créditos transacionados no programa foram em decorrência do etanol e do diesel renovável. Em relação a meta estipulada, em 2019, a redução da intensidade de carbono chegou a 5,97%, em linha com o trajeto projetado.

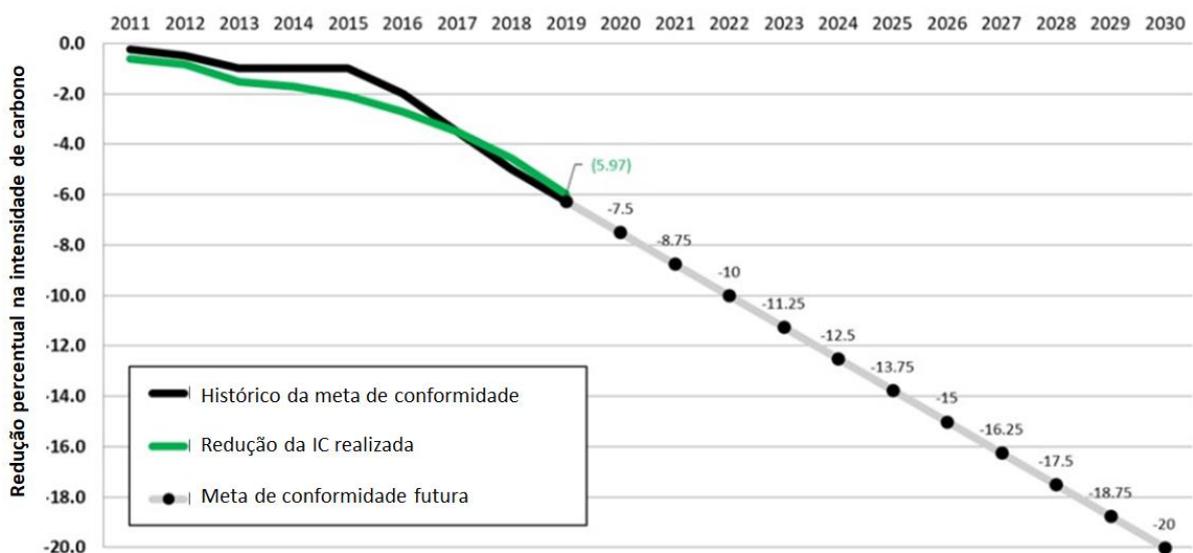
As Figuras 6 e 7 apresentam a evolução do volume de combustíveis e crédito de carbono comercializados no programa LCFS e evolução da queda da intensidade de carbono do setor de transporte na Califórnia.

Figura 6: Evolução do volume de combustíveis e crédito de carbono comercializados no programa LCFS de 2011 até 2019



Fonte: CARB (2020)

Figura 7: Evolução da queda da intensidade de carbono do setor de transporte na Califórnia de 2011 até 2019



Fonte: CARB (2020)

Destaca-se que os produtores de biocombustível podem aplicar e serem elegíveis aos dois programas (RFS e LCFS) concomitantemente.

O Brasil também possui programa de incentivo aos biocombustíveis, porém ainda não tão maduro como os programas americanos. A seguir foram descritos as principais características e dados do programa brasileiro.

3.4 Renovabio

O Renovabio é um programa de âmbito nacional que tem como objetivo reconhecer a importância de todos os biocombustíveis tanto para fins de segurança energética quanto para mitigação das emissões de GHG (BRASIL, 2017).

O programa entrou em vigor no dia 24 de dezembro de 2019 (BRASIL, 2019) e de acordo com a última atualização da ANP (2020)¹⁷, 26 produtores estavam em processo de certificação e 221 já estavam aprovados.

Aprovada em 2019, a meta do programa foi determinada em uma redução de 686 milhões tCO₂e de GEE entre 2019 e 2029 (BRASIL, 2019). Porém, em 2020, as metas foram revistas por conta dos efeitos causados pela pandemia do COVID-19. A meta para 2020 foi reduzida em aproximadamente 50%; 2021 em 40%. Para todos os anos subsequentes também houve reduções, porém com proporções menores. (BRASIL, 2020)

A operacionalização tem dois pilares: a meta nacional de redução de emissão de GEE e os Créditos de Descarboxinação (CBIO). A meta nacional é desdobrada individualmente para cada distribuidora de combustíveis fóssil que fica com o compromisso de adquirir mais biocombustível físico ou a comprar os CBiOs a fim de reduzir a intensidade de carbono dos combustíveis comercializados.

O CBIO é o crédito de descarboxinação que representa a mitigação de uma tonelada de CO₂ equivalente. Esses serão gerados pelos produtores e importadores de biocombustíveis de acordo com a intensidade de carbono de cada biocombustível¹⁸.

A transação dos CBiOs entre os produtores (vendedores) e distribuidoras (compradores) deverá ser feita através da bolsa de valores. Vale ressaltar que outros atores também poderão participar da comercialização, tais como, pessoas físicas, jurídicas e especuladores (UNICA, 2019). No dia 12/06/2020 a “DATAGRO Conferences” realizou a primeira compra de Cbios (100 unidades a R\$ 50 cada).

¹⁷ 08/07/2020

¹⁸ Para o cálculo da intensidade de carbono é utilizado o modelo RenovaCalc (Renovacalc, 2018)

Por ser uma política nova ainda não há resultados concretos, porém, a expectativa é positiva. Salina et al. (2020) afirmam que o programa deverá beneficiar os produtores brasileiros de biocombustível e o setor em si; no entanto, ressalta que melhorias nas tecnologias de biocombustíveis serão necessárias. Farina; Rodrigues (2018) acreditam que o programa pode impulsionar os ganhos de eficiência no setor uma vez que produtor mais eficiente será melhor remunerado.

Oliveira; Coelho (2018), acreditam que com a implementação do Renovabio, além dos benefícios ambientais, poderá fortalecer as indústrias no Brasil, criar mais empregos e atrair investimentos setor público e privado. Novato; Lacerda, (2017) indicam que o programa é capaz de suprir o Brasil com biocombustível de forma sustentável gerando emprego, renda e desenvolvimento socioeconômico.

Segundo relatório da EPE (2019), de 2008 a 2019, foram fechadas 113 unidades produtoras no país, porém, a implementação do Renovabio traz perspectiva positiva para o setor. A instituição reporta que a oferta de etanol em 2030 poderá chegar a 48 bilhões de litros e para tanto serão construídas 16 novas plantas, 16 expansões e 10 reativações, totalizando 393 usinas em operações.

A seguir foram descritos as características e tecnologias que suportam o potencial ambiental do etanol brasileiro.

3.5 Potencial ambiental do etanol brasileiro

O uso do etanol brasileiro produzido a partir da cana-de-açúcar em substituição à gasolina gera impactos positivos significativos para o meio ambiente. Suas particularidades na forma de produção lhe conferem uma grande capacidade de redução nas emissões de GEE, e este potencial é reconhecido por instituições internacionais.

O Parlamento Europeu, por meio da Diretiva das Energias Renováveis (RED 2009/28/EC), ratificou que o etanol oriundo da cana-de-açúcar proporciona uma redução de 71% nas emissões de GEE em comparação ao fóssil¹⁹.

A Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos ao considerar o etanol de cana-de-açúcar um biocombustível avançado²⁰, assume que, o uso desse biocombustível proporciona, ao menos, 50% de redução nas emissões de GEE em comparação à gasolina.

¹⁹ Potencial de redução de GEE do etanol oriundo de beterraba: 61%; trigo: 32%; milho: 56%.

²⁰ O etanol de milho é considerado combustível renovável convencional o que requer uma redução mínima de apenas 20%

Já o Conselho de Recursos de Ar da Califórnia requer que cada unidade produtora calcule a intensidade de carbono do seu combustível. Considerando a intensidade média das usinas brasileiras²¹ de 46,36 gCO₂e/MJ (CARB, 2018), e a intensidade do combustível fóssil de referência de 95,02 gCO₂e/MJ, o uso do etanol leva a uma redução média acima de 50%.

Práticas consolidadas no sistema de produção do etanol brasileiro, tais como a colheita mecanizada e a cogeração de bioeletricidade são os principais responsáveis pelo grande potencial de redução nas emissões de GEE. Porém, outras tecnologias e processos que ainda não estão em escala comercial (uso de biogás, biometano, captura de CO₂) podem fazer esse potencial se tornar ainda maior.

3.5.1. Colheita mecanizada

Tradicionalmente, a colheita da cana-de-açúcar era feita com queima prévia da palha e seguido por corte manual dos colmos. Essa prática era conduzida a fim de facilitar o corte, eliminar plantas daninhas e pragas, assim como reduzir as impurezas levadas à indústria (Ribeiro, 2008). Porém, a queima da cana-de-açúcar traz algumas consequências indesejáveis, ela proporciona aumento das emissões de GEE e particulados na atmosfera causando danos à saúde dos colaboradores e da população nas regiões entorno (Ribeiro, 2008; Paraiso, 2014; Lima, 2016). Esses fatores negativos levaram as autoridades a elaborar um plano de substituição tecnológica para colheita da cana-de-açúcar.

Em 2002, por meio da Lei 11241/02, o governo do estado de São Paulo estabeleceu a eliminação gradativa da queima da palha na colheita da cana-de-açúcar. Nas áreas mecanizáveis, ou seja, com inclinação inferior a 12%, iniciou-se com a proibição de 20% da área, chegando a 100% em 2021.

No entanto, por meio de um Protocolo de intenção (Protocolo Agroambiental, 2007), o Governo do Estado de São Paulo, a CETESB, ORPLANA e a UNICA, formalizaram o compromisso de antecipar a eliminação das queimadas de 2021 para 2014, nas áreas mecanizáveis. De acordo com os resultados do protocolo, na safra 2018/2019, o programa evitou a emissão de 10,6 milhões de toneladas de GEE e 64 milhões de toneladas de poluentes atmosféricos (Protocolo Agroambiental, 2019)

²¹ O CI médio do etanol de milho é de 72,59 gCO₂e/MJ, ou seja, uma redução de 23% em comparação a gasolina

Atualmente, estima-se que 97,6% da cana-de-açúcar colhida na região Centro Sul (CS) seja feita de forma mecanizada (CONAB, 2018). Esse novo perfil de colheita além dos benefícios à saúde, também proporcionou a melhora na pegada de carbono do etanol.

Lima et al. (2016) conduziram um estudo no estado de São Paulo onde observaram a evolução das emissões de GEE proveniente da queima da cana-de-açúcar entre 1990 e 2015. O trabalho aponta uma redução de 44,3% nas emissões durante o período analisado e ressalta que a implementação da política de controle de queima foi o principal fator para esse decréscimo.

Galdos et al. (2013) demonstraram que o aumento da mecanização da colheita de cana-de-açúcar reduziu as emissões do etanol em 46% no período entre a pré-mecanização e 2013 (58% de colheita mecanizada). Garcia; Sperling (2010) por meio de um estudo realizado no Estado de Minas Gerais, indicam que a introdução da colheita mecanizada poderia reduzir as emissões em aproximadamente 65%. Vale ressaltar que os valores apresentados ser ainda maiores, uma vez que os estudos não consideraram o aumento no estoque de carbono no solo.

3.5.2. Cogeração de bioeletricidade

Cogeração é a geração simultânea de energia térmica e mecânica a partir de uma mesma fonte primária. No caso específico do setor sucroenergético, a energia térmica é utilizada como fonte de calor para o processo e a mecânica pode ser utilizada como forma de trabalho ou transformada em energia elétrica (Coelho, 1999).

As usinas de açúcar e etanol são praticamente autossuficientes em energia, sendo que 98% da demanda é atendida pelo bagaço e a restante atendida por diesel, lenha, etanol, gasolina e eletricidade (Correa Neto, 2001). No entanto, aquelas unidades que com a cogeração geram um excedente, podem exportar para rede e comercializá-la²².

O setor teve uma grande expansão na oferta de energia para rede nos últimos anos, passando de 3,2 TWh em 2007 para 21,6 TWh em 2018, crescimento superior a 500% (UNICA, 2012; UNICA, 2019)²³.

Algumas características da cogeração de bioeletricidade do setor sucroenergético vêm contribuindo para sua expansão: a complementariedade com sistema hídrico, geração distribuída e a ordem de despacho para rede.

A safra de cana-de-açúcar na região Centro Sul se concentra entre os meses de abril e novembro, período que coincide com os meses mais secos da região (UNICA, 2018). Tendo em vista que

²² De acordo com os dados da UNICA (2018), aproximadamente 60% do total coggerado é exportado para rede e 40% é utilizado para consumo próprio.

²³ Elabora a partir de ANEEL e CCEE

70% da capacidade dos reservatórios brasileiros se concentram no subsistema Sudeste/Centro Oeste (ONS, 2019), essa complementariedade entre o setor sucroenergético e o sistema hidrelétrico auxilia na preservação de água dos reservatórios nos momentos mais críticos²⁴.

A geração elétrica próxima ao consumo ou do processo industrial é denominada geração distribuída (COGEN, 2011). Essa proximidade traz algumas vantagens: proporciona diminuição das perdas decorrente ao transporte; alívio de sobrecarga e congestionamento do sistema de transmissão e redução de quedas de energia e *blackouts* (CALABRO, l., 2013).

Considerando o perfil regional da produção sucroenergética e de consumo de eletricidade no Brasil é possível afirmar que a cogeração do setor é distribuída. A região Centro Sul é responsável por cerca de 90% da produção de cana-de-açúcar no Brasil (CONAB, 2018), bem como, por 75% do consumo nacional de energia elétrica (EPE, 2018).

A entrada da eletricidade para rede obedece a uma sequência de acordo com sua fonte de geração: primeiro entram as chamadas usinas não simuladas, que contemplam biomassa, PCH, solar e fotovoltaica, em seguida, entram as hidrelétricas e por fim, as térmicas. Porém, estas, seguem uma ordem adicional de entrada chamada de despacho por ordem de mérito e isso significa que as térmicas vão entrando na rede numa ordem crescente de custo variável unitário (ANEEL, 2008).

Sendo assim, a entrada da bioeletricidade, uma energia limpa, resulta em um deslocamento da eletricidade de maior custo, majoritariamente oriunda de térmicas movidas a combustível fóssil, agregando seu potencial ambiental (Seabra et al, 2011)²⁵.

Em 2018, estima-se que o setor sucroenergético tenha exportado para rede 21,6 TWh e com isso evitou a emissão de mais de 6 milhões de toneladas de GEE (UNICA, 2019).

Seabra et al. (2011) calcularam a intensidade de carbono do etanol tendo com parâmetro os coeficientes técnicos referentes ao ano de 2008. A emissão para o etanol anidro foi constatada em 27,1 gCO₂e/MJ, no entanto, devido a utilização do bagaço no processo e a exportação de eletricidade para rede, houve um crédito de 2,7 e 3,7 gCO₂e/MJ, respectivamente, chegando em uma emissão líquida de 21,3 gCO₂e/MJ, as duas práticas reduziram as emissões em 23%.

Macedo et al. (2008) estimaram a intensidade de carbono do etanol em dois cenários: primeiro utilizando os coeficientes técnicos da safra 2005/2006 e o segundo com coeficientes projetados para safra 2020. Neste último, dentre outros parâmetros, há uma grande evolução na exportação

²⁴ Em 2016, a bioeletricidade do setor sucroenergético poupou 15% da água dos reservatórios do subsistema SE/CO (UNICA, 2017)

²⁵ O CARB utiliza o mix de fonte de geração para contabilizar a emissão evitada pela bioeletricidade (CARB, 2017)

de bioeletricidade por parte das usinas, saindo de 9,2 kWh/ton em 2005 para 135 kWh/ton. Em 2005, a intensidade de carbono do etanol anidro é de 436 kgCO₂e/m³; já para o cenário em 2020, ela cai para 345 kgCO₂e/m³, uma redução de 20,8%.

3.6.1. Biogás

O biogás é uma mistura gasosa resultante da degradação anaeróbia da matéria orgânica dos resíduos sólidos depositados em aterros sanitários e dos efluentes industriais e esgotos domésticos tratados pelo processo anaeróbio.

A Companhia Ambiental do Estado de São Paulo – CETESB (2019) relata a dificuldade em definir com exatidão a composição do biogás devido aos diferentes materiais orgânico e os tipos de tratamentos utilizados na produção. Os intervalos usualmente trabalhados são: Metano (CH₄): 50% – 70%; Dióxido de carbono (CO₂): 25% – 50%; Hidrogênio (H₂): 0% – 1%; Gás sulfídrico (H₂S): 0% – 3%; Oxigênio (O₂): 0% – 2%; Amônia (NH₃): 0% – 1%; Nitrogênio (N₂): 0% – 7%.

Em 2016, a oferta interna de biogás no Brasil chegou a aproximadamente 274 milhões Nm³/dia, representando menos de 1% do total (EPE, 2017). O principal substrato na produção foi oriundo de aterro sanitário foi responsável por aproximadamente 50% da produção nacional (CIBiogas *apud* EPE, 2017).

Em 2018, havia 276 plantas de biogás em operação o que resultou na produção de 3,1 milhões de Nm³/dia e tiveram três destinações: eletricidade (73%); energia térmica (17%); e biometano – RNG²⁶ (10%) (Energia Brasil *apud* ABEGAS, 2019).

Segundo a Associação Brasileira de Biogás e Biometano – Abiogas (2017), a capacidade brasileira de produção de biogás é de 52 bilhões de m³ por ano. O setor sucroenergético se destaca com o maior potencial, 39 bilhões de m³ por ano.

No caso do setor sucroenergético, o biogás pode ser produzido através dos resíduos da agroindústria: palha, palhiço, bagaço, torta de filtro e vinhaça, sendo os dois últimos, com os de maior potencial comercial na atualidade²⁷ (Elia Neto, 2014).

A vinhaça é um material residual do processo de destilação na produção do etanol. A cada litro de etanol produzido, se gera entre 10 a 13 litros de vinhaça (Rosseto, 2008; Elia Neto, 2014).

Usualmente, a vinhaça é utilizada *in natura* como fertilizante nos canaviais próximos a usina. Segundo Medeiros (2003) *apud* Salomon (2007), em uma dosagem de 150 m³ de vinhaça por

²⁶ RNG: Renewable Natural Gas

²⁷ Raízen, empresa do setor sucroenergético, anuncia planta em escala comercial para produção de biogás através da vinhaça e torta de filtro.

hectare, estão contidos 61kg de nitrogênio; 40kg de fosforo; 343 kg de potássio, 108kg de cálcio e 80kg de enxofre.

A produção do biogás se dá através da biodigestão da vinhaça, a cada m³ de vinhaça se gera entre 15 a 25 Nm³ de biogás (Milanez, 2018). Elia Neto (2014), com números mais conservadores, indica que um m³ de etanol gera 114 Nm³ de biogás, ou seja, um m³ de vinhaça gera aproximadamente 9,5 Nm³ de biogás.

Vale ressaltar que biodigestão não remove os nutrientes encontrados nos efluentes e, sendo assim, não prejudica a utilização da vinhaça como fertilizantes na agricultura (Salomon, 2007). A torta de filtro é um material residual proveniente do lodo decantado do caldo da produção do açúcar e etanol (Elia Neto, 2014). A cada tonelada de cana-de-açúcar moída, extrai-se entre 25 a 40kg de torta de filtro (Milanez, 2018; Elia Neto, 2014).

Usualmente, a torta de filtro utilizada como fertilizante nos próprios canaviais, é constituída por cerca de 1,2% a 1,8% de fósforo e 70% de umidade. A dose aplicada no campo é de 80 a 100 toneladas por hectare, podendo suprir parcialmente ou totalmente a necessidade de fósforo (Rosseto, 2008).

Na produção de biogás, a torta de filtro é utilizada como suplemento na vinhaça (Santos, 2018; Barros, 2017), e através do processo de biodigestão, é produzido o gás renovável. A cada tonelada de torta de filtro são gerados entre 90 Nm³ a 120 Nm³ de biogás (Milanez, 2018).

A destinação final do biogás no setor sucroenergético são basicamente dois: geração de eletricidade e produção de biometano.

De acordo com Elia Neto (2014), considerando um moto gerador, com 40% de eficiência e 10% de consumo próprio, cada m³ de etanol produzido pode gerar 207 kWh de eletricidade por meio do uso do biogás. Extrapolando esse valor para produção atual de etanol, 27 bilhões de litros em 2017/18, com o uso do biogás, o setor poderia aumentar a exportação de eletricidade de 21,6 TWh para 27 TWh e evitar cerca de 7,5 milhões de toneladas de GEE.

A maior exportação de eletricidade para a rede acarreta numa menor intensidade de carbono do etanol. Segundo Elia Neto (2017), a redução de emissão de GEE, em comparação à gasolina, chegaria a 89,5%.

Além do uso do biogás na geração de eletricidade, esse pode ser utilizado como insumo para produção de biometano.

3.6.2. Biometano

De acordo com a Resolução Nº 8 de 30/01/2015 da ANP, o biometano é definido como um biocombustível gasoso constituído essencialmente de metano, derivado da purificação do biogás.

As principais impurezas do biogás a ser removidas são: água; hidrocarbonetos; CO₂; H₂S; amônia, oxigênio, Siloxina, metais e VOCs. Essas substâncias podem prejudicar a combustão e causar corrosão reduzindo a eficiência do processo. As técnicas mais utilizadas para remoção dessas impurezas são: condensação, adsorção, absorção, refrigeração, separação por membrana e lavagem (Coelho, 2018; Coelho, 2006; Salomon, 2007; Ryckebosch, 2011).

Os possíveis destinos para o uso do biometano são: calor para processo; injeção na rede de gás natural²⁸; uso automotivo, geração de eletricidade²⁹ e uso em equipamentos agrícolas³⁰ (Coelho, 2018; Santos, 2016; Adelt et al., 2011).

A produção de biometano no Brasil ainda é pequena. Segundo a CIBiogás *apud* EPE (2017), em 2015, apenas 0,5% do biogás foi destinada a produção de biometano. Em 2018, 3% das plantas operacionais utilizaram o biogás para produção de biometano, resultando em 126 mil Nm³/dia (Energia Brasil *apud* ABEGAS, 2019). No entanto, o potencial teórico de produção é significativamente maior, cerca de 78 milhões de Nm³/dia, equivalente a 44% da demanda de óleo diesel nacional (ABILOGÁS, 2017).

Especificamente sobre o potencial de geração de biometano do setor sucroenergético, segundo EPE (2017), em 2026, o setor poderia gerar 4,6 bilhões de m³ de biometano, valor equivalente a 50% da demanda de diesel do setor agropecuário.

De acordo com Johansson (1993) *apud* Pompermayer (2000), cada m³ de etanol gera 185 m³ Nm³ de biogás (60% de metano) e através do processo de purificação, pode-se chegar a aproximadamente 110 Nm³ de biometano.

Elia Neto (2014), apresenta números mais conservadores: cada m³ de etanol gera 114 Nm³ de biogás (60% metano), proporcionando 68 Nm³ de biometano.

Considerando que um m³ de biometano equivale energeticamente a um litro de diesel, a substituição do combustível fóssil pelo renovável em equipamentos agrícolas poderia gerar

²⁸ A Usina Cocal produzirá biometano para injeção na rede de gás natural (Novacana, 2020). A nota técnica 03/2017/SBQ da ANP define os padrões para injeção do biometano na rede de gás natural.

²⁹ Ressalta-se que o PCI do biometano (9.400 kcal/Nm³) é maior que do biogás (5.000 kcal/Nm³) (Santos, 2016)

³⁰ A São Martinho SA, empresa do setor sucroenergético, anunciou projeto para promover a tecnologia diesel – gás. (ABILOGÁS, 2017)

reduções nas emissões de GEE igual ao montante substituído, aproximadamente 90 gCO₂e/MJ (EPE, 2017; ABIOGÁS, 2017)

De acordo com um estudo de análise de ciclo de vida conduzida pela Abiogás (2017) *apud* Milanez (2018), a intensidade de carbono do biometano é de -20 gCO₂e /MJ. Para chegarem nesse valor consideraram a redução nas emissões durante a combustão e a substituição do uso do diesel. Na metodologia utilizada pelo RenovaCalc (2018), o biometano produzido através da vinhaça apresenta uma intensidade de carbono próxima a 0,3 gCO₂e/MJ³¹.

Macedo (2008) aponta que o uso de combustíveis fósseis na produção de etanol equivale a aproximadamente 48% das emissões de GEE. Seabra (2011), indica que a produção e transporte da cana-de-açúcar e o transporte e distribuição do etanol (majoritariamente pelo uso de diesel) são responsáveis por cerca de 47% das emissões. Pela RenovaCalc (2018), o uso de combustível na produção da cana-de-açúcar e o transporte do etanol representam cerca de 22% e 8%, respectivamente, dependendo do sistema de produção.

Segundo Elia Neto (2017), o etanol produzido numa planta onde o biometano é utilizado para substituir o diesel nas operações agrícolas a redução de emissão de GEE, em comparação à gasolina chega a 98,7%.

3.6.3.1 Bioenergia com captura e armazenamento de carbono (BECCS)

O conceito do processo de produção BECCS é a combinação da produção de bioenergia com CCS. O CCS é um procedimento no qual é possível capturar o CO₂ produzidos pelo uso de energia fóssil na geração de eletricidade e processos industriais impedindo que esse gás vá para atmosfera (CCSA, 2019).

O Global CCS Institute (2010) define a bioenergia com captura e armazenamento de carbono (BECCS) como procedimento que integra o processo produtivo e combustão da biomassa com captura e armazenamento de carbono.

Diversos autores (Minx et al., 2017; Minx et al., 2018; Fuss et al., 2018; Stavrakas et al., 2018) afirmam que uso do processo de produção BECCS podem gerar emissões negativas³² e auxiliar no combate aos efeitos das mudanças climáticas.

O relatório elaborado pelo IPCC onde são desenhados cenários simulando premissas e processos de produção que poderiam alcançar a meta estipulada no Acordo de Paris aponta que somente no cenário Representative Concentration Pathway 2.6 (RCP 2.6) que contempla os

³¹ Quando utilizado para transporte

³² Minx et al. (2018) definem emissões negativas quando há esforços antrópicos intencionais para remover as emissões de CO₂ da atmosfera.

processos BECCS seria possível limitar o aumento da temperatura a em até 1,5°C (Fuss et al., 2014).

Sanchez et al. (2018) relatam que os procedimentos atuais para BECCS ainda são imaturas ou comercialmente não disponíveis. O Global CCS Institute (2019) fez um levantamento e identificou 18 projetos de BECCS no mundo. A única em larga escala em operação é a planta de etanol de milho da ADM em Illinois – EUA. Foram identificadas outras 7 plantas nos EUA em diferentes escalas e condições status operacionais, 7 na Europa, 2 no Canadá e 2 no Japão. Não foi identificada nenhuma planta no Brasil.

O processo de produção BECCS pode ser dividida em etapas: captura, compressão, transporte e armazenamento. Os principais processos para captura de CO₂ se dividem em: pré-combustão; pós-combustão; oxi-combustão e processos industriais. Para o transporte, usualmente são utilizados dutos, navios ou caminhões a depender do volume e distância, sendo que cada modal requer uma determinada temperatura e pressão (Canadell; Schulze, 2014; GCCSI, 2010; CCSA, 2019).

O armazenamento pode ser feito em diferentes formações geológicas, tais como, campos de óleo e gás exauridos, formações porosas e aquíferos salinos, sendo esses, os de maior capacidade de armazenamento.

Estudos apontam que a utilização dos processos BECCS (captura, compressão, transporte e armazenamento) na produção de etanol pode proporcionar grandes reduções nas emissões de GEE e dependendo do caso, podendo chegar a emissões negativas. Laude et al. (2011); LNLL (2016); Chagas et al. (2016) demonstraram que a implementação do BECCS poderia levar a intensidade do etanol proveniente de beterraba, milho e cana-de-açúcar para -9 gCO₂e/MJ, 29 gCO₂e/MJ e de -8,8 gCO₂e/MJ, respectivamente.

Carminati et al. (2019) simularam uma biorefinaria de produção de etanol a partir da cana-de-açúcar com a implementação dos processos de produção BECCS onde 100% do CO₂ da fermentação e mais de 90% da combustão são capturados e armazenados em águas profundas. Os resultados mostram que a implementação desse processo pode gerar uma redução de 5,22 milhões de tCO₂e/ano e dependendo das premissas para eficiência no processo, preço do petróleo, comercialização de carbono também pode proporcionar retornos econômicos positivos.

Apesar dos processos BECCS apresentar grande potencial para redução das emissões de GEE, ainda há barreiras para se ganhar escala comercial. Segundo Lucena, et al. (2016), particularmente no Brasil, além dos procedimentos ainda estar em desenvolvimento e

apresentar alto custo para implementação e operação, a articulação institucional para conseguir a aceitação da sociedade, o planejamento de distribuição, o direito de propriedade, as questões tributárias e o monitoramento também poderão ser grandes empecilhos para atingir escala comercial.

De acordo com Rochedo et al. (2016), no caso específico do setor sucroenergético, a principal dificuldade seria nas questões logísticas do transporte do carbono. Como as usinas individualmente têm uma capacidade reduzida de captura de carbono e estão distribuídas de forma não uniforme pela região sudeste do país, essa configuração traria um grande custo para a coleta e o transporte desse gás.

No entanto, novas rotas tecnológicas de captura e uso de carbono no processo de produção de biocombustíveis que demandam menores investimentos (financeiro e articulação institucional) em comparação ao BECCS tradicional surgem como oportunidade, a chamada de Bioenergia com Captura de Carbono e Utilização (BECCU) que, ao invés de armazenar o CO₂ em formações geológicas, é utilizado como matéria-prima no setor industrial.

3.6.3.2 Bioenergia com captura de carbono e utilização (BECCU)

O processo de produção BECCU se refere a captura de CO₂ na produção de bioenergia e uso do gás carbônico como matéria-prima para a produção de combustíveis, produtos químicos e materiais. Considerando que o CO₂ capturado em uma planta de bioenergia é biogênico, ou seja, emissão nula, ao deslocar o CO₂ fóssil da indústria pode auxiliar na redução das emissões de GHG (Onarheim; Arasto, 2018).

O potencial de mitigação do processo BECCU está relacionado a dois pontos: a origem da energia para a conversão de CO₂ e se o CO₂ utilizado como matéria-prima provém de uma fonte fóssil ou atmosférica (Onarheim; Arasto, 2018).

Emissão negativa em BECCU poderá ser contabilizada somente se o CO₂ for utilizado para produção de carbonatos inorgânicos sólidos que proporciona uma armazenagem de longo prazo, caso contrário, no melhor dos casos, oferece uma emissão nula, uma vez que o CO₂ será emitido ao final da vida do produto (Bui, et al. 2018).

O impacto da mitigação das mudanças climáticas proporcionadas pelo BECCU pode ser menor em comparação ao CCS, no entanto, pode proporcionar melhores resultados econômicos (Bui, et al. 2018).

Especificamente para o setor sucroenergético o processo de captura de carbono em sua cadeia de valor poder ser feita na queima do bagaço para cogeração, na fermentação do caldo para produção de etanol e na combustão do etanol. A captura no processo da fermentação é o mais

indicado uma vez que a concentração de CO₂ chega perto de 100% e não há necessidade de separação dos gases (Faaij, 2006; Global CCS Institute, 2019).

Outro processo que possibilita a captura de CO₂ é a purificação do biogás para produção de biometano (Global CCS Institute, 2010; Li et al.; 2017). Considerando que a composição do biogás apresenta cerca de 40% de CO₂, esse processo apresenta grande potencial.

No Brasil, há dois grupos do setor sucroenergético que fazem uso desse procedimento: o Grupo JB que possui duas plantas de etanol localizadas em Pernambuco e no Espírito Santo onde capturam o CO₂ no processo de fermentação e comercializam esse gás majoritariamente para a indústria de bebida. Em 2011, a capacidade dessas plantas passaria para 432 toneladas de gás carbônico por dia (Nejaim, 2010). Vale ressaltar que ter plantas localizadas na região Centro Sul (CS) e Norte e Nordeste (NNE) garante uma oferta mais estável do produto uma vez que os períodos das safras se complementam³³.

A Raudi em parceria com uma cooperativa de produtores de cana-de-açúcar, a Coopcana, localizada no Paraná, captura o CO₂ na fermentação e nas caldeiras e o utiliza para produção de carbonato de sódio. Visando diversificar seu portfólio, a cooperativa mostra interesse em também produzir carbonato de cálcio (Barros, 2007). A Coopcana também vende CO₂ para estufas para o cultivo de madeira (Visita pessoal Coelho ST).

Já nos EUA, segundo o relatório do RFA (2018), em 2017, as plantas americanas de etanol capturaram mais de 2,5 milhões de toneladas de CO₂ no processo de fabricação. O gás retido foi utilizado em engarrafamento (bebidas gaseificadas), processamento de alimentos, produção de gelo seco e outros usos.

A intensidade de carbono para o etanol que utiliza o processo de produção BECCU ainda é pouco difundida. Não foi encontrado em materiais públicos a pegada de carbono do etanol produzido pelas empresas acima citadas.

Porém, considerando a estimativa descrita por Rochedo et al. (2016), que para 1 tonelada de etanol produzido é liberado aproximadamente 1 tonelada de CO₂ na fermentação e cerca de 40% do biogás produzido a partir da vinhaça é composto por CO₂, o uso desse processo na produção de etanol a credencia para um grande potencial de redução das emissões de GEE.

Em janeiro de 2019, o programa californiano LCFS regulamentou o protocolo de CCS, tornando as plantas que utilizem esse procedimento, elegíveis aos créditos de carbono do programa, no entanto, sem especificidades para o processo BECCU (CARB, 2018).

³³ Safra CS: abril a dezembro; Safra NNE: setembro a abril (CONAB, 2019)

4 METODOLOGIA

O trabalho tem como base um estudo de caso³⁴ (foi simulado uma usina típica da região Centro Sul com base na produção e usinas em operação na safra 18/19) no qual foi analisado o modelo atual de produção do setor sucroenergético e potencial econômico e ambiental da inserção de tecnologias e processo de produção de uso do biogás, do biometano e captura de gás carbônico no sistema de produção.

Para tanto, foram elaborados três cenários que contemplam o sistema atual de produção e duas rotas tecnológicas alternativas. Em cada um dos cenários, foi abordada a capacidade de produção, a intensidade de carbono do etanol e a oportunidade de comercialização no mercado da Califórnia.

Para a construção dos cenários foi simulado o perfil de produção de uma usina típica da região Centro Sul³⁵ o qual servirá como base para as análises propostas. A região foi escolhida pela maior disponibilidade de dados e representatividade na produção nacional. De acordo com a CONAB (2018), a região foi responsável por mais de 90% do total produzido no Brasil nas últimas safras.

A seguir foram descritos os critérios para a elaboração do perfil da usina típica da região Centro Sul, o cálculo da capacidade de produção, o modelo utilizado para o cálculo da intensidade de carbono do etanol, as premissas para arbitragem entre o mercado doméstico e exportação (Califórnia), e por fim, a descrição dos cenários propostos para análise.

4.1. Caracterização de uma usina típica da região Centro Sul

O perfil da usina típica da região Centro Sul foi estruturado com base nos dados referentes à safra 18/19, período correspondente de abril/18 a março/19. Os valores foram coletados a partir dos relatórios elaborados pela UNICA (2019).

Para caracterização da usina típica foram levantados os dados de moagem, produção de açúcar, etanol anidro, etanol hidratado, eletricidade despachada para o Sistema Interligado Nacional (SIN) e o número de unidades em operação.

³⁴ “A essência de um estudo de caso é tentar esclarecer uma decisão ou um conjunto de decisões: o motivo pelo qual foram tomadas, como foram implementadas e com quais resultados” (Schramm, 1971 *apud* Yin, 2001).

³⁵ A região Centro Sul compreende aos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Minas Gerais, Espírito Santo, Rio de Janeiro, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goiás e o Distrito Federal.

Os dados referentes à usina típica correspondem aos valores da produção da região Centro Sul dividido pela quantidade de usina ativas. A Tabela 10 apresenta números da safra 18/19 na região Centro Sul e o perfil da usina típica.

Tabela 10: Produção da safra 18/19 na região Centro Sul e o perfil da usina típica.

	Unidade	Região CS	Unidade	Usina Típica
Moagem	10 ⁶ ton	573,1	10 ⁶ ton	2,2
Açúcar	10 ⁶ ton	26,5	10 ³ ton	100,8
Etanol Anidro	10 ⁹ litro	9,1	10 ⁶ litro	34,8
Etanol Hidratado	10 ⁹ litro	21,8	10 ⁶ litro	82,9
Etanol Total	10 ⁹ litro	31,0	10 ⁶ litro	117,7
Bioeletricidade	TWh	21,5	GWh	81,7
Usinas em operação	Unidade	263	-	-

Fonte: UNICA (2019); elaboração própria

4.2.Capacidade de produção

Para o cálculo da capacidade de produção de vinhaça, bioeletricidade, biogás e biometano foram utilizados os dados estimados para a usina típica da região CS e os coeficientes técnicos de transformação coletados na literatura.

Vale ressaltar que, embora haja possibilidade de produção de biogás através da torta de filtro, bagaço e palha, decidiu-se por utilizar apenas a vinhaça como matéria-prima do biogás devido a literatura incipiente sobre o assunto e o atual uso desses resíduos para outros fins.

O potencial de captura de CO₂ na fermentação tem como base valores estequiométricos da fermentação (0,96 gCO₂/g etanol) e a eficiência na captura (85%). Já na purificação do biogás, a estimativa considerou a concentração de CO₂ no biogás.

A Tabela 11 sumariza os coeficientes utilizados, intervalos encontrados na literatura e as referências pesquisadas.

Tabela 11: Coeficientes de transformação.

	Unidade	Valor utilizado	Intervalo encontrado	Referência
Vinhaça	L vinhaça : L etanol	12,00	10 a 13	Rosseto, 2008; Elia Neto, 2014
Biogás	Nm ³ biogás : L etanol	87,00	87 a 300	Elia Neto, 2014; Milanez, 2018; Poveda, 2019
Bioeletricidade - Biogás	kwh bioeletricidade : Nm ³ biogás	206,19	206 a 217	Elia Neto, 2014; Poveda, 2019
Biometano	Nm ³ biometano : Nm ³ biogás	60%	50% a 70%	Elia Neto, 2014; CETESB, 2017
Consumo de Diesel - Transporte	L Diesel : ton cana-de-açúcar	1,10	-	Gonçalves; Brasileiro
Equivalência de Diesel em Biometano	L Diesel : Nm ³ Biometano	1,00	-	EPE, 2017; ABIOGÁS, 2017
Captura de CO ₂ - Fermentação	gCO ₂ : g etanol	0,81	0,77 a 0,86	(Alexandre, 2011; Papp et al., 2016;
Captura de CO ₂ - Purificação	Nm ³ CO ₂ : Nm ³ biogás	40%	25% a 50%	Elia Neto, 2014; CETESB, 2017

4.3.Cálculo da intensidade de carbono

Intensidade de carbono é definida como o montante de gás carbônico emitido por unidade de atividade, como por exemplo: PIB, uso de energia, transporte ou outros (Allwood et al., 2014). O cálculo da intensidade de carbono terá perspectiva de Análise de Ciclo de Vida (ACV) com abordagem do poço à roda, ou seja, foram quantificadas as emissões desde a retirada das matérias-primas (poço) que entram no sistema produtivo à disposição do produto final (roda) (Silva; Bräscher, 2011). A Figura 8 ilustra as etapas da cadeia de valor nos quais foram contabilizadas as emissões.

Figura 8: Fluxograma da análise do ciclo de vida para o cálculo da intensidade de carbono



Fonte: Argonne (2018) adaptado.

Para o cálculo da intensidade de carbono foi utilizado o modelo *California - Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Transportation: CA-GREET 3.0* (Tier 1 Simplified CI Calculator for Sugarcane-derived Ethanol) (CARB, 2017). Este modelo foi adaptado pelo CARB a partir do GREET1 2016 model³⁶, desenvolvido pelo Laboratório Nacional Argonne (2018).

O modelo CA-GREET 3.0 (Tier 1 Simplified CI Calculator for Sugarcane-derived Ethanol) é utilizado no programa de biocombustível da Califórnia (LCFS)³⁷ para calcular a intensidade de carbono de diversos combustíveis, dentre eles, o etanol de cana-de-açúcar produzido no Brasil. A contabilização das emissões do etanol produzido no Brasil e utilizado nos EUA leva em consideração as seguintes variáveis³⁸:

- Perfil de colheita da cana-de-açúcar: com ou sem queima;
- Quantidade produzida de cana-de-açúcar, etanol, açúcar e bagaço;
- Utilização de vinhaça e torta de filtro;
- Quantidade de eletricidade exportada para rede;
- Insumos agrícolas e industriais;
- Distância e o modal utilizado desde a produção de cana-de-açúcar no Brasil até o posto de abastecimento na Califórnia;
- Combustão nos veículos;
- Fatores de emissão estabelecidos pela literatura.

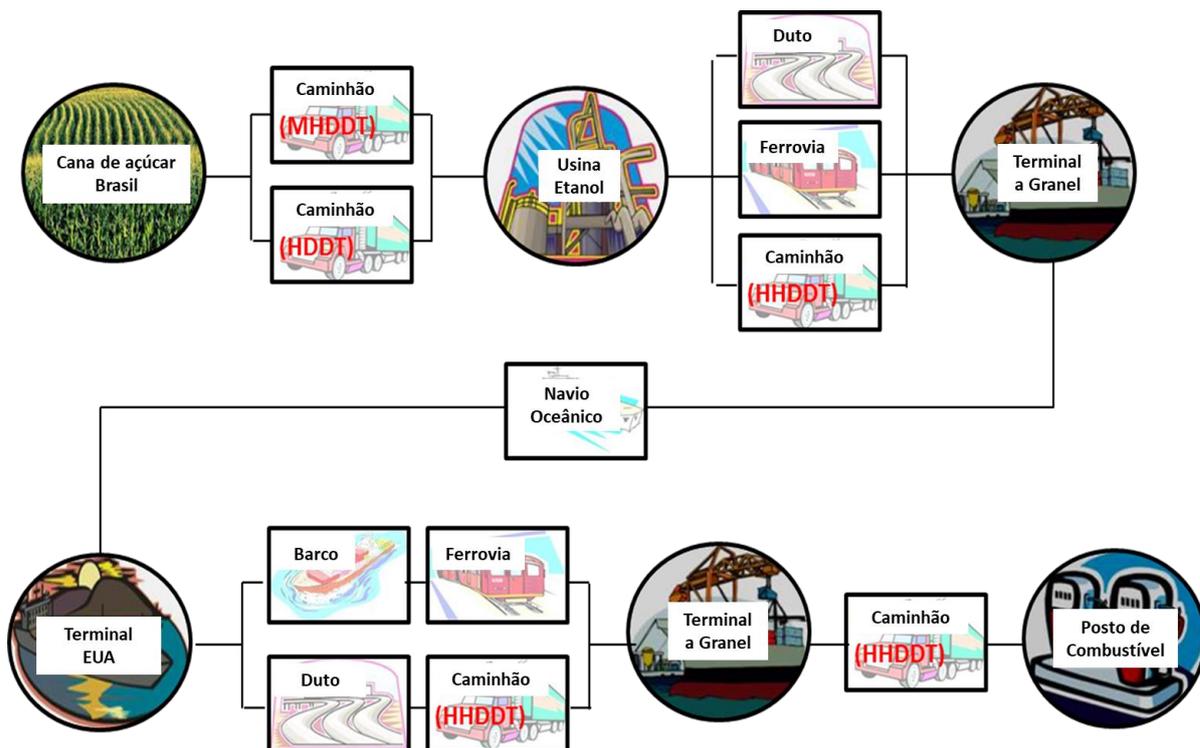
A Figura 9 ilustra as etapas da cadeia de valor do etanol produzido no Brasil e comercializado em um posto de abastecimento na Califórnia no qual é contabilizado as emissões.

³⁶ O modelo GREET também é utilizado pelo EPA, DOE, DOD, DOL, USDA, e Marinha americana para avaliações, análises e P&D (Wang, 2015)

³⁷ O modelo fica disponível ao público no site do programa em Excel: <https://www.arb.ca.gov/fuels/lcfs/ca-greet/ca-greet.htm>

³⁸ Todas as informações devem ser comprovadas por meio de notas fiscais, mapeamento georreferenciado ou documentos oficiais e ratificados por uma certificadora.

Figura 9: Fluxograma da cadeia de valor do etanol brasileiro utilizado na Califórnia.



Fonte: CARB (2017) Adaptado.

O modelo CA-GREET 3.0 (Tier 1 Simplified CI Calculator for Sugarcane-derived Ethanol) ainda não contempla a captura de CO₂ nos processos de produção de etanol. Sendo assim, o potencial de mitigação desse procedimento foi calculado de forma exógena e inserido a posteriori no modelo.

Para contabilização do potencial de redução das emissões de GEE referente a captura de CO₂ tanto na fermentação quanto na purificação do biogás, foram considerados os coeficientes levantados na literatura (Alexandre, 2011; Papp et al., 2016; Elia Neto, 2014; CETESB, 2017) e assumiu-se que o CO₂ capturado nesses processos desloca o CO₂ industrial.

Não foi encontrado um inventário com a origem do CO₂ utilizado no setor industrial, porém, de acordo com a descrição da empresa Air Products (2020), o CO₂ é usualmente produzido usando fontes ricas em CO₂ a partir de processos da indústria petroquímica ou via queima de gás natural em processos de cogeração. Sendo assim, foi considerado que 100% do CO₂ industrial deslocado tem origem fóssil³⁹.

³⁹ Vale ressaltar que se o CO₂ industrial for oriundo de um processo residual o crédito pela substituição por um carbono biogênico pode ser reduzido

Vale ressaltar que não foi simulado o benefício para o Programa Renovabio⁴⁰ uma vez que, até o momento, poucas operações foram realizadas sob sua vigência.

4.4.Arbitragem de exportação

Arbitragem é uma oportunidade de negócio que garante uma margem financeira sobre outro negócio (DYBVIG; ROSS, 1989). Nesse estudo a arbitragem de exportação avaliará a melhor oportunidade entre a venda do etanol no mercado californiano e no mercado doméstico. Foi feita a análise para todos os meses da safra 18/19.

Para quantificar a arbitragem de exportação (AE) foi utilizada a Equação (1). Nesse cálculo são considerados o preço no mercado doméstico, custos logísticos e portuários, prêmio do programa de biocombustível da Califórnia (LCFS), prêmio do programa de biocombustível federal americano (RFS) e o preço no mercado californiano⁴¹.

A primeira parte da equação, o qual contempla, o preço do etanol na Califórnia, custos logísticos e portuários e os prêmios dos programas de biocombustíveis, refere-se ao preço que o importador da Califórnia estaria disposto a pagar pelo etanol importado do Brasil. A segunda parte, refere-se ao preço do etanol brasileiro no mercado doméstico, ambos na mesma base, FOB Santos-SP.

Sendo assim, caso a primeira parte da equação seja maior que a segunda, o valor da equação será positivo, ou seja, a exportação seria mais vantajosa em relação ao mercado doméstico.

Vale ressaltar que foi considerado margem zero para o importador da Califórnia

$$AE = (Ecal + FSC + CPC + (PlcfsC - PlcfsM) + (PrfsD5 - PrfsD6)) - (Erib + FRPS + CPS) \quad (1)$$

Onde:

AE: arbitragem de exportação

Ecal: Preço do etanol anidro base São Francisco – Califórnia.

FSC: Frete marítimo entre o Porto de Santos – SP e o Porto de São Francisco – Califórnia;

CPC: Custo portuário em São Francisco – Califórnia;

PlcfsC: Prêmio do programa de biocombustível da Califórnia (LCFS) para etanol de cana-de-açúcar;

PlcfsM: Prêmio do programa de biocombustível da Califórnia (LCFS) para etanol de milho;

⁴⁰ A Renovacalc, até o momento, não contempla metodologia para BECCS/BECCU

⁴¹ Tributos: PIS/COFINS: R\$ 130,9/m³, INSS mercado doméstico: 2,85% e exportação: 0,25%

PrfsD5: Prêmio do programa de biocombustível federal americano (RFS) para biocombustíveis avançados;

PrfsD6: Prêmio do programa de biocombustível federal americano (RFS) para biocombustíveis convencionais;

Erib: Preço do etanol anidro base Ribeirão Preto – SP;

FRPS: Frete rodoviário entre Ribeirão Preto – SP e Porto de Santos – SP;

CPS: Custo portuário em Santos – SP.

Para o preço do etanol anidro base São Francisco - Califórnia foram utilizados os valores divulgados pela CBOT (2019) aplicado um diferencial físico⁴². A Figura 10 apresenta a evolução do preço do etanol anidro base Califórnia.

Figura 10: Evolução e média do preço do etanol anidro base Califórnia entre abril/18 e março/19



Fonte: CBOT (2019)

O custo logístico e portuário são valores médios praticado no mercado⁴³ na safra:

Frete rodoviário (Ribeirão Preto – Santos): R\$ 105/m³;

Custo portuário Santos: USD 30/m³;

⁴² O diferencial físico é a disparidade de preço causada pela diferença geográfica entre os pontos de entrega da commodity (Rezende, 2019)

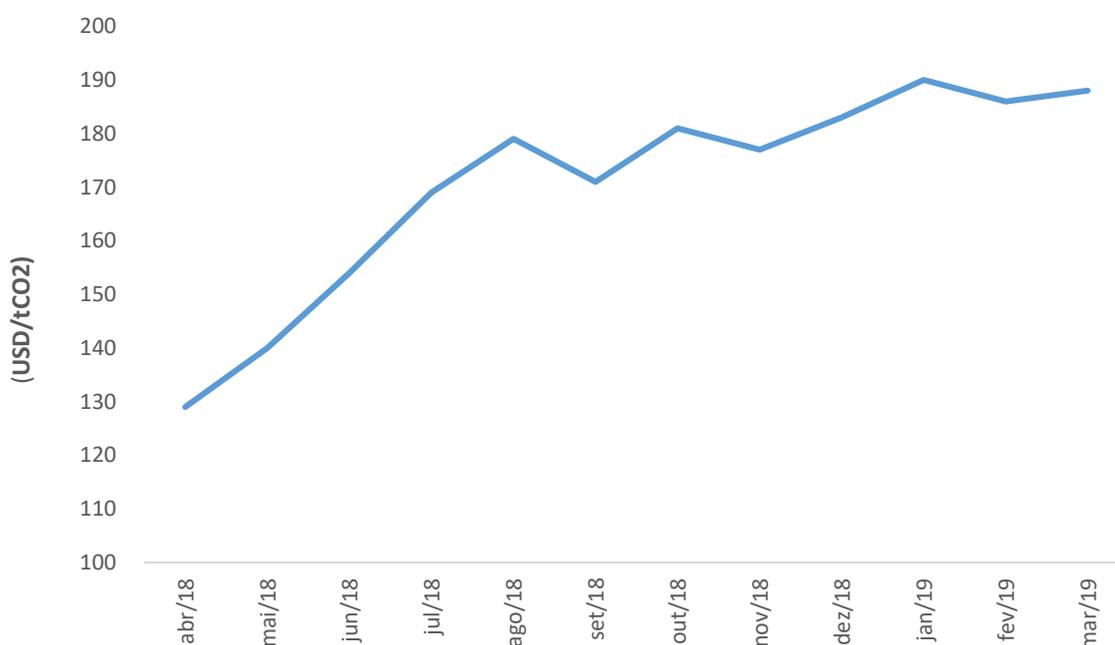
⁴³ Os dados foram cedidos pela consultoria de mercado DATAGRO.

Frete marítimo (Santos – São Francisco): USD 75/m³;

Custo portuário São Francisco: USD 10/m³.

O prêmio do programa de biocombustível da Califórnia⁴⁴ foi calculado com base no preço do carbono divulgado pelo CARB (2019) e a intensidade de carbono do etanol calculado no modelo CA-GREET 3.0 (Tier 1 Simplified CI Calculator for Sugarcane-derived Ethanol). A diferença entre o prêmio do etanol de cana-de-açúcar brasileiro e o etanol de milho americano representa o custo de oportunidade do comprador em escolher o etanol de cana-de-açúcar ou de milho⁴⁵. A Figura 11 apresenta a evolução do preço do carbono (LCFS).

Figura 11: Evolução e média do preço do carbono (LCFS) entre abril/18 e março/19



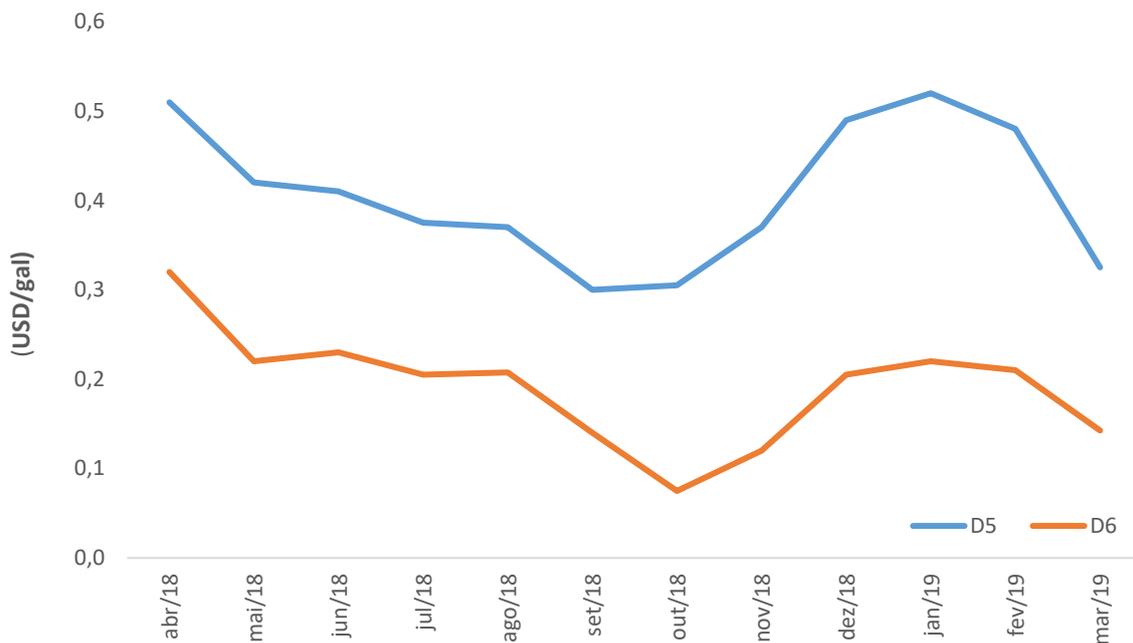
Fonte: CARB (2019)

O prêmio do programa de biocombustível federal americano foi calculado pela diferença entre o prêmio D5 (biocombustível avançado) e prêmio D6 (biocombustível convencional), no estudo representado pelo etanol de cana-de-açúcar brasileiro e o etanol de milho americano, respectivamente. Essa diferença entre prêmios se refere ao custo de oportunidade do comprador em escolher um biocombustível avançado ou convencional. Foram utilizados os prêmios D5 e D6 divulgados pelo EPA (2018). A Figura 12 apresenta a evolução dos prêmios D5 e D6.

⁴⁴ O programa disponibiliza uma ferramenta para calcular o prêmio tendo como variáveis o preço do carbono, intensidade de carbono e o combustível de referência (CARB, 2018)

⁴⁵ Vale ressaltar na comercialização do etanol o importador para o prêmio total

Figura 12: Evolução e média do valor do prêmio D5 e D6 entre abril/18 e março/19

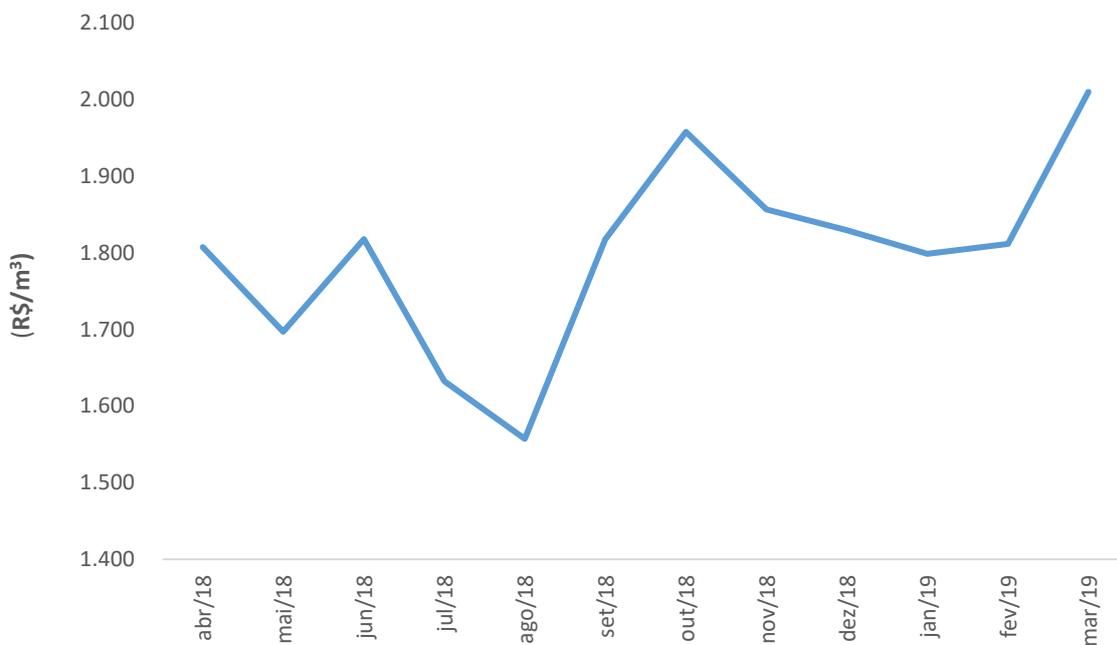


Fonte: EPA (2019)

Foi utilizado o preço do etanol anidro base Ribeirão Preto – SP divulgado pelo CEPEA (2019).

A Figura 13 apresenta a evolução do preço do etanol anidro base Ribeirão Preto.

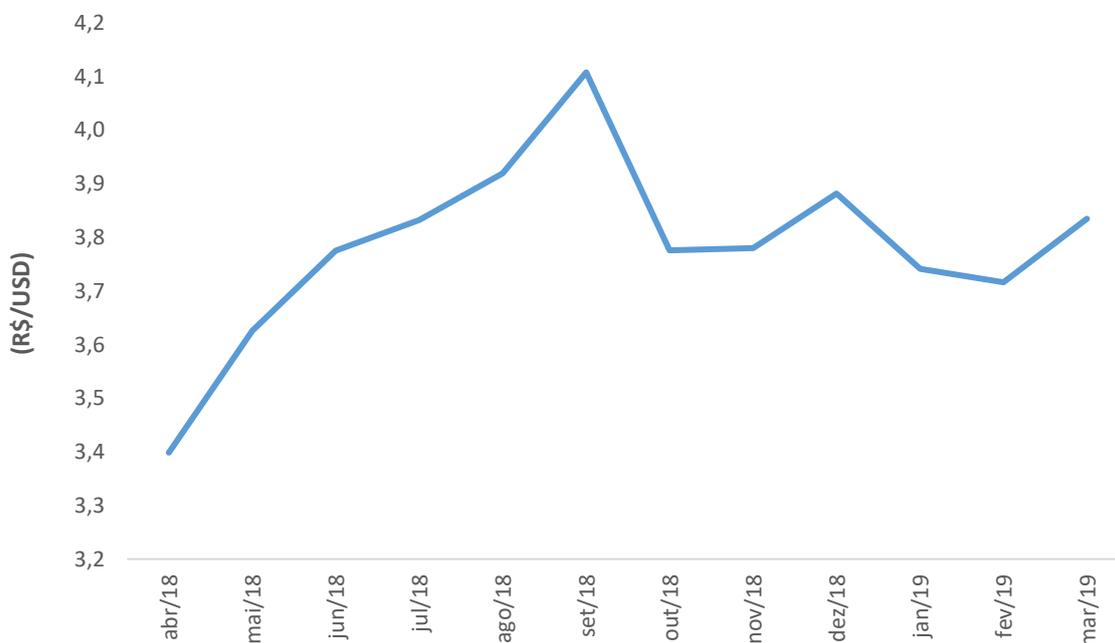
Figura 13: Evolução do preço do etanol anidro base Ribeirão Preto entre abril/18 e março/19



Fonte: CEPEA (2019)

Para os custos e preço dolarizados foi utilizada a taxa de câmbio PTAX⁴⁶. A Figura 14 apresenta a evolução da taxa de câmbio PTAX.

Figura 14: Evolução e média da taxa de câmbio PTAX entre abril/18 e março/19



Fonte: BACEN (2019)

4.5.Cenários

Os cenários propostos representam os sistemas de produção atual e as duas rotas tecnológicas alternativas. A seguir foi detalhado cada um dos cenários.

Cenário I: Sistema de produção atual de uma usina típica da região Centro Sul.

Tendo a cana-de-açúcar como matéria-prima as usinas fabricam três produtos finais comercializáveis: etanol (hidratado e anidro), açúcar e bioeletricidade.

Após o processamento da cana-de-açúcar obtém-se dois produtos: o bagaço e o caldo. O bagaço é incinerado nas caldeiras onde se gera energia que é utilizado tanto para retroalimentar o processo quanto para geração de eletricidade. O excedente na geração é comercializado no mercado.

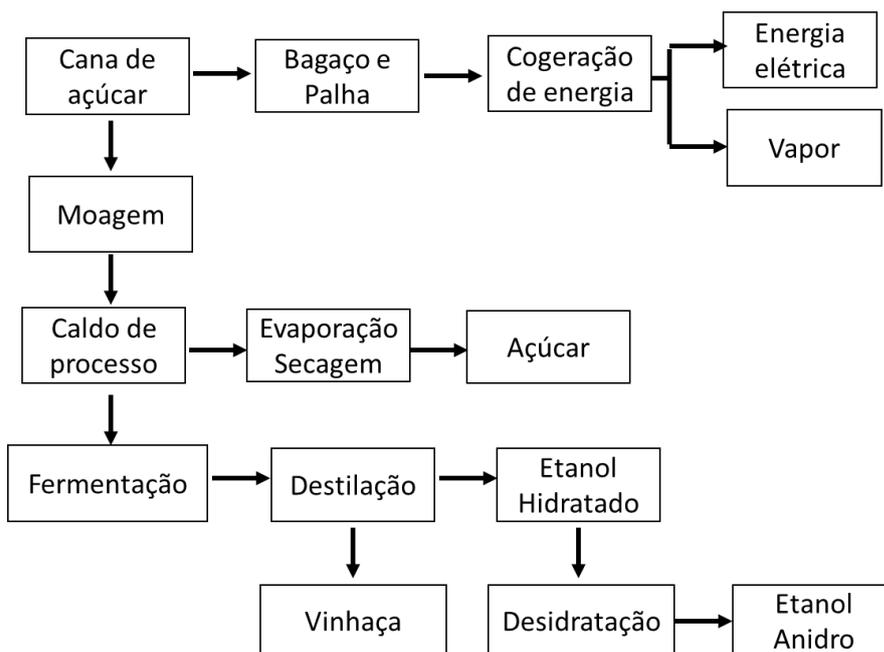
O caldo tem dois destinos: a fabricação de açúcar e etanol (hidratado e anidro). Para a produção do açúcar, o caldo passa por processos de evaporação, cozimento e secagem.

⁴⁶ PTAX: média aritmética das taxas de compra e das taxas de venda dos boletins do dia.

Para produção de etanol hidratado, o caldo passa por um processo de fermentação e em seguida pela destilação. Para o etanol anidro, ainda é necessário a desidratação do produto.

Vale ressaltar que na produção de etanol, especificamente no processo de destilação, há a formação de vinhaça. Resíduo que é utilizado para fertilização do próprio canavial. A Figura 15 ilustra o sistema de produção da usina típica da região Centro Sul.

Figura 15: Fluxograma referente ao Cenário I



Fonte: Elaborado pelo autor, com base em Elia Neto (2017).

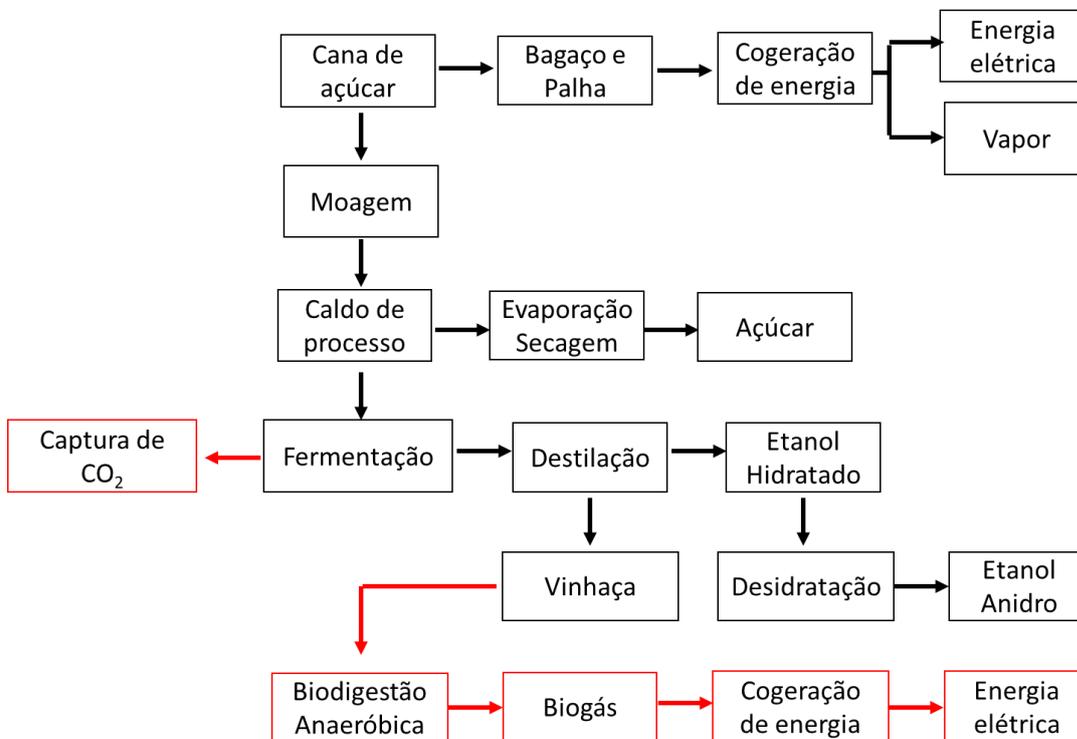
Cenário II: Sistema de produção com a inserção do procedimento de captura de CO₂ e utilização do biogás

Neste sistema os processos são idênticos ao Cenário I para produção de açúcar e a eletricidade oriundo do bagaço. As alterações começam a partir do processo de produção do etanol. Neste cenário há três processos adicionais em comparação ao Cenário I.

- I. No processo de fermentação é instalado um equipamento para captura do CO₂ que faz com que o CO₂ que seria liberado, seja retido. Em seguida este gás é armazenado e comercializado no mercado;
- II. Antes da vinhaça ir para o campo como fertilizante, esta passa por um processo de biodigestão anaeróbica para geração do biogás;
- III. O biogás produzido alimenta um moto-gerador que produz bioeletricidade e é comercializado no mercado.

A Figura 16 ilustra o sistema de produção com a inserção do procedimento de captura de CO₂ e utilização do biogás. Destaca-se em vermelho as alterações em comparação ao Cenário I.

Figura 16: Fluxograma referente ao Cenário II



Fonte: Elaborado pelo autor, com base em Elia Neto (2017).

Cenário III: Sistema de produção com a inserção do procedimento de captura de CO₂ e utilização do biometano

Neste sistema os processos são idênticos ao Cenário I para produção de açúcar e a eletricidade oriundo do bagaço. As alterações começam a partir do processo de produção do etanol. Neste cenário há cinco processos adicionais em comparação ao Cenário I.

I. No processo de fermentação é instalado um equipamento para captura do CO₂ que faz com que o CO₂ que seria liberado, seja retido. Em seguida este gás é armazenado e comercializado no mercado;

II. Antes da vinhaça ir para o campo como fertilizante, esta passa por um processo de biodigestão anaeróbica para geração do biogás;

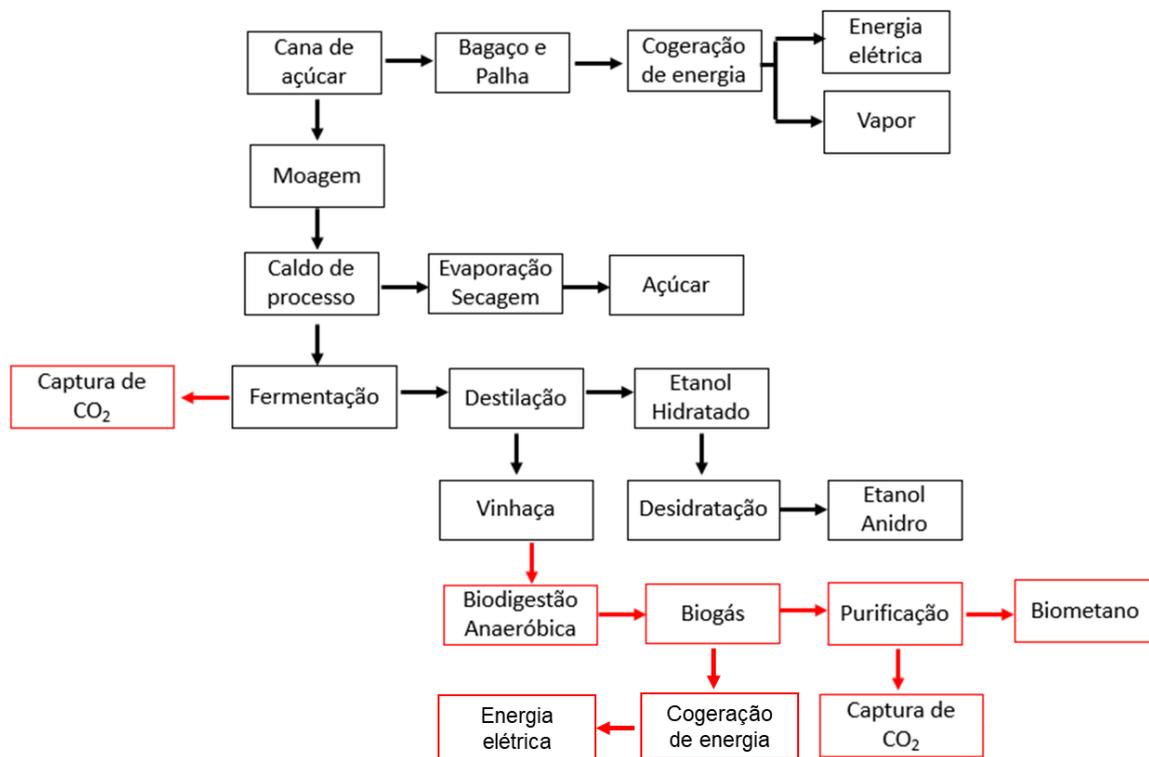
III. O biogás produzido passa por um processo de purificação, onde é separado o CO₂ e o biometano (o montante de biogás utilizado é equivalente a demanda de diesel nos caminhões para transporte de cana-de-açúcar);

IV: O CO₂ é armazenado e comercializado no mercado e o biometano é utilizado em substituição ao diesel nos caminhões para o transporte de cana-de-açúcar.

V: O biogás remanescente alimenta um moto-gerador que produz eletricidade e é comercializado no mercado.

A Figura 17 ilustra o sistema de produção com a inserção do procedimento de captura de CO₂ e utilização do biometano. Destaca-se em vermelho as alterações em comparação ao Cenário I.

Figura 17: Fluxograma referente ao Cenário III



Fonte: Elaborado pelo autor, com base em Elia Neto (2017).

Vale ressaltar que no trabalho não considerou a demanda extra de energia nos processos de captura de CO₂ dada a disponibilidade de dados, além disso foi considerado que as tecnologias e os processos de produção alternativos estão em plena eficiência. Porém, até o momento, ainda há barreiras a serem superadas tais como: eficiência em conversão, armazenamento e abastecimento.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados foram apresentados em três partes: capacidade de produção, intensidade de carbono e arbitragem de exportação para os três cenários: cenário I: base; cenário II: biogás + captura de CO₂; cenário III: biometano + captura de CO₂.

5.1. Capacidade de produção

A capacidade de produção aborda a moagem de cana-de-açúcar, produção de etanol, vinhaça, biogás, bioeletricidade oriundo do bagaço e do biogás, biometano e a captura de CO₂ nos processos de fermentação e purificação do biogás.

Vale ressaltar que a moagem de cana-de-açúcar, a produção de etanol e vinhaça e a bioeletricidade proveniente do bagaço são idênticos em todos os cenários uma vez que não há variação nos coeficientes técnicos de conversão nessas variáveis. A Tabela 12 sumariza a capacidade de produção nos três cenários.

Tabela 12: Capacidade de produção nos cenários I; cenário II e cenário III.

	Unid.	Cenário I	Cenário II	Cenário III
Moagem	10 ⁶ ton	2,2	2,2	2,2
Açúcar	10 ³ ton	100,8	100,8	100,8
Etanol	10 ⁶ litro	117,7	117,7	117,7
Vinhaça	10 ⁹ litro	1,4	1,4	1,4
Biogás	10 ⁶ Nm ³	-	10,2	6,6
Bioeletricidade – Bagaço	GWh	81,7	81,7	81,7
Bioeletricidade – Biogás	GWh	-	24,3	15,6
Bioeletricidade – Total	GWh	81,7	106,0	97,3
Biometano	10 ⁶ Nm ³	-	-	2,2
Consumo de Diesel - Transporte	10 ⁶ litro	2,2	2,2	-
Captura de CO ₂ - Fermentação	10 ³ tCO ₂	-	75,7	75,7
Captura de CO ₂ - Purificação	10 ³ tCO ₂	-	-	2,7
Captura de CO ₂ – Total	10 ³ tCO ₂	-	75,7	78,4

Fonte: Resultados da pesquisa

No cenário I, a produção reflete a produção de uma usina típica da região Centro Sul, onde a partir de 2,2 milhões de toneladas de cana-de-açúcar são produzidos 117,7 milhões de litros de etanol, consequentemente 1,4 bilhão de litros de vinhaça (utilizado como fertirrigação no campo) e a exportação de 81,7 GWh de bioeletricidade oriundo do bagaço da cana-de-açúcar. No cenário II, a partir da mesma moagem e produção de etanol do cenário base, adiciona-se o processo de biodigestão da vinhaça para produção de biogás. Os 1,4 bilhão de litros de vinhaça

são utilizados como matéria-prima para produção de 10,2 milhões Nm³ de biogás (vale ressaltar que os nutrientes da vinhaça permanecem e não há prejuízo para fertirrigação).

Nesse cenário, todo biogás é utilizado para abastecer um moto-gerador o qual é responsável por adicionar 24,3 GWh na exportação de bioeletricidade da planta, totalizando 106,0 GWh. A eficiência passa de 37,5 para 48,6 kWh/ton de cana-de-açúcar, ou seja, um aumento de aproximadamente 30%.

Além do processo de biodigestão da vinhaça, nesse cenário, é adicionado a captura de CO₂ no processo de fermentação. Tendo como base a produção de etanol e a quantidade de CO₂ produzida no processo, o volume de CO₂ capturado chega a 75,7 mil toneladas de CO₂.

No cenário III, a partir da mesma moagem e produção de etanol do cenário base, adiciona-se o processo de biodigestão da vinhaça para produção de biogás. Os 1,4 bilhão de litros de vinhaça são utilizados como matéria-prima para produção de 10,2 milhões Nm³ de biogás.

Porém diferentemente do cenário II, parte desse biogás passa por um processo de purificação onde é produzido o biometano para substituir o diesel dos caminhões e parte é utilizado para abastecer o moto-gerador para aumentar a capacidade de exportação de bioeletricidade.

O volume de biogás destinado para produção de biometano é de 3,7 milhões Nm³, com esse montante é possível produzir 2,2 milhões Nm³ de biometano, quantidade equivalente a demanda de diesel utilizado nos caminhões.

O volume remanescente é utilizado para abastecer o moto-gerador o qual é responsável por adicionar 15,6 GWh na exportação de bioeletricidade da planta, totalizando 97,7 GWh. A eficiência passa de 37,5 para 44,7 kWh/ton de cana-de-açúcar, ou seja, um aumento de 19%.

Além das 75,7 mil toneladas de CO₂ capturados no processo de fermentação, nesse cenário, adiciona-se a captura de CO₂ no processo de purificação do biogás. Considerando o montante de biogás para produção de biometano e a quantidade de CO₂ em sua composição, nesse processo, é possível capturar 2,7 mil toneladas de CO₂, totalizando 78,4 mil toneladas de CO₂.

5.2.Intensidade de carbono

As intensidades de carbono do etanol foram calculadas com base no modelo CA-GREET 3.0 (Tier 1 Simplified CI Calculator for Sugarcane-derived Ethanol) Os resultados foram apresentados no mesmo padrão do modelo, com exceção aos cenários alternativos que contém a captura de CO₂, o qual foi calculado de forma exógena e inserido a posteriori no modelo⁴⁷.

⁴⁷ Foi adicionado como créditos extras na contabilidade total das emissões

cogeração e captura de CO₂ no processo de fermentação e na purificação do biogás apresenta uma intensidade de carbono de 15,7 gCO₂e/MJ; 69% menor em comparação ao etanol produzido em uma usina padrão da região CS.

As principais alterações em relação ao cenário base estão no crédito da captura de carbono no processo da fermentação; nas emissões no transporte de cana-de-açúcar e torta de filtro no crédito de cogeração e no crédito da captura de CO₂ na purificação do biogás.

A inserção da captura de CO₂ na fermentação proporciona um crédito de 28,8 gCO₂e/MJ, assim como no Cenário II.

O biometano produzido através da purificação do biogás é utilizado nos caminhões em substituição ao diesel. Sendo assim, as emissões referentes ao transporte de cana-de-açúcar e torta de filtro passam de 5,2 para 0,5 gCO₂e/MJ, o qual representa a redução de 90%.

O biogás remanescente acarreta em um aumento da exportação de bioeletricidade a rede, que passa de 81,7 para 97,3 GWh. Vale ressaltar que o valor é menor em comparação ao cenário II, uma vez que parte do volume do biogás é destinado a produção de biometano. Consequentemente o crédito referente a cogeração aumenta em menor proporção de 7,1 para 8,5 gCO₂e/MJ.

Além dos créditos proveniente da captura de CO₂ no processo de fermentação, nesse cenário, foi contabilizado a captura do CO₂ na purificação do biogás. Considerando a concentração de CO₂ no biogás e o volume destinado para produção de biometano, o crédito foi estimado em 0,8 gCO₂e/MJ.

5.3.Arbitragem de exportação

A arbitragem de exportação reflete a melhor opção para comercialização entre o mercado interno e o mercado externo, neste caso, especificamente o mercado da Califórnia. Nessa seção, além dos três cenários propostos foi analisado o perfil das usinas brasileiras certificadas no programa LCFS.

Vale ressaltar que o prêmio do programa federal também proporciona um ganho competitivo para exportação brasileira, no entanto, como usam métrica volumétrica, não há diferença entre os cenários.

A diferença entre os cenários é determinada pelo prêmio do programa LCFS proveniente da intensidade de carbono do etanol verificado pelo seu sistema de produção. A Figura 18 apresenta os prêmios referentes ao programa LCFS recebidos pela comercialização dos combustíveis na safra 18/19 de acordo com a sua intensidade de carbono.

A intensidade de carbono média das usinas certificadas pelo programa é de 46,4 gCO₂e/MJ, cerca de 9% abaixo do cenário I, mostrando que as usinas certificadas são mais eficientes em termos de emissão de carbono em comparação à média do setor.

Com essa nota de eficiência, o programa LCFS proporciona um prêmio médio de USD 0,65/galão, no entanto, como a escolha da aquisição do etanol brasileiro também depende do custo de oportunidade da compra do etanol americano oriundo de milho, o crédito contabilizado é a diferença entre os dois prêmios, totalizando USD 0,36/galão⁵³.

No cenário I, o etanol produzido em uma usina típica da região CS apresenta um prêmio de USD 0,59/galão, descontado o prêmio do etanol de milho, o prêmio chega a USD 0,30/galão, 16,5% abaixo da média das usinas certificadas, mostrando que uma usina padrão do CS teria maiores dificuldades na exportação do etanol.

No cenário II, o etanol produzido em uma usina que faz o uso do biogás para aumentar a capacidade de cogeração e captura de carbono na fermentação apresenta um prêmio de USD 1,02/galão, descontado o prêmio do etanol de milho, o prêmio chega a USD 0,73/galão, 143% e 103% acima do cenário I e da média das usinas certificadas, respectivamente.

No cenário III, o etanol produzido em uma usina que faz o uso do biogás para produção de biometano para substituir o diesel nos caminhões e aumentar a capacidade de cogeração e captura de carbono na fermentação e na purificação do biogás apresenta um prêmio de USD 1,08/galão, descontado o prêmio do etanol de milho, o prêmio chega a USD 0,79/galão, 163% e 119% acima do cenário I e da média das usinas certificadas, respectivamente.

O cenário III apresenta as melhores condições para a exportação, sendo mais vantajosa a exportação em praticamente o ano todo, com exceção ao mês de abril/18. A Tabela 15 apresenta a arbitragem de exportação para todos os meses da safra 18/19 para todos os cenários. Os valores negativos indicam que a arbitragem de exportação não é viável, constatando que, a melhor opção seria a comercialização no mercado doméstico.

⁵³ Ressalta-se que o diferença entre os prêmios (etanol de cana-de-açúcar e milho) é utilizado apenas para calcular a arbitragem, na comercialização, a usina fica com o crédito inteiro.

