

LUCAS SIQUEIRA ARAGÃO

**ANÁLISE DE BIOCOMBUSTÍVEIS: TECNOLOGIAS, METAS E IMPACTOS
AMBIENTAIS E ECONÔMICOS**

São Paulo

2022

LUCAS SIQUEIRA ARAGÃO

**ANÁLISE DE BIOCOMBUSTÍVEIS: TECNOLOGIAS, METAS E IMPACTOS
AMBIENTAIS E ECONÔMICOS**

Trabalho de formatura apresentado à
Escola Politécnica da Universidade de
São Paulo para a obtenção do diploma
de Engenheiro de Produção.

Orientador: Prof. Dr. João Amato Neto

São Paulo

2022

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.

Catálogo-na-publicação

Aragão, Lucas Siqueira
Análise de Biocombustíveis: Tecnologias, Metas e Impactos Ambientais
e Econômicos / L. S. Aragão -- São Paulo, 2022.
145 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São
Paulo. Departamento de Engenharia de Produção.

1.Biocombustíveis I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica.
Departamento de Engenharia de Produção II.t.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Sebastião e Magda, por todo o apoio e amor dados todos esses anos. Tudo o que tenho e sou devo a eles.

Aos meus avós, Lourival e Maria Julita, que tiveram participação determinante na minha criação e que nunca mediram esforços para dar o melhor para nossa família.

Aos meus irmãos, Marcelo, Juliana e Felipe e aos meus familiares, que me moldaram como pessoa, me ensinaram os valores que tenho e celebraram comigo cada vitória ao longo dessa caminhada.

A José Antônio Pignaton, Maria Helena, e a toda a comunidade do Centro Educacional Leonardo da Vinci, por todas as oportunidades e aprendizados que me foram dados ao longo da minha trajetória estudantil, e por me formarem como cidadão do mundo.

Ao Professor Doutor João Amato Neto, pelas orientações e ajuda ao longo deste Trabalho.

À Escola Politécnica da USP, pela formação de excelência e pelas portas abertas em minha vida acadêmica e profissional.

Aos meus amigos, pelo companheirismo e parceria que tornam a caminhada da vida mais fácil e proveitosa e por todas as boas memórias construídas juntos.

RESUMO

O presente Trabalho Final (TF) tem como objetivo promover uma investigação ampla do uso de biocombustíveis como fonte de energia em distintos cenários econômicos. Sua principal preocupação é compreender a relação entre as tecnologias disponíveis para a produção de energia a partir dos biocombustíveis, as metas de redução de emissões de carbono e os possíveis impactos positivos ou negativos, de ordem econômica ou ambiental de sua adoção. Para tanto, o trabalho parte de uma ampla revisão de literatura dedicada aos principais tipos de biocombustíveis (etanóis, biodiesel, biodiesel de segunda geração, diesel renovável etc.) de modo a compreender suas peculiaridades e tecnologias próprias de cada um deles, bem como suas vantagens e desvantagens para os atores econômicos envolvidos. Em seguida, o trabalho se debruça sobre os diversos mandatos governamentais para uso de biocombustíveis em distintos países, visando propor um estudo comparativo das diferentes metas e organizações nacionais relativas à transição energética em benefício da incrementação do uso de biocombustíveis. Segue-se também uma seção dedicada as projeções da transição energética para o mercado, sopesando os custos e o retorno do uso e produção de biocombustíveis. Além disso, o trabalho fornece um estudo de caso do plano de expansão das plantas de etanol de segunda geração da Raízen, analisando especialmente os custos e retornos por planta, bem como o retorno total aos acionistas. Enfim, o trabalho propõe uma elaboração dos cenários possíveis para a transição energética até 2030 e dos impactos na emissão total de gases e nas consequências de natureza econômica em cada cenário elaborado.

Palavras-chave: Biocombustíveis. Biocombustíveis avançados. Metas de descarbonização. Transição energética. Raízen

ABSTRACT

This Bachelor's Thesis (TF) aims to kindle a broad investigation of the use of biofuels as an energy source in different economic scenarios. Its main concern is to understand the relationship between the available technologies for energy production from biofuels, the carbon emissions reduction targets and the possible positive or negative economic or environmental impacts of its adoption. To this end, the work inaugurates a broad literature review dedicated to the main types of biofuels (ethanol, biodiesel, second generation biodiesel, renewable diesel, etc.) in order to understand their peculiarities and technologies, as well as their advantages and disadvantages for the economic actors involved. Next, the paper focuses on the various government mandates for the use of biofuels in different countries, aiming to propose a comparative study of the different national goals and organizations related to energy transition in favor of the increased use of biofuels. There follows also a section dedicated to the projections of the energy transition for the market, weighing the costs and the return of the use of biofuels. In addition, the paper provides a case study of the expansion plan of the second-generation ethanol plants of Raízen, analyzing especially the costs and returns per plant, as well as the total shareholders return. Finally, the work proposes an elaboration of the possible scenarios for the energy transition up to 2030 and the impacts on total gas emissions and the economic consequences in each scenario elaborated.

Keywords: Biofuels. Advanced biofuels. Decarbonisation targets. Energy transition. Raízen

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Produção mundial de biocombustíveis (MORGAN STANLEY, 2019)	23
Figura 2: Participação por país na produção mundial de etanol (MORGAN STANLEY, 2019).....	23
Figura 3: Esquema de fermentação para obtenção do etanol (GUPTA e DEMIRBAS, 2010).....	24
Figura 4: Moagem de cana-de-açúcar por safra no Brasil (UNICA, 2021)	26
Figura 5: Produção total de etanol por safra no Brasil (UNICA, 2021).....	27
Figura 6: Participação do etanol hidratado no Ciclo Otto brasileiro (ANP e Bank of America Merrill Lynch, 2021).....	27
Figura 7: Abertura e fechamento de usinas de cana-de-açúcar por ano no Brasil (EPE, 2017).....	28
Figura 8: Emissões por biocombustível (RAÍZEN, 2022).....	29
Figura 9: Mix da safra brasileira de cana-de-açúcar (UNICA, 2021).....	32
Figura 10: Fatores de conversão de ATR (CONSECANA, 2011).....	32
Figura 11: Paridade de preços – Hidratado, Anidro e Açúcar (MB Agro)	33
Figura 12: Produção de etanol dos EUA (EIA, 2022).....	34
Figura 13: Produção de etanol e biodiesel por país – 2017 (MORGAN STANLEY, 2019).....	34
Figura 14: Participação por país na produção global de etanol (MORGAN STANLEY, 2019).....	35
Figura 15: Produção brasileira de etanol de milho (Bank of America Merrill Lynch, 2021).....	36
Figura 16: Fluxograma do processamento do milho para produção do etanol e.....	36
Figura 17: Parâmetros da produção de etanol de milho e de cana-de-açúcar (Scot Consultoria, 2020)	37
Figura 18: Etanol produzido na União Europeia por tipo de matéria-prima (USDA, 2022).....	38
Figura 19: Produção de biodiesel por tipo de matéria-prima (MORGAN STANLEY, 2019).....	39
Figura 20: Fluxograma de produção do biodiesel.....	40
Figura 21: Fluxograma simplificado de produção de etanol 1G e 2G (NOVO, 2016) .	42
Figura 22: Etapas da produção do etanol de segunda geração (Bank of America Merrill Lynch, 2021).....	42
Figura 23: Disponibilidade de matéria prima (kg) por tonelada de cana-de-açúcar (RAÍZEN, 2022).....	43
Figura 24: Fluxograma da produção de biodiesel e diesel renovável (KNOTHE, 2010)	44
Figura 25: Demanda projetada de diesel renovável por região (MORGAN STANLEY, 2021).....	46
Figura 26: Capacidade total de produção de projetos de diesel renovável em construção e possíveis (MORGAN STANLEY, 2021)	46
Figura 27: Mercados de carbono globais (JP MORGAN, 2021)	50
Figura 28: Emissões europeias de GEE por setor. 1990 = base 100 (BBI, 2021)	58
Figura 29: Percentual de mistura do etanol e do biodiesel no Brasil (ANP, 2022 e Bank of America Merrill Lynch, 2021)	58

Figura 30: Fluxograma do programa RenovaBio (BTG PACTUAL, 2021).....	60
Figura 31: Metas anuais de CBIOS estabelecidas pelo RenovaBio (BTG PACTUAL, 2021).....	61
Figura 32: Classificação de combustíveis bioenergéticos (ETIP, 2021).....	62
Figura 33: Tipos de biocombustíveis avançados (ETIP, 2021)	63
Figura 34: Metas de energia renovável para o setor de transportes europeu – RED II (ICCT, 2017)	64
Figura 35: Cálculo do Preço Mínimo de E2G (Autor).....	65
Figura 36: Metas de biocombustíveis da EISA para o RFS (EPA, 2022).....	66
Figura 37: Critérios de emissão para enquadramento como biocombustível no RFS (EPA, 2022).....	67
Figura 38: Códigos “D-code” dos diferentes tipos de biocombustíveis do RFS (EPA, 2022).....	68
Figura 39: Histórico de preços dos RINs (EPA, 2022).....	68
Figura 40: Benchmarks de intensidade de carbono da gasolina e do diesel no LCFS (JP MORGAN, 2021)	70
Figura 41: Performance e metas do LCFS (JP MORGAN, 2021).....	70
Figura 42: Produção histórica de etanol na Índia e taxa de blend no Ciclo Otto (BANK OF AMERICA, 2021)	72
Figura 43: Taxa de mistura de etanol e biodiesel na China (BANK OF AMERICA, 2021).....	74
Figura 44: Multas de carbono por descumprimento do mix de biocombustíveis determinado na Europa (BBI, 2021).....	76
Figura 45: Cálculo do preço normalizado de E2G considerada a multa de carbono (Autor)	77
Figura 46: Prêmio histórico de E2G na Europa versus preço do E1G brasileiro (BANK OF AMERICA, 2021)	77
Figura 47: Prêmio histórico de E2G nos EUA versus preço do E1G brasileiro (BANK OF AMERICA, 2021)	77
Figura 48: Histórico e cálculo do preço futuro de E2G (RAIZEN, 2021).....	78
Figura 49: Histórico de preços dos RINs (EPA, 2022).....	78
Figura 50: Preços médios dos RINs por ano (EPA, 2022).....	78
Figura 51: Preços médios históricos dos RINs (Autor).....	79
Figura 52: Principais projetos de novas capacidades de biocombustíveis no mundo (MORGAN STANLEY, 2019).....	79
Figura 53: Custo médio estimado para construção de nova capacidade de E2G (Autor)	80
Figura 54: Custo médio estimado para construção de nova capacidade de biodiesel e diesel renovável (Autor)	80
Figura 55: Produção de açúcar, E1G e E2G por planta da Raízen (RAÍZEN, 2021) ...	86
Figura 56: Prêmio histórico do E2G versus E1G (RAÍZEN, 2021)	86
Figura 57: Custo de produção por litro de E2G (BANK OF AMERICA, 2021 e RAIZEN, 2021)	87
Figura 58: Curva de maturação de CAPEX e receita por planta de E2G (Autor e RAÍZEN, 2021)	88
Figura 59: Volume consolidado de E2G produzido no projeto de expansão da Raízen (Autor e RAÍZEN, 2021).....	88

Figura 60: Curva de investimentos e EBITDA do Projeto de E2G (Autor)	89
Figura 61: Premissas de volume e preços do Projeto de E2G (Autor).....	89
Figura 62: Receita e EBITDA do Projeto de E2G (Autor)	89
Figura 63: Fluxo de caixa livre do Projeto de E2G (Autor).....	90
Figura 64: Fluxo de caixa livre do Projeto de E2G (Autor).....	90
Figura 65: WACC do Projeto de E2G da Raízen (Autor).....	91
Figura 66: TIR e NPV do Projeto de E2G (Autor)	92
Figura 67: Fluxograma de produção da planta de E2G da Clariant (BRADESCO BBI, 2021).....	93
Figura 68: Projeção de demanda energética para transportes da EIA.....	97
Figura 69: Projeção da demanda de combustíveis líquidos por setor (OPEC, 2021) ...	98
Figura 70: Projeção da demanda de combustíveis líquidos do setor de transportes por região (OPEC, 2021)	98
Figura 71: Projeção da frota global de veículos (OPEC, 2021).....	99
Figura 72: Curvas futuras de preço de petróleo (Bloomberg).....	100
Figura 73: Definição de cenários da IEA	102
Figura 74: Metas de consumo de biocombustíveis da IEA.....	102
Figura 75: Taxa de emissão de CO ₂ – Etanol (ICCT, 2017, CHRISTENSEN, 2021 e Autor)	103
Figura 76: Taxa de emissão de CO ₂ – Biodiesel (ICCT, 2017 e Autor)	104
Figura 77: Taxa de emissão de CO ₂ – Diesel Renovável (CHRISTENSEN, 2021 e Autor)	105
Figura 78: Percentuais de penetração de biocombustíveis na matriz energética de transporte das principais regiões do mundo (OPEC, 2022; IEA, 2022; Autor)	107
Figura 79: Consumo de energia do setor de transporte (IEA, 2022).....	112
Figura 80: Emissões de CO ₂ do setor de transporte (IEA, 2022)	112
Figura 81: Impacto total de redução de emissões de CO ₂ pelos biocombustíveis em 2030 – Cenário pessimista.....	113
Figura 82: Demanda do Ciclo Otto Brasileiro (EPE, 2020).....	114
Figura 83: Redução de emissões de CO ₂ pela utilização de biocombustíveis na matriz energética de combustíveis para transporte no Brasil – Cenário Base	114
Figura 84: China - Demanda histórica de diesel e gasolina (BP, 2022).....	115
Figura 85: Redução de emissões de CO ₂ pela utilização de biocombustíveis na matriz energética de combustíveis para transporte na China – Cenário Base	116
Figura 86: Índia - Consumo histórico de petróleo e projeção (BP, 2022 e OPEC, 2022)	117
Figura 87: Redução de emissões de CO ₂ pela utilização de biocombustíveis na matriz energética de combustíveis para transporte na Índia – Cenário Base.....	118
Figura 88: EUA - Consumo de derivados de petróleo por fonte e por setor (EIA, 2022)	118
Figura 89: EUA - Consumo de combustíveis pelo setor de transporte (BP, 2022).....	119
Figura 90: Redução de emissões de CO ₂ pela utilização de biocombustíveis na matriz energética de combustíveis para transporte nos EUA – Cenário Base.....	120
Figura 91: Redução de emissões de CO ₂ pela utilização de biocombustíveis na matriz energética de combustíveis para transporte na Europa – Cenário Base	121
Figura 92: Redução de emissões de CO ₂ /ano por região em 2030 – Cenário Base ...	122
Figura 93: Consumo total de biocombustíveis – Cenário-base.....	122

Figura 94: Investimento total necessário – Cenário-base.....	123
Figura 95: Consumo total de biocombustíveis por tipo e por região em 2030 – Cenário-base	123
Figura 96: Demanda energética de biocombustíveis – Cenário otimista.....	124
Figura 97: Consumo total de biocombustíveis – Cenário Otimista	124
Figura 98: Emissão média dos biocombustíveis – Cenário otimista.....	125
Figura 99: Redução total de emissões de CO2/ano pelo uso de biocombustíveis – Cenário otimista.....	125
Figura 100: Investimento total necessário – Cenário otimista	126
Figura 101: Redução de emissões de CO2 pelo uso de.....	126
Figura 102: Redução incremental de emissões de CO2 pelo uso de.....	127
Figura 103: Emissões de CO2 do setor de transporte em cada cenário	128
Figura 104: Investimento total necessário em cada cenário.....	128

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	19
1.1 Motivações do estudo	19
1.2 Objetivos do trabalho	20
1.3 Estrutura.....	20
2. REVISÃO DA LITERATURA	22
2.1 Etanol.....	22
2.1.1 Etanol de cana-de-açúcar	25
2.1.2 Etanol de milho.....	33
2.1.3 Etanol de beterraba	38
2.2 Biodiesel	39
2.3 Biocombustíveis avançados.....	40
2.3.1 Etanol de Segunda Geração (E2G).....	41
2.3.2 Diesel Renovável (HVO).....	44
2.3.3 SAF (Combustível de Aviação Sustentável)	47
2.4 Crédito de carbono.....	48
2.5 Termos econômicos para avaliação de investimentos	51
2.6 Análise de cenários para projeções de transição energética e relacionadas ao clima, riscos e oportunidades	53
3. MANDATOS GOVERNAMENTAIS	57
3.1 Brasil.....	58
3.1.1 – RenovaBio	59
3.2 Europa - <i>Renewable Energy Directive</i>	61
3.3 EUA – <i>Renewable Fuel Standard</i> (RFS).....	65
3.3.1 <i>Low Carbon Fuel Standard</i> (LCFS).....	68
3.4 Índia	72
3.5 China.....	73
4. PROJEÇÕES E MERCADO.....	75
4.1 Aspectos econômicos de projetos de biocombustíveis prontos e em construção .	75
4.1.1 Precificação dos biocombustíveis.....	76
4.1.1 Custos de desenvolvimento	79
4.2 Restrições, riscos e desafios do setor de biocombustíveis.....	81
4.2.1 O estado da indústria hoje.	81
4.2.2 A complexidade da cadeia de valor dos biocombustíveis	82

4.3 Principais empresas do setor.....	83
4.3.1 Raízen e o Etanol de Segunda Geração (E2G).....	84
4.3.3 Clariant	93
4.3.4 Neste	94
5. ELABORAÇÃO DE CENÁRIOS PARA A TRANSIÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS – 2030	96
5.1 Premissas-Chave.....	96
5.1.1 Demanda energética do setor de transportes	96
5.1.2 Demanda energética por tipo de transporte (veículos leves, pesados e aviação).....	97
5.1.3 Tamanho total da frota de veículos a combustão e de veículos elétricos	99
5.1.4 Preço de longo prazo de petróleo	99
5.1.5 Cenários da IEA	100
5.1.6 Emissões de CO ₂ por categoria de biocombustível	102
5.2 Cenários do Autor.....	106
5.2.3 Cenário pessimista.....	106
5.2.1 Cenário-base	107
5.2.2 Cenário otimista.....	109
6. CÁLCULOS DOS IMPACTOS DE EMISSÕES E INVESTIMENTOS TOTAIS EM CADA CENÁRIO	111
6.1 Cenário pessimista.....	111
6.2 Cenário base	113
6.2.1 Brasil.....	114
6.2.2 China.....	115
6.2.3 Índia	116
6.2.4 Estados Unidos	118
6.2.5 Europa.....	120
6.3 Cenário otimista.....	123
6.4 Conclusão e considerações finais	126
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	130

1. INTRODUÇÃO

As agendas de descarbonização e de transição energética são marcas do mundo contemporâneo. As metas de alcançar uma matriz energética limpa e “Net Zero” emissões de carbono até 2050 representam os principais emblemas dessas agendas. Atualmente, 20% da demanda energética mundial e 20% das emissões totais de CO₂ vem do setor de transportes (IEA, 2021). Por consequência, a redução da intensidade de emissão de carbono neste setor é de grande importância para o cumprimento das metas mundiais de descarbonização previstas nos acordos finais da COP21, COP26 e nos diferentes programas governamentais de descarbonização estabelecidos a nível doméstico em diferentes países.

1.1 Motivações do estudo

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, na sigla em inglês), as emissões de CO₂ do setor de transporte cresceram a uma taxa média anual de 1,7% de 1990 a 2021, mais rápido do que qualquer outro setor de utilização final de energia. Para se alinhar ao Cenário *Net Zero* até 2050 da IEA, as emissões de CO₂ provenientes de transportes devem cair cerca de 3% ao ano até 2030. Forte regulamentação e incentivos fiscais, bem como investimentos consideráveis em infraestrutura que permita emissões zero e de baixo carbono pelas operações de veículos serão necessárias para alcançar essas reduções de emissões.

Para alcançar o cenário Net Zero 2050, o setor de transporte depende da rápida eletrificação de sua frota de veículos, medidas de eficiência energética operacional e técnica e comercialização e ampliação de combustíveis de baixo carbono, sobretudo nos subsetores marítimo e de aviação. Neste contexto, os biocombustíveis, de primeira, segunda e terceira geração, aparecem como uma das principais soluções para a descarbonização do setor de transportes. Além disso, após o início da Guerra Russo-Ucraniana e as sanções aplicadas por blocos econômicos e países unilateralmente, somadas à possível reorganização das redes mundiais de comércio de petróleo e derivados, o tema da segurança e independência energética tornou-se de grande importância aos países do mundo, sobretudo àqueles sem reservas consideráveis de

petróleo. O uso de matérias primas vegetais ou de resíduos como biocombustíveis pode ser uma solução para parte do problema.

1.2 Objetivos do trabalho

O presente trabalho possui como objetivo revisar os diferentes tipos de biocombustíveis e suas tecnologias associadas. Serão explorados o histórico de desenvolvimento dos biocombustíveis, seu processo de implementação nas diferentes regiões do mundo e os mandatos governamentais de biocombustíveis vigentes no Brasil, Estados Unidos, Europa, China e Índia, além das metas propostas pela IEA para biocombustíveis e emissões do setor de transportes global. No trabalho, serão apresentadas projeções sobre o crescimento da demanda e da oferta desses combustíveis, bem como explorados os desafios técnicos e os aspectos econômicos inerentes a viabilidade do surgimento de novas plantas de produção de biocombustíveis ao redor do mundo. Será realizado também um estudo de caso acerca dos aspectos econômicos das plantas de produção de etanol de segunda geração de uma empresa brasileira pioneira no desenvolvimento e produção de biocombustíveis, a Raízen. Por fim, serão traçados diferentes cenários acerca do cumprimento das metas globais de descarbonização existentes hoje. Para cada cenário, será calculado o impacto da implementação dos biocombustíveis no balanço global de emissão de CO₂ e o investimento total necessário para tal implementação.

1.3 Estrutura

O trabalho será estruturado em cinco capítulos. Nesta introdução, i.e. o primeiro capítulo, são apresentadas as motivações e os objetivos do trabalho.

No segundo capítulo, será realizada a revisão da literatura do tema e da bibliografia utilizada como fonte para o trabalho. Serão esclarecidos conceitos-chave abordados ao longo do trabalho relacionados às diferentes tecnologias de biocombustíveis, créditos de carbono, elaboração de cenários e também de termos econômicos utilizados para a determinação da viabilidade econômica do desenvolvimento de projetos.

O terceiro capítulo irá explorar as legislações acerca do clima e da descarbonização das matrizes energéticas de transporte no mundo e das suas metas para os próximos anos. Serão revisadas as principais metas de descarbonização das regiões, o histórico e os atuais programas dos setores de etanol e biodiesel no Brasil e os diferentes programas nacionais de implementação de biocombustíveis dos Estados Unidos, União Europeia, China e Índia.

O quarto capítulo será dedicado ao entendimento dos aspectos de mercado do setor de biocombustíveis no mundo, explorando a precificação e os custos de desenvolvimento e produção dos biocombustíveis, além de entender os principais desafios técnicos e econômicos para o crescimento do setor e da oferta de biocombustíveis. Serão analisadas três das principais empresas de biocombustíveis avançados do mundo e será feito um breve estudo de caso acerca dos aspectos econômicos do plano de expansão da Raízen, uma empresa brasileira produtora de biocombustíveis de primeira e segunda geração.

No quinto capítulo são definidas as premissas-chave que serão utilizadas nas projeções propostas adiante e serão propostos três cenários de transição energética com diferentes desenvolvimentos do mercado de biocombustíveis. Por fim, tendo em vista as diferentes metas nacionais de descarbonização, serão traçados três possíveis cenários acerca da implementação dos biocombustíveis ao redor do mundo, um cenário base, um otimista e um pessimista.

Por fim, o sexto capítulo irá conter os cálculos realizados para determinar o impacto dos biocombustíveis nas emissões globais de CO₂ e o investimento total necessário em cada cenário proposto.

2. REVISÃO DA LITERATURA

2.1 Etanol

O etanol é uma substância química pertencente à função dos álcoois, com fórmula C_2H_5OH . Trata-se de um líquido incolor, inflamável e anfifílico, solúvel em água ou solventes orgânicos como gasolina e óleos. O etanol é usado mais comumente para produção de bebidas e como biocombustível, mas possui usos industriais e químicos, na forma de solvente ou para fabricação de cosméticos e produtos de limpeza.

Seu uso como combustível foi inaugurado por Samuel Morey, inventor norte-americano dedicado ao desenvolvimento de motores de combustão interna e navios a vapor, em 1826, o qual foi responsável por criar uma mistura química que continha etanol e alimentava um motor de combustão interna (Bielaczyc et al, 2016). Em 1860, o etanol passou a chamar atenção quando Nicholas Otto, criador do modelo de motor de combustão interna atual dos veículos, deu início a experimentos com um novo modelo de motor de combustão interna que utilizava o etanol como combustível. Em 1896, Henry Ford projetou seu primeiro veículo, o Ford Quadricyle, que utilizava como combustível o etanol. Em 1908, o famoso Ford Model T, por sua vez, podia rodar tanto com gasolina quanto com álcool (Francisco, X. et al, 2015) . Entretanto, nas décadas seguintes, o uso do etanol como combustível não prosperou em função da descoberta e popularização dos usos do petróleo e de seus combustíveis derivados, os quais possuíam maior poder calorífico e menor custo de extração e produção.

Não obstante, após a Crise do Petróleo na década de 1970, o uso do etanol voltou a crescer e a ser explorado como combustível alternativo aos derivados de petróleo, sobretudo a gasolina, principalmente pelo Brasil e pelos Estados Unidos - hoje os maiores produtores mundiais do biocombustível. O etanol é o biocombustível mais utilizado do mundo, representando 70% do mercado de biocombustíveis, com produção anual total de aproximadamente 110 bilhões de litros (IEA, 2018). Os EUA e o Brasil hoje produzem aproximadamente 85% do etanol mundial (Renewable Fuels Association).

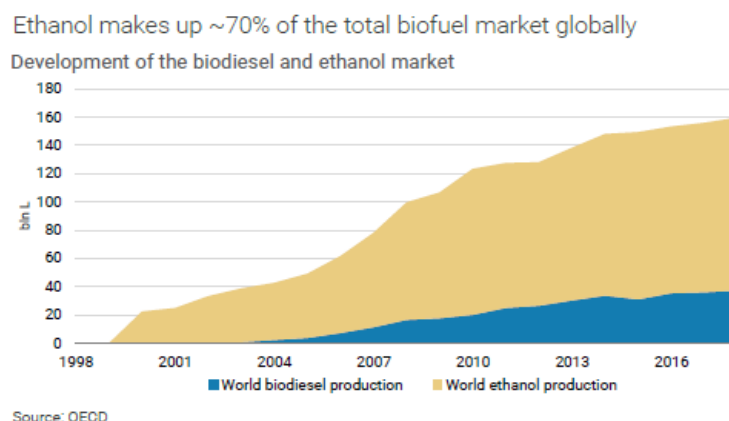


Figura 1: Produção mundial de biocombustíveis (MORGAN STANLEY, 2019)

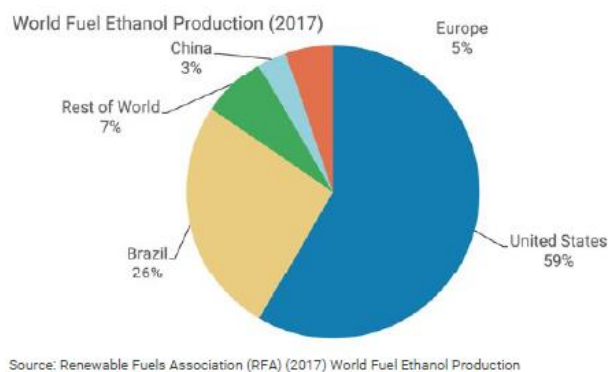


Figura 2: Participação por país na produção mundial de etanol (MORGAN STANLEY, 2019)

O etanol é produzido e utilizado em duas formas, anidro e hidratado. O etanol anidro consiste numa solução de 99% de concentração de álcool, que é misturado pelos distribuidores de combustíveis à gasolina das refinarias (gasolina A), formando assim a gasolina C, que é utilizada como combustível para veículos com combustão interna. Como convenção mundial, utiliza-se a nomenclatura EXX para se identificar o teor de etanol numa mistura com gasolina, sendo E10 uma mistura com 10% de teor de etanol. O etanol hidratado, por sua vez, trata-se de uma solução com aproximadamente 94% de concentração de etanol e 6% de água, e é utilizado como combustível substituto da gasolina de forma direta nos motores dos veículos, sem misturas.

Um motor de combustão tradicional movido a gasolina suporta uma mistura de gasolina com até 15% de etanol (E15) sem perda de eficiência e sem necessidade de modificações. Acima desse teor de etanol, os motores exigem tecnologias adaptadas a este tipo de uso. Nos EUA, o etanol é comercializado nos blends E10, E15, E30 e E85, sendo os dois últimos utilizáveis somente por veículos *flex* (i.e. que podem rodar com

gasolina ou etanol) ou com motores adaptados. No Brasil, por lei, a gasolina comercializada possui no mínimo 25% de etanol (gasolina *premium*), mas o mais comum é a mistura de 27% (E27) de etanol anidro na gasolina comum comercializada. Além disso, no Brasil é comum a comercialização do etanol hidratado puro como combustível, sendo este responsável por 30% da demanda de combustíveis do Ciclo Otto no Brasil em 2021 (ANP). O etanol hidratado é utilizado pelos veículos com motor *flex*. Em 2021, no Brasil, o etanol (anidro + hidratado) foi responsável por 49% do volume comercializado no Ciclo Otto, contra 51% da gasolina (ANP).

O etanol possui um poder calorífico de 21,1MJ/l, 34% menor que os 32MJ/l da gasolina pura (ENGINEERING TOOLBOX, 2003), portanto, seu preço de equivalência usualmente está atrelado a um preço de paridade equivalente a 65-70% do preço da gasolina.

O etanol pode ser obtido a partir de diferentes culturas energéticas, sendo as principais o milho, a cana-de-açúcar e a beterraba, mas também pode ser obtido a partir de matérias primas celulósicas, como grama, madeira e resíduos agrícolas. A obtenção do etanol se dá a partir da fermentação dos açúcares das matérias primas processadas, que produzem etanol e gás carbônico como subproduto (GUPTA e DEMIRBAS, 2010).

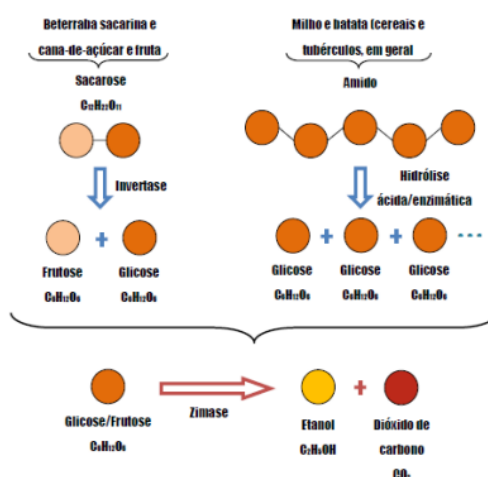


Figura 3: Esquema de fermentação para obtenção do etanol (GUPTA e DEMIRBAS, 2010)

Para a fermentação dos açúcares, primeiro ocorre a extração do açúcar sob a forma de solução líquida, em seguida a fermentação do açúcar por parte das leveduras; e por fim a destilação do etanol visando a sua purificação, geralmente a 95,5 % (etanol hidratado, com 4,5 % de água) ou 99,6 % (etanol desidratado ou puro, com 0,4 % de água) (DEMIRBAS, 2007).

2.1.1 Etanol de cana-de-açúcar

O cultivo da cana de açúcar no Brasil acontece desde o século XVI, sendo o principal motor econômico do Brasil Colônia até a metade do século XVII por meio da produção e comercialização do açúcar (UDOP, 2003). A cana é uma cultura semi-perene, pois após o plantio, ela é cortada várias vezes antes de ser replantada. Seu ciclo produtivo é, em média, de seis anos, com cinco cortes (NOVACANA, 2013).

Em 1925, com a intenção de amenizar as frequentes crises do setor açucareiro brasileiro e diminuir a dependência da importação de combustíveis, ocorreram as primeiras experiências com o etanol combustível. Em 1933, Getúlio Vargas criou o Instituto do Açúcar e do Alcool e pela Lei 737, tornou obrigatória a mistura do etanol na gasolina. Entretanto, foi apenas a partir de 1975 que a indústria sucroalcooleira e o etanol ganharam relevante projeção no Brasil. Com a criação do Programa Nacional do Alcool (Proálcool) em 1975, em resposta à Crise do Petróleo de 1973, a indústria de cana de açúcar no Brasil passou por um processo de intenso crescimento e inovação tecnológica, com a criação e viabilização de um método de produção de etanol integrado às usinas de açúcar existentes à época, e posteriormente em usinas dedicadas exclusivamente a produção de etanol (CORTEZ, 2016). Entretanto, mesmo com a alta do preço do petróleo na década de 70 e 80, o etanol não era economicamente competitivo e a indústria dependia de subsídios governamentais, que duraram até o fim da Ditadura Militar, em 1984.

De 1975 a 1980, iniciativas públicas e privadas investiram um total US\$1 bilhão para a renovação do setor sucroalcooleiro e para aumentar a produção de etanol. Em 1979 o Brasil produziu seu primeiro carro movido puramente a etanol (E100). O período de 1980-1986 conheceu a maturação da tecnologia e do setor, incrementando a porcentagem da frota nacional de veículos movidos a E100 e aumentando a porcentagem de etanol no *blend* da gasolina brasileira. O preço do etanol hidratado foi fixado em 65% do preço da gasolina e o *blend* de etanol na gasolina aumentou para 22% (MORAES, 1999). De 1979 a 1985, a venda de veículos E100 no Brasil cresceu de 0% para 85% do total de vendas de veículos de passeio (IPEA, 2010). Todavia, entre os anos de 1986-1995, a queda acentuada do preço do petróleo, aliada a uma conjuntura econômica brasileira desfavorável, levaram ao fim os subsídios e incentivos fiscais para a indústria de etanol e as usinas não mais foram incentivadas a produzir o combustível. A paridade com o açúcar passou a dominar o ambiente de mercado da indústria e o Brasil se estabeleceu como um grande exportador de açúcar. Entretanto, a opção brasileira pelo câmbio fixo produzia

baixo retorno para a venda das duas *commodities*. Além disso, o governo passou a fixar o preço do etanol como ferramenta para controlar a inflação, o que gerou uma disputa legal entre a Copersucar (cooperativa de produtores sucroalcooleiros) e o governo brasileiro, que compensa financeiramente até hoje as usinas prejudicadas no período (NOVACANA, 2018).

A partir de 1996, as condições macroeconômicas do setor sucroalcooleiro melhoraram de forma significativa, em função do controle da inflação e da depreciação de 70% do BRL, frutos do recém-criado Plano Real, bem como da melhora dos preços do etanol. No início dos anos 2000, o setor sucroalcooleiro brasileiro tornou-se forte e competitivo mundialmente. Foi, contudo, a partir de 2003, com a introdução no Brasil dos veículos *flex-fuel*, que o setor passou por um *boom* de crescimento.

De 2003 a 2011, foram construídas aproximadamente 300 usinas de etanol/açúcar no país (UNICA) e o Brasil se tornou autossuficiente em combustíveis. A moagem total anual de cana do Brasil no período cresceu de 320Mt para 620Mt e a produção de etanol cresceu de 12,6 milhões de m³ para 27,4 milhões de m³ (UNICA).

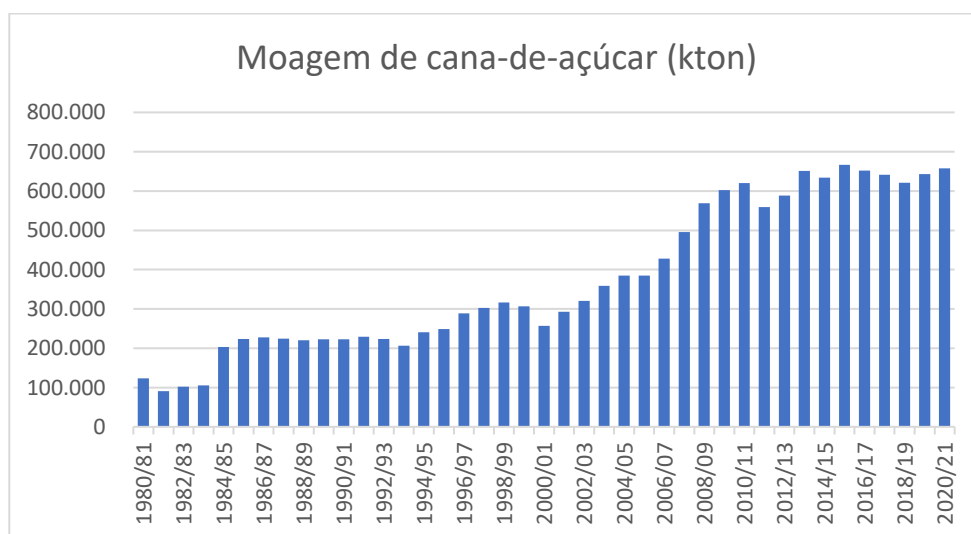


Figura 4: Moagem de cana-de-açúcar por safra no Brasil (UNICA, 2021)

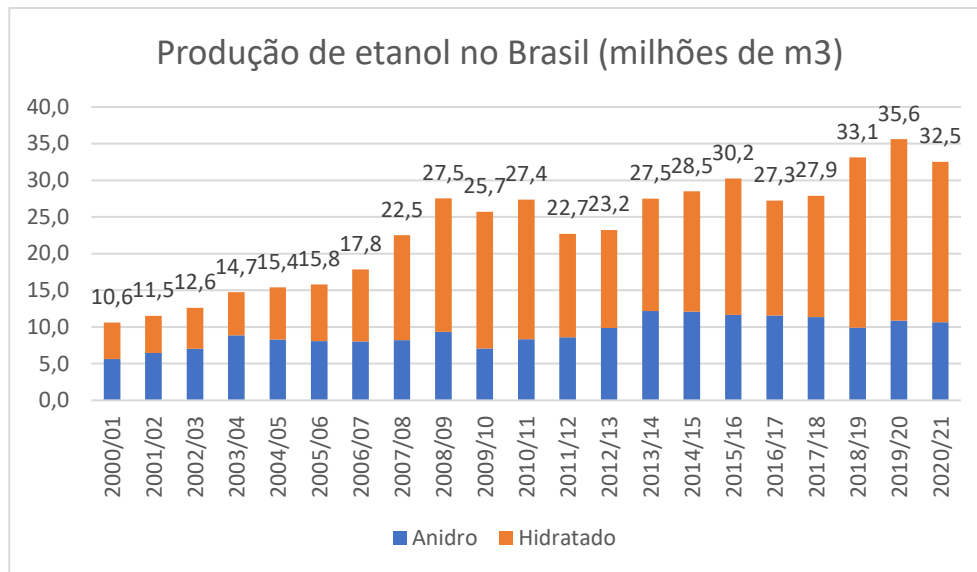


Figura 5: Produção total de etanol por safra no Brasil (UNICA, 2021)

Além disso, com o aumento do preço do petróleo no período e uma significativa redução dos custos de produção da cana de açúcar, o etanol se tornou altamente competitivo em relação à gasolina no mercado interno e externo. Possibilitada pela introdução e crescimento das vendas de veículos *flex-fuel*, a participação do etanol hidratado no Ciclo Otto brasileiro cresceu de 13% para 39% (ANP).

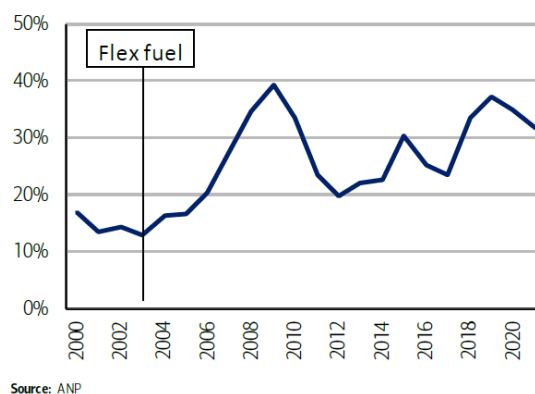
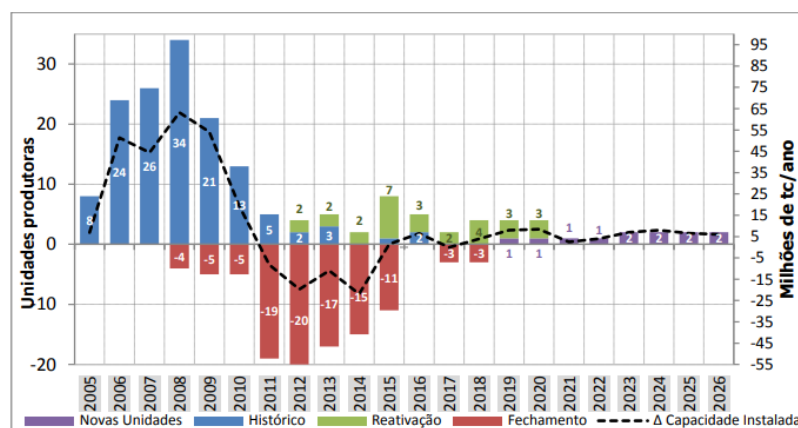


Figura 6: Participação do etanol hidratado no Ciclo Otto brasileiro (ANP e Bank of America Merrill Lynch, 2021)

Entretanto, a partir de 2011, com a política do governo de fixação do preço da gasolina produzida pela Petrobras e a perda da competitividade do etanol, além de uma queda acentuada do preço de açúcar no mercado internacional, o setor sucroalcooleiro do Brasil passou por um período de forte crise e aumento do endividamento das usinas, o que fez com que 82 usinas (~20% das usinas do país à época) declarassem falência no período de 2011 a 2017 (EPE, 2017).



EPE com base em MAPA (2017b), UDOP (2015) e UNICA (2014)

Figura 7: Abertura e fechamento de usinas de cana-de-açúcar por ano no Brasil (EPE, 2017)

Essa situação foi revertida como consequência da implementação pela Petrobras da política de precificação de combustíveis da Paridade de Preços Internacionais (PPI) a partir de meados de 2016. A nova política de preços retomou a competitividade do etanol frente a gasolina e permitiu uma autorregulação do mercado de combustíveis, que beneficiou os produtores de etanol. Dessa forma, o setor voltou a ter margens de lucro mais saudáveis e a situação financeira do setor melhorou, diminuindo o número de pedidos de falências.

Por fim, outro aspecto a se destacar são as emissões de CO₂ por unidade de energia do etanol de cana, que são substancialmente menores que as emissões dos combustíveis fósseis tradicionais e de biocombustíveis como o etanol de milho americano. A emissão de CO₂ do E1G é até 80% menor que a emissão de CO₂ da gasolina americana, e o E2G emite 30% menos CO₂ que o E1G (Raizen, 2022).

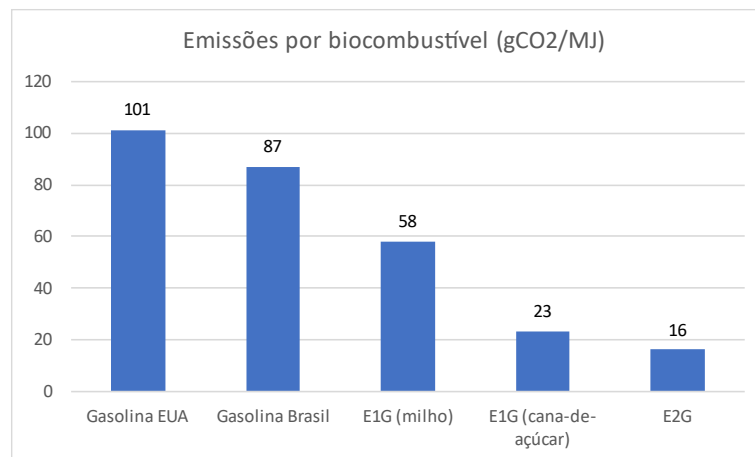


Figura 8: Emissões por biocombustível (RAÍZEN, 2022)

2.1.1.1 Processo de Produção do Etanol de Cana de Açúcar

A cana de açúcar é uma cultura plantada em ciclos de 4 a 7 anos e que necessita de alto investimento quando comparada a outras culturas, e.g. o milho. Ela pode ser plantada em culturas (ciclos) de 12 ou 18 meses. Seu período de colheita no Centro-Sul do Brasil, responsável por 90% da produção, acontece entre março e dezembro (NOVACANA, 2013). No Brasil, uma tonelada de cana contém em média 140kg de açúcar total recuperável (ATR), que pode ser convertido em 134kg de açúcar ou 84 litros de etanol (UNICA, 2021).

Após a colheita, a cana de açúcar deve ser entregue à usina em até 24 horas, para evitar a perda de qualidade e de ATR (açúcar total recuperável). Após a entrega da cana, a produção do etanol contempla as seguintes etapas (COPERSUCAR, 2018)

- **Lavagem:** Ao chegar na usina, a cana é colocada em uma esteira rolante, onde passa por uma lavagem responsável por retirar suas impurezas, como palha, terra e outras substâncias.
- **Moagem:** Nesta etapa, a cana limpa é esmagada por rolos trituradores ou difusores, obtendo-se aproximadamente 70% de melado, o caldo da cana de onde se obtém o açúcar e o álcool, e 30% de bagaço, matéria orgânica seca da cana que é queimada para gerar energia elétrica para a própria usina ou para comercialização externa.
- **Tratamento e purificação:** O caldo obtido após a moagem passa por um tratamento rigoroso, com correção da acidez por meio do tratamento com leite de

cal e aquecimento para retirada das impurezas, com o objetivo de preservar os nutrientes, açúcares e sais minerais do caldo. Após esta etapa, o caldo é purificado ao passar pela clarificação, ou decantação, onde as impurezas floculadas na etapa anterior são precipitadas e formam o lodo, ou torta de filtro. Esta torta de filtro é reutilizada na lavoura como adubo (fósforo e nutrientes orgânicos).

- **Evaporação e cozimento:** Nesta etapa, ocorre a redução da concentração de água de 85% para 40%. O caldo concentrado, chamado de xarope ou melaço, segue para o cozimento, onde a concentração de água é mais uma vez reduzida. Nesta etapa, surgem os cristais de açúcar, formados pela precipitação da sacarose. Quando os cristais atingem o tamanho ideal, a massa cozida segue para as centrifugas
- **Centrifugação:** Na centrifugação, os cristais de açúcar são separados da massa cozida, formando o melaço. Os cristais de açúcar separados são secos e resfriados em secadores rotativos de tambor, pela passagem de ar quente e frio. Os cristais secos (açúcar VHP), assim, estão prontos para armazenagem
- **Fermentação:** Nesta etapa, as dornas de fermentação (tanques) recebem uma mistura composta de melaço, caldo tratado e fermento. Numa reação bioquímica de fermentação alcoólica, as leveduras quebram as moléculas de glicose dos açúcares presentes no melaço, produzindo etanol. Após algumas horas, essa mistura se transforma em uma substância chamada vinho fermentado, com 7 a 10% de álcool. Em seguida, vinho e fermento são separados por meio de centrifugação e o fermento é tratado para reutilização futura.
- **Destilação:** O vinho obtido na fermentação é colocado em colunas de destilação, onde é aquecido até a evaporação. Neste processo, após a condensação, o vinho é separado do etanol e obtém-se o etanol hidratado, com teor alcoólico de 96%
- **Desidratação:** Para se obter o etanol anidro (que é misturado à gasolina) retira-se o restante de água contido no etanol hidratado por meio do processo de desidratação. Um solvente adicionado ao álcool hidratado mistura-se apenas com a água e esta mistura é evaporada. Outros métodos para obtenção do anidro são a peneiração molecular e a pervaporação, que utilizam tipos especiais de peneiras as quais retêm apenas as moléculas da água. Após a desidratação, obtém-se o álcool anidro, com graduação alcoólica de 99,5%, pronto para ser misturado à gasolina como combustível.

2.1.1.2 Subprodutos

O processo de produção do etanol a partir da cana de açúcar gera alguns subprodutos que podem ser reutilizados e gerar valor para o produtor. Segundo Stalder e Burnquist (2014), os principais subprodutos gerados na indústria alcooleira são: palhagem/palhaça (proveniente da cana); bagaço, (resíduo gerado na etapa de extração do caldo de cana); vinhaça e torta de filtro (resíduos provenientes da destilação e clarificação do mosto para fermentação).

Hoje, o principal uso da palhagem e do bagaço da cana é a geração de calor para aquecimento das caldeiras das usinas de açúcar e etanol e para geração de vapor para produção de energia elétrica (cogeração) para consumo interno. Ainda, é possível a venda de energia para clientes por meio de contratos ou para o *grid* nacional de energia. Além disso, a palhagem e o bagaço da cana podem ser utilizados para a geração de etanol de segunda geração (E2G) (DANTAS e CASTRO, 2008). A vinhaça e a torta de filtro, por sua vez, são utilizadas para a geração de biogás (AUDIBERT, 2015) e para a fertilização de solos (VILA, 2011).

2.1.1.3 ATR – Produção e comercialização de açúcar ou etanol

Após a moagem e durante o processo de transformação da cana que permite a obtenção do melaço, o produtor pode optar por produzir o açúcar em forma de cristal ou por fermentar o melaço junto ao caldo, e obter o etanol como produto final (COPERSUCAR, 2021). Esta tomada de decisão é feita considerando-se o retorno esperado para cada um dos produtos produzidos, etanol ou açúcar. Leva-se em conta o total de ATR necessário para a obtenção de uma unidade de cada produto e o valor de mercado de cada uma das *commodities*.

A maioria das usinas do Brasil são flexíveis, podendo produzir uma proporção variável de etanol ou açúcar. O Mix de produção etanol-açúcar do Brasil varia de 65-35% a 50-50%. Ou seja, o país pode produzir de 50 a 65% de etanol e de 35 a 50% de açúcar, a depender da atratividade econômica de cada um dos produtos (UNICA, 2022). Essa variação importa uma variação da produção brasileira anual de 12Mt a mais ou a menos de açúcar e de 7,5 milhões de m³ a mais ou a menos de etanol.

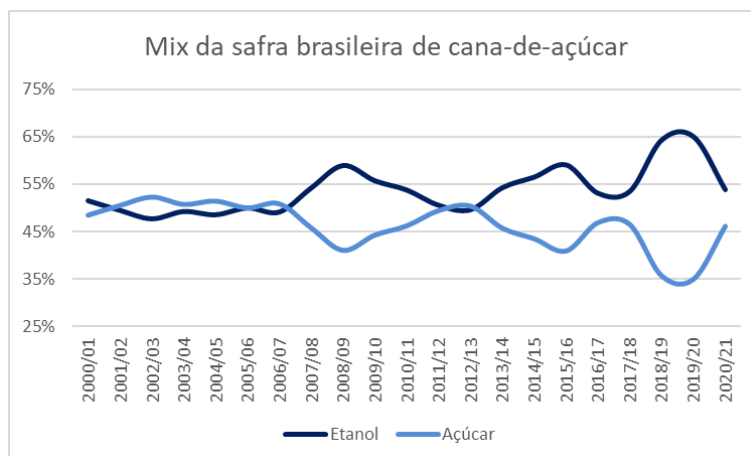


Figura 9: Mix da safra brasileira de cana-de-açúcar (UNICA, 2021)

Para se obter o açúcar, o etanol hidratado ou o etanol anidro, diferentes fatores de conversão são utilizados:

Fatores de Conversão de ATR	
Açúcar (ton)	1,0495
Etanol Anidro (m3)	1,7492
Etanol Hidratado (m3)	1,6761

Figura 10: Fatores de conversão de ATR (CONSECANA, 2011)

Para a produção de uma tonelada de açúcar, utiliza-se 1,0495 toneladas de ATR e para produzir um m³ de etanol anidro e hidratado utiliza-se 1,7492 e 1,6761 toneladas de ATR, respectivamente (CONSECANA, 2011).

Em 2021, o preço médio do açúcar VHP, *commodity* cotada na Bolsa de Nova York (utilizada como base para o comércio internacional de açúcar), em Reais, foi de R\$0,976/lb ou de R\$2.151/ton (BLOOMBERG).

O etanol hidratado, por sua vez, possui sua precificação baseada no preço da gasolina. Utiliza-se como regra de precificação a paridade de 70% para o preço da gasolina, dada a equivalência energética de ~70% do etanol *versus* o derivado fóssil. Em 2021, o preço de etanol hidratado médio no Brasil foi de R\$3.140/m³ (CEPEA/ESALQ, 2022).

Utilizando-se o fator de conversão entre açúcar e etanol e dividindo-se o fator de conversão de cada um deles (1,6761 / 1,0495), obtém-se como resultado 1,597. Multiplicando-se o fator de conversão de açúcar para etanol pelo valor do açúcar, temos um valor equivalente de açúcar em etanol de R\$3.435/m³. Isso significa que, em 2021, o produtor brasileiro foi incentivado a produzir mais açúcar do que etanol, em média, o que

maximiza a produção de açúcar do país e torna a proporção do *mix* de produção de açúcar mais próximo do limite máximo de 50%.

Seguindo essa lógica, os produtores brasileiros acompanham as condições de mercado e os preços equivalentes de açúcar, etanol anidro e etanol hidratado para tomar a decisão do seu *mix* de produção



Figura 11: Paridade de preços – Hidratado, Anidro e Açúcar (MB Agro)

2.1.2 Etanol de milho

De forma semelhante ao que ocorreu no Brasil com o etanol da cana de açúcar, o etanol de milho norte-americano como combustível começou a ser estudado e produzido nas décadas de 1970 e 1980, em resposta as Crises do Petróleo de 1974 e 1979 (JOHNSON et al, 2021). Nos anos 2000, o etanol de milho conheceu um *boom* de produção nos EUA ocasionado pela substituição do MTBE pelo etanol como aditivo na gasolina, após a descoberta de que o MTBE (*methyl tertiary butyl ether*) produzia a contaminação de lençóis freáticos (EIA, 2006). O etanol de milho, que passou a ser o aditivo oxidante utilizado na gasolina norte americana, teve um crescimento exponencial de sua produção e hoje consome 33% do total da safra americana de milho (USDA, 2022).

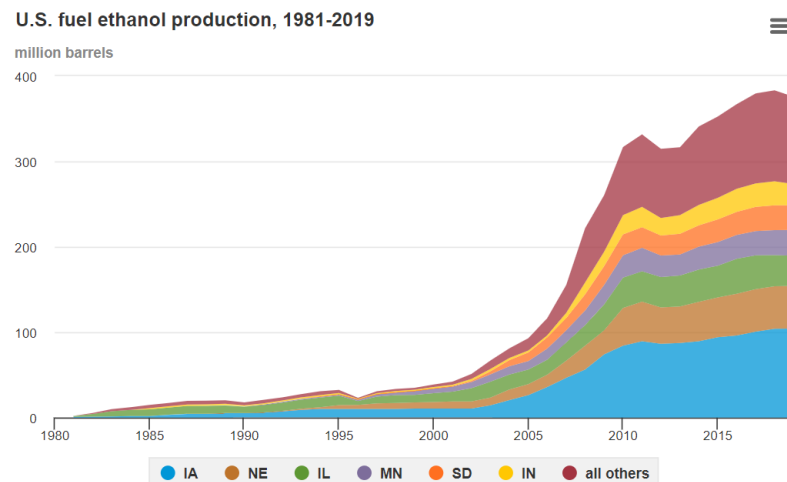


Figura 12: Produção de etanol dos EUA (EIA, 2022)

Hoje, os EUA são os maiores produtores mundiais de etanol produzido a partir do milho como matéria prima. O etanol de milho é utilizado nas formas E10, E15 e E85 nos EUA, com um volume total comercializado em 2021 de 57 bilhões de litros, equivalente a 10% da demanda de gasolina dos EUA naquele ano (EIA, 2022). Dessa forma, os EUA são os maiores produtores mundiais de etanol, sendo o Brasil o segundo colocado.

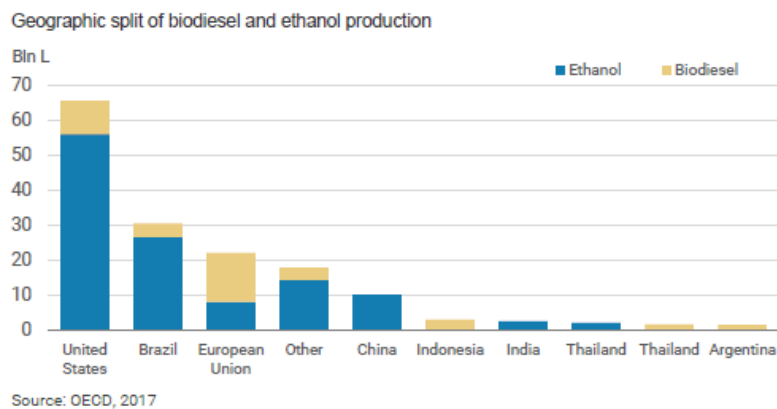


Figura 13: Produção de etanol e biodiesel por país – 2017 (MORGAN STANLEY, 2019)

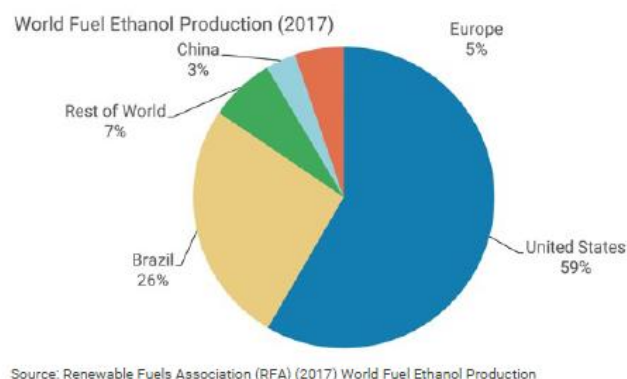
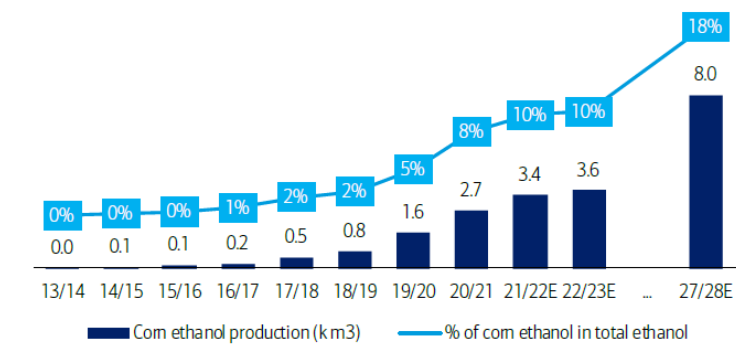


Figura 14: Participação por país na produção global de etanol (MORGAN STANLEY, 2019)

No Brasil, a produção de etanol de milho vem crescendo de forma exponencial nos últimos 5 anos. Impulsionado pelo crescimento da safra de milho brasileira na última década – a qual mais que dobrou de 56Mt produzidos em 2010 para 116Mt produzidas em 2021 (CONAB, 2022) – os produtores brasileiros passaram a utilizar a cultura de baixo custo e abundante no Centro-Sul para produzir etanol e ração animal, num processo economicamente atrativo e energeticamente eficiente, e muitas vezes acoplado a antigas usinas de etanol de cana de açúcar, possibilitando um processo sinérgico e incremental.

A primeira planta de etanol de milho do Brasil foi instalada em 2017 (MT, 2017). Segundo a União Nacional de Etanol de Milho (UNEM) e o EPE (2022), hoje existem 18 plantas no país as quais, na safra 2021/22, produziram 3,43 bilhões de litros de etanol, de um total de 27,5 bilhões de litros, ou 12,5% do volume de etanol produzido no país. Em 2022/23 a produção deve ser de 4,5 bilhões de litros ou 15% da produção total de etanol do país, com a inauguração de novas plantas de produção ou expansão de projetos já existentes. A projeção é que o etanol de milho seja a principal fonte de crescimento da oferta de etanol no Brasil e alcance 8 bilhões de litros de etanol, ou 20% da produção nacional, até 2030 (CANAL RURAL, 2022).

■ Com ethanol production could be 20% of the ethanol output in the country by 2028



Source: UNEM, ANP, ANFAVEA and BofA Global Research

BofA GLOBAL RESEARCH

Figura 15: Produção brasileira de etanol de milho (Bank of America Merrill Lynch, 2021)

O sucesso e acelerado crescimento do número de usinas de milho no Brasil está relacionado à abundância do milho de baixo custo disponível em estados como Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, após o crescimento exponencial da safrinha de milho brasileira, e pelo processo altamente eficiente de conversão do milho em produtos economicamente atrativos. Uma tonelada de milho produz 420 litros de etanol, 18 litros de óleo de milho e 300kg farelo de milho (DDGS) (UNEM, 2020), que é comercializado e utilizado como ração animal para gado, suínos e aves, enquanto 1 tonelada de cana produz de 75 a 85 litros de etanol.

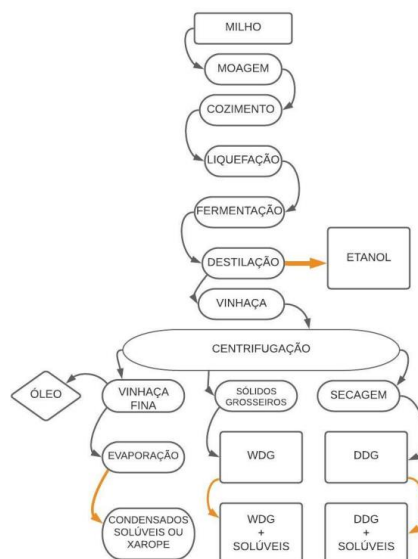


Figura 16: Fluxograma do processamento do milho para produção do etanol e

Outra vantagem das usinas de milho está relacionada à originação da matéria-prima. A cana de açúcar envolve grandes investimentos no manejo da cultura e possui um longo ciclo de 5 a 6 anos, enquanto o milho pode ser facilmente comprado de produtores e *tradings*. Além disso, o milho pode ser armazenado por 2 anos para posterior utilização, enquanto a cana deve ser imediatamente processada após sua colheita, sob risco de perda de ATR e diminuição da produtividade de açúcar e etanol. Dessa forma, as usinas de etanol de milho podem produzir etanol 365 dias por ano, se dispuserem de um estoque de grãos, o que também gera diluições de custo, enquanto as usinas de cana de açúcar não produzem etanol no período de entressafras, entre dezembro e abril -- uma das desvantagens do etanol de cana.

Entretanto, diferentemente da usina de cana de açúcar, a usina de etanol de milho não é autossuficiente em energia, sendo necessária a queima de biomassa ou eucalipto para fornecimento de energia para o processo produtivo. Por essa razão, muitas das novas usinas de etanol de milho são construídas junto a usinas de cana de açúcar pré-existentes, num processo sinérgico e complementar, onde pode-se utilizar a energia proveniente da queima do bagaço da cana para prover a energia necessária para o funcionamento da planta de etanol milho. Além disso, como outra desvantagem, o milho precisa de uma área de cultivo maior em relação a cana para a produção da mesma quantidade de etanol (Scot Consultoria, 2020).

Parâmetros	MILHO	CANA-DE-AÇÚCAR
Ciclo de colheita	4 meses	12 - 18 meses
Rendimento de etanol/ton.	400L e 28,5% coprodutos	70 - 90L
Rendimento de etanol/ha	2,5 - 3,5 mil L	7 - 8 mil L
Tempo de fermentação	Pode chegar a 70hrs	10 - 12hrs
Coprodutos	DDG, WDG, óleo	Bagaço, melaço, vinhaça
Produção de etanol (20/21)	2,70 milhões L	27,86 bilhões L
Volume demandado	4,12 milhões de t (19/20)	418,17 milhões de t (19/20)
Produtividade média	5.533kg/ha (19/20)	76.133kg/ha (19/20)
Área equivalente	744,62 mil há (19/20) x 1,16 milhão há (20/21)	5,49 milhões ha (19/20) x 4,52 milhões ha (20/21)

Figura 17: Parâmetros da produção de etanol de milho e de cana-de-açúcar (Scot Consultoria, 2020)

2.1.3 Etanol de beterraba

Assim como a cana-de-açúcar, a beterraba é rica em sacarose e é utilizada para a produção de açúcar (DURASAM et al. 2017), sobretudo nos países de clima temperado, sendo responsável por aproximadamente 30% da produção global do adoçante (DOHM et al. 2017). Historicamente, a cultura foi a principal matéria prima para a produção de etanol na Europa. Entretanto, desde 2018, o etanol de milho passou a ter grande relevância como matéria-prima para a produção do etanol consumido no continente (USDA, 2022).

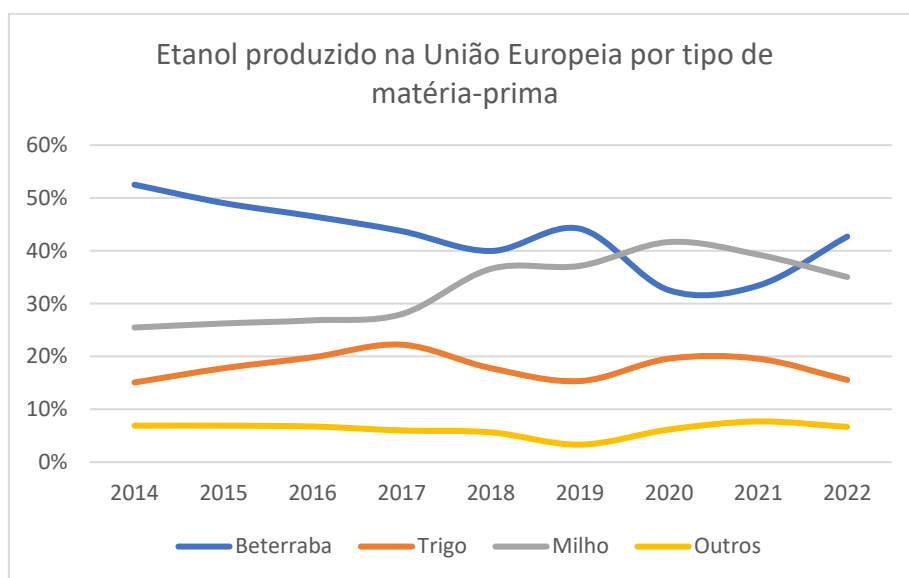


Figura 18: Etanol produzido na União Europeia por tipo de matéria-prima (USDA, 2022)

Por ser uma matéria-prima à base de sacarose, e sendo a sacarose concentrada na raiz do vegetal, a produção de etanol é semelhante ao processo de produção da cana-de-açúcar, diferindo principalmente nas etapas que levam à extração dos açúcares.

Via de regra, a colheita e processamento de beterraba são operações fortemente mecanizadas. As raízes chegam à unidade de produção sem os caules folhosos e folhas, sendo carregadas mecanicamente em silos por meio de canais com água circulante. Os processos de limpeza e lavagem permitem então a retenção de materiais sólidos como pedras, pequenas raízes e restos de folhas, preparando a beterraba para ser cortada em fatias finas (nomeadamente cossetes) no sistema picador. Os cossetes são posteriormente enviados para difusores (ou seja, tambores rotativos) nos quais é aplicada água quente para extrair os açúcares. A temperatura da água (cerca de 70-80 °C) é um parâmetro de extração fundamental, pois deve ser alta o suficiente para romper as proteínas nas paredes

celulares que contêm os açúcares, o que tem o efeito de permitir que os açúcares se espalhem pelo meio. A polpa fibrosa da beterraba é seca e vendida para alimentação animal. O suco de beterraba extraído com cerca de 16° Brix segue às mesmas etapas descritas para a produção de etanol de cana-de-açúcar: calagem, aquecimento, decantação, concentração, resfriamento, fermentação, destilação e desidratação (MARTINS, 2015). Diferentemente do Brasil, esta etapa final é realizada, principalmente, pelo sistema de peneiras moleculares.

2.2 Biodiesel

Biodiesel é um biocombustível semelhante ao diesel proveniente do petróleo, sendo uma alternativa renovável e menos poluente. O biodiesel é produzido a partir de óleo vegetal, gordura animal ou vegetal e restos de óleo de cozinha. Essas matérias primas são convertidas em biodiesel por meio de um processo chamado transesterificação (KNOTHE, 2022). Hoje, as principais matérias primas de biodiesel no mundo são os óleos vegetais (OCDE-FAO, 2020), responsáveis por 77% da produção (37% proveniente da colza, 27% da soja e 9% do óleo de palma). O óleo de cozinha reutilizado, a gordura animal e outros são a matéria prima dos restantes 23%.

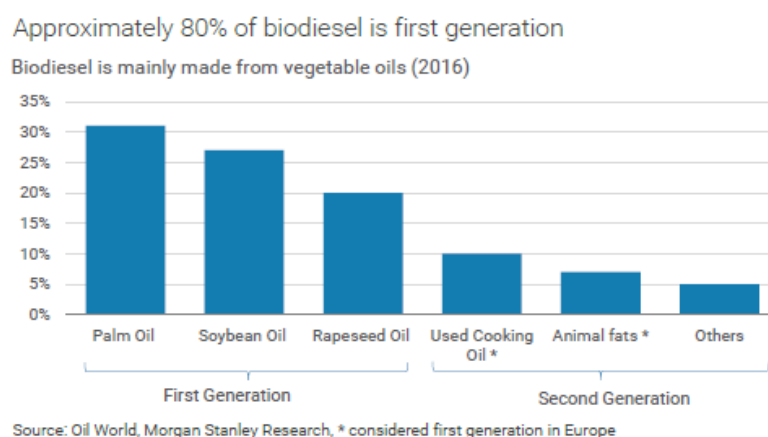


Figura 19: Produção de biodiesel por tipo de matéria-prima (MORGAN STANLEY, 2019)

Como convenção mundial, utiliza-se a nomenclatura BXX para se identificar o teor de biodiesel numa mistura com diesel, sendo B10 uma mistura com 10% de biodiesel

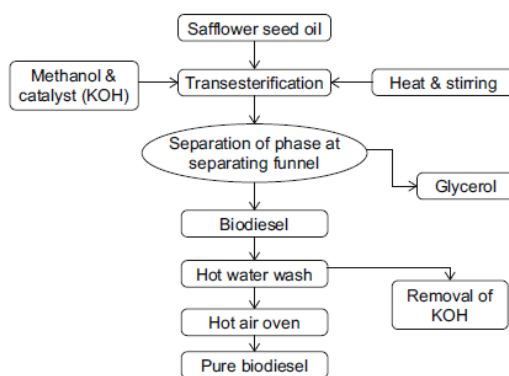


Figura 20: Fluxograma de produção do biodiesel

Dos 100MMbbl de petróleo utilizados diariamente no mundo hoje, 28% são consumidos na forma de diesel, sendo o combustível mais consumido dentre os derivados do petróleo (OPEC, 2021 e 2022). O diesel é um combustível que possui menor performance do que a gasolina em termos de potência e velocidade (menor octanagem). Entretanto possui maior conteúdo energético e entrega uma performance mais eficiente e econômica. Assim, como um dos combustíveis mais eficientes e densamente energéticos existentes, o diesel é amplamente utilizado em caminhonetes, caminhões, geradores residenciais e industriais e como óleo de aquecimento. Dessa forma, sendo o combustível mais consumido do mundo, o diesel é um dos grandes temas de atenção quando o tópico de sustentabilidade e redução de emissões de gases no mundo vem à tona.

Segundo a IEA (2022), o consumo global de biodiesel no mundo alcançou 940kbbbl/d em 2021, ou 46 bilhões de litros, representando 1,7% da demanda total de combustíveis para transporte e 3,35% da demanda total de diesel (OPEC, 2022).

2.3 Biocombustíveis avançados

Os biocombustíveis de segunda geração, também conhecidos como biocombustíveis avançados, são combustíveis que podem ser fabricados a partir de diferentes tipos de biomassa não alimentares. A biomassa, neste contexto, são materiais vegetais e resíduos animais utilizados especialmente como fonte de combustível.

Os biocombustíveis de primeira geração são produzidos a partir de matérias-primas de açúcar ou amido (por exemplo, cana-de-açúcar e milho) e matérias-primas de óleo comestível (por exemplo, colza e óleo de soja), geralmente convertidos em bioetanol e biodiesel, respectivamente. Os biocombustíveis de segunda geração são produzidos a

partir de diferentes matérias-primas e, portanto, podem exigir tecnologias diferentes para extração da energia útil. As matérias-primas de segunda geração incluem biomassa lignocelulósica ou culturas lenhosas, resíduos agrícolas, bem como culturas energéticas não alimentares cultivadas em terras marginais inadequadas para a produção de alimentos (IRENA, 2019).

O termo biocombustíveis de segunda geração é usado para descrever tanto a tecnologia “avançada” utilizada para processar matérias-primas em biocombustíveis, como também o uso de culturas não alimentares, biomassa e resíduos como matérias-primas em tecnologias de processamento de biocombustíveis “padrão”, se adequado. Isso frequentemente causa confusão. Por consequência, é importante distinguir entre matérias-primas de segunda geração e tecnologias de processamento de biocombustíveis de segunda geração. No contexto deste trabalho, a análise do etanol de segunda geração deve abordar o conceito de uma tecnologia de processamento de segunda geração, com o processo de quebra da biomassa lignocelulósica para aproveitamento de seu conteúdo energético, e a análise do biodiesel renovável (HVO) deve abordar a análise das matérias-primas de segunda geração.

O desenvolvimento de biocombustíveis de segunda geração tem sido um estímulo desde o dilema alimento *versus* combustível em relação ao risco de desviar terras agrícolas ou culturas para a produção de biocombustíveis em detrimento da oferta de alimentos. O debate sobre preços de biocombustíveis e alimentos envolve visões amplas, é de longa data e controverso na literatura (AHMED, 2020).

2.3.1 Etanol de Segunda Geração (E2G)

O Etanol de Segunda Geração é o etanol produzido a partir do material lignocelulósico de uma planta, a celulose e a hemicelulose. No caso do E2G de cana de açúcar, as matérias primas são o bagaço e o palhiço da cana, materiais que normalmente são queimados para geração de energia ou jogados fora no processo de produção de açúcar e do etanol convencional (E1G), o que caracteriza o E2G como um combustível avançado, uma vez que sua produção provém de resíduos vegetais, e não de biomassa alimentar. O bagaço e o palhiço da cana possuem, cada um, aproximadamente um terço da energia total presente na cana-de-açúcar (NOVO, 2016)

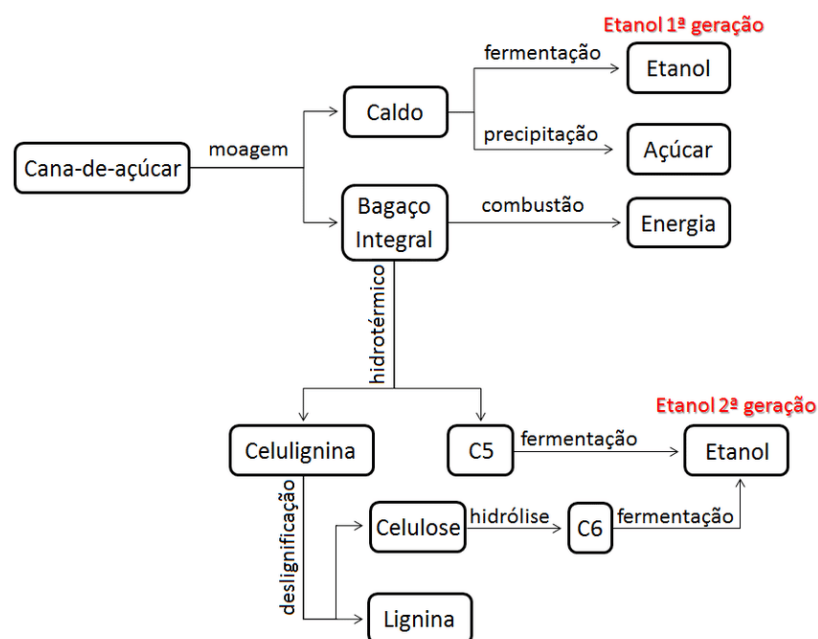


Figura 21: Fluxograma simplificado de produção de etanol 1G e 2G (NOVO, 2016)

A produção do etanol de segunda geração passa por quatro etapas: pré-tratamento, hidrólise, fermentação e destilação.

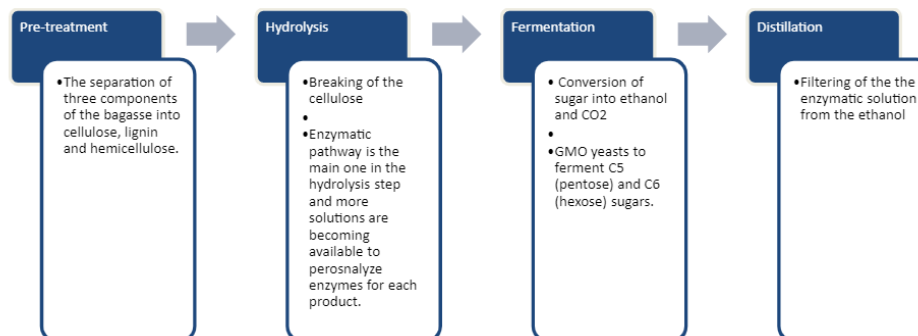


Figura 22: Etapas da produção do etanol de segunda geração (Bank of America Merrill Lynch, 2021)

Por muitos anos, o E2G foi a meta inatingível do setor de açúcar e etanol para incrementar o volume de etanol produzido sem a necessidade de aumentar a área plantada de cana. Na última década, muito se investiu em P&D para o desenvolvimento de métodos viáveis para a produção do E2G - sem sucesso. O Brasil e outros países interessados na pesquisa e produção deste biocombustível tiveram problemas com origem de matéria-prima, falta de avanços no processo de quebra da celulose e aproveitamento dos açúcares nela contidos, instabilidade operacional com o processo de produção (que envolvia o uso de químicos fortes capazes de corroer as máquinas e que exigiam custosas e frequentes

manutenções dos equipamentos), bem como a consequente inviabilidade econômica da produção em larga escala do E2G.

Entretanto, nos últimos 5 anos, empresas como Granbio, Clariant e Novozymes, parceira da Raízen, obtiveram avanços significativos na área de pré-tratamento e hidrólise da matéria prima, com o desenvolvimento de enzimas com maior produtividade e menores custos, capazes de quebrar a hemicelulose para transformar as moléculas de pentose em etanol, o que dobrou o rendimento total de E2G versus as tecnologias anteriores e permitiu a viabilidade econômica do processo (BANK OF AMERICA, 2021).

Em uma tonelada de cana, existem aproximadamente 250kg de bagaço e 140kg de palhica. De acordo com a Raízen (2021), 210kg de bagaço são utilizados para a cogeração de energia para uso interno pela usina de açúcar e etanol, e 40kg podem ser utilizadas para a produção do E2G. Assim, utilizam-se 40kg de bagaço e 140kg de palhica, que estequiometricamente podem gerar 36 litros de etanol (de 2ª geração), o que representa um aumento de 40 a 50% do etanol produzido para a mesma quantidade de cana versus o método tradicional de produção do E1G (RAÍZEN, 2022).

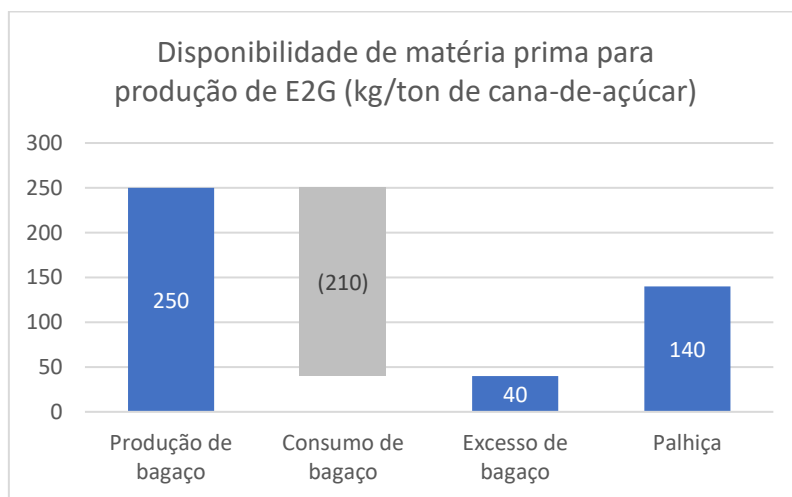


Figura 23: Disponibilidade de matéria prima (kg) por tonelada de cana-de-açúcar (RAÍZEN, 2022)

Hoje, o custo estimado de produção do E2G pela Raízen é de R\$2200/m³, 20% acima do custo do etanol convencional (RAÍZEN, 2022)

Além da tecnologia de produção do E2G a partir do bagaço da cana, algumas empresas como a Clariant, NewEnergyBlue e POET Biorefinning LLC desenvolveram métodos de produção do E2G a partir de resíduos vegetais como palha de cevada, palha

de trigo, palha e espigas de milho, folhas, cascas e talos de plantas, utilizando enzimas desenvolvidas para a transformação da matéria celulósica e hemicelulósica, que antes seria descartada ou queimada, em etanol (MORGAN STANLEY, 2019).

2.3.2 Diesel Renovável (HVO)

O diesel renovável, também conhecido como óleo vegetal hidrotratado (HVO) é um combustível renovável não-fóssil de alta qualidade feito a partir de resíduos. Trata-se de um biocombustível avançado, ou de segunda geração. O HVO é frequentemente confundido com o biodiesel tradicional (também conhecido como éster metílico de ácidos graxos, ou FAME), porém existem diferenças químicas entre eles. Apesar de ambos os combustíveis serem feitos de biomassa orgânica, o HVO possui a mesma estrutura química que o diesel de petróleo tradicional e pode ser usado diretamente em motores a diesel tradicionais (*drop-in fuel*) sem problemas de performance ou necessidades de misturas (*blends*) no combustível e adaptações dos motores. Além disso, comparado ao biodiesel tradicional, o diesel renovável é mais eficiente e gera menos emissões e poluentes, além de possuir melhores propriedades para armazenamento e partida do motor no frio (JP MORGAN, 2021).

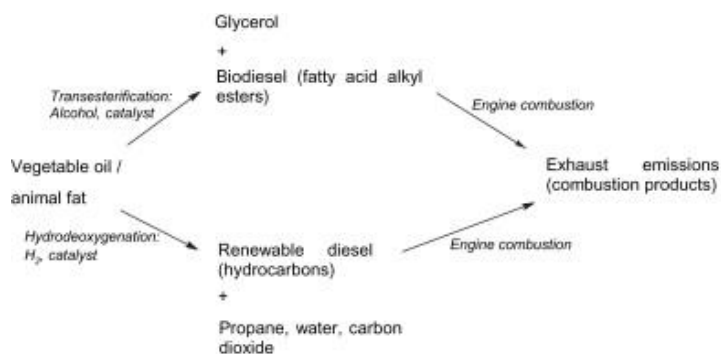


Figura 24: Fluxograma da produção de biodiesel e diesel renovável (KNOTHE, 2010)

O diesel renovável é produzido por pirólise, gaseificação, e uso de bioquímicos e tecnologias termoquímicas, enquanto o biodiesel tradicional do tipo FAME de primeira geração é produzido pela esterificação de óleos ou gorduras vegetais, o que restringe o uso de algumas matérias-primas impuras. As matérias primas do diesel renovável incluem: óleos vegetais, óleo de cozinha usado, gordura animal descartada, resíduos de óleos vegetais processados (KNOTHE, 2010).

Este biocombustível avançado gera de 70 a 90% menos emissões quando comparado ao diesel de petróleo tradicional (SEBER et al. 2014 e ICCT, 2021) e pode ser utilizado como combustível para caminhões movidos a diesel tradicional ou como matéria prima para combustível de aviação sustentável (SAF). Em 2019, o total emissões de CO₂ proveniente de combustíveis fósseis foi de aproximadamente 37 bilhões de toneladas (IEA, 2021), das quais o petróleo representou aproximadamente 13 bilhões de toneladas. Diesel e combustível de aviação juntos representaram um consumo de ~36 MMbbl/d ou ~36% do óleo total consumido (OPEC, 2021), potencialmente responsável pela emissão de aproximadamente 5 bilhões de toneladas de CO₂. O diesel renovável ajuda a reduzir as emissões de carbono na indústria de transporte pesado movido a diesel, para o qual atualmente existem poucas alternativas para redução de emissões, especialmente na eletrificação da frota pesada. Além disso, atualmente o diesel renovável de aviação, ou querosene sustentável de aviação, é visto como a única opção comercialmente viável disponível para reduzir as emissões de carbono para combustíveis de aviação. O aumento das metas dos mandatos governamentais para reduzir as emissões de carbono e/ou uma redução material nos custos de produção e matéria-prima do diesel renovável podem levar a um crescimento de demanda mais forte do que o esperado. Com o atual mercado de diesel renovável de apenas 155kbbbl/d (IEA, 2021), a oportunidade para crescimento do mercado desse biocombustível pode ser significativa.

Em 2020, o consumo global de diesel renovável de 0,155Mb/d, ou 9 bilhões de litros (IEA, 2021) representa 0,5% do consumo total de diesel no mundo. Nos próximos anos, a demanda por este biocombustível deve crescer de forma acelerada, guiada principalmente pelos Estados Unidos (LCFS), Canadá, Europa e pela demanda global crescente do SAF. Hoje, existe uma capacidade de produção de HVO já em construção que levará a capacidade produção do combustível para 14,4 bilhões de galões até 2025 e há projetos possíveis mapeados que poderiam levar esta capacidade para 32 bilhões de litros até 2025 (MORGAN STANLEY, 2021).

Global Demand is estimated to increase to 5.3 Bn gallons per year by 2025, driven from the US and Europe

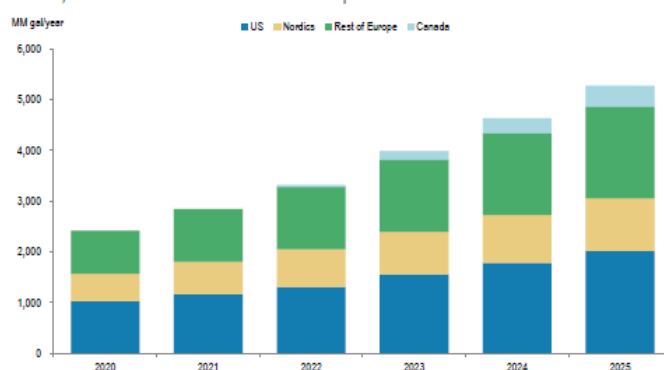


Figura 25: Demanda projetada de diesel renovável por região (MORGAN STANLEY, 2021)

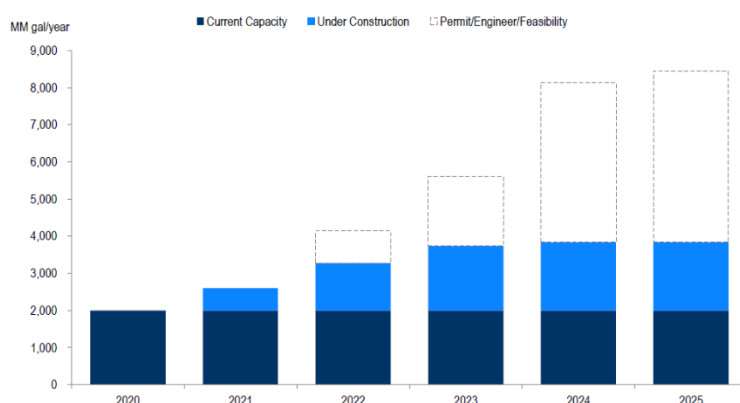


Figura 26: Capacidade total de produção de projetos de diesel renovável em construção e possíveis (MORGAN STANLEY, 2021)

A importância e grande potencial de crescimento do consumo de diesel renovável reside na dificuldade de reduzir as emissões provenientes de veículos pesados e aviões. Dentro da categoria de caminhões, o uso de diesel renovável serve como um meio tangível para reduzir as emissões a curto prazo. Enquanto a introdução de caminhões elétricos e movidos a hidrogênio nos próximos anos provavelmente conduzirá a transformações da frota, a mudança de motores de combustão interna (ICEs) no transporte de longa distância levará várias décadas, criando uma demanda considerável por fontes renováveis de combustíveis, como o diesel renovável, para descarbonizar as frotas existentes.

A aviação é outra área em que os combustíveis renováveis serão críticos dado que a indústria é limitada em termos de tecnologias disponíveis para permitir a descarbonização em larga escala. Baterias elétricas pesadas atualmente atuam como uma grande barreira para a eletrificação da indústria aeronáutica, principalmente no que diz respeito a voos de longa distância. Como tal, até o momento, algumas companhias aéreas globais começaram a firmar contratos de compra de biocombustíveis, destacando o

potencial de demanda inexplorado para combustível de aviação sustentável (IATA, 2022).

2.3.3 SAF (Combustível de Aviação Sustentável)

O combustível de aviação sustentável (SAF), é um combustível com química semelhante ao querosene de aviação comum. Contudo, o SAF apresenta uma pegada de carbono de 60 a 90% menor do que a da variante fóssil (JP MORGAN, 2021). O SAF é produzido a partir de matérias primas diversas, como óleos vegetais de culturas não comestíveis, óleo de cozinha usado, gordura animal descartada, resíduos de óleos vegetais e animais processados e resíduos sólidos como embalagens, papeis, tecidos e restos de comidas. Além disso, também podem ser utilizados restos florestais, plantas de rápido crescimento e algas, assim como biocombustíveis baseados em *non crop based biofuels*, como o E2G.

A importância do SAF se dá pela impossibilidade de se encontrar combustíveis de baixo carbono viáveis para o abastecimento de aviões comerciais em função da densidade energética necessária em seu combustível, bem como a impossibilidade de se instalar baterias elétricas nos aviões pelo peso excessivo. Por sua semelhança química com o querosene de aviação, o SAF pode ser misturado ao combustível fóssil ou utilizado com os motores atualmente existentes, sem necessidade de troca de componentes mecânicos ou adaptações.

O transporte marítimo e a aviação juntos respondem por aproximadamente 10% do combustível global demanda no setor de transporte, e representam 28% do crescimento esperado nos próximos 20 anos (OPEC, 2021). A aviação é o setor de transporte que mais cresce, impulsionada tanto por uma classe média global em rápido crescimento (especialmente nos países em desenvolvimento) quanto pela crescente penetração de empresas de aviação de baixo custo.

Hoje são consumidos aproximadamente 5,4 milhões de barris por dia de combustível de aviação, e a perspectiva da OPEC (2022) é que a demanda alcance 7,8 milhões de barris por dia em 2030 e 10 milhões de barris por dia em 2050, sendo assim o setor de transporte com maior crescimento de demanda nos próximos anos, tornando-se uma das maiores fontes de demanda de combustíveis fósseis. Por consequência, a

descarbonização do transporte aéreo torna-se essencial para alcançar as metas de reduções de emissão de carbono associadas ao transporte no mundo. Segundo a IEA (2022), em seu cenário *Net Zero 2050*, o SAF deve alcançar 10% do volume total de combustível de aviação em 2030, contra uma participação de 0,1% hoje, o que exigirá investimentos em capacidade de produção e novas políticas de mistura e implementação de combustíveis de baixo carbono.

2.4 Crédito de carbono

Os créditos de carbono, também conhecidos como compensações de carbono, são autorizações que permitem ao proprietário emitir uma certa quantidade de dióxido de carbono ou outros gases de efeito estufa. Um crédito permite a emissão de uma tonelada de dióxido de carbono ou o equivalente em outros gases de efeito estufa.

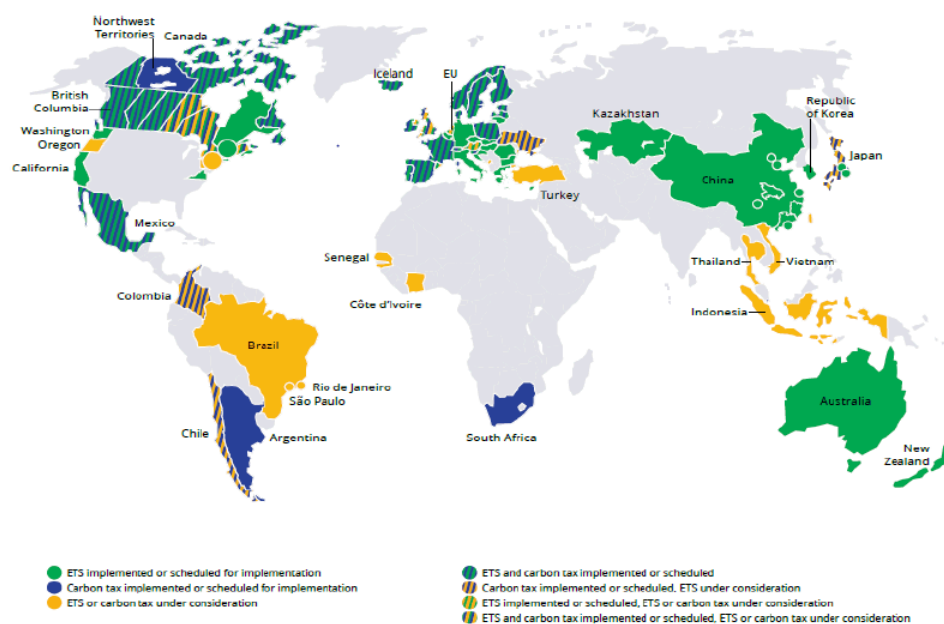
Para limitar efetivamente as emissões de gases de efeito estufa (GEEs), o custo do uso do carbono como fonte de energia precisa ser alto o suficiente para motivar as mudanças necessárias no comportamento econômico (NORDHAUS, 1992). Segundo Reichle (2020), por meio do mecanismo de mercado, o alto preço do carbono eleva o custo dos produtos de acordo com seu teor de carbono. Aumentar o preço do carbono conscientiza os consumidores sobre quais bens e serviços são intensivos em carbono e quais devem ser usados com mais parcimônia. A precificação do carbono ajuda a educar os produtores sobre quais fontes de energia são mais intensivas em carbono e, assim, incentiva as empresas a substituir os combustíveis de alta intensidade de carbono por combustíveis de baixo carbono. A precificação de carbono fornece ao mercado incentivos para inventores e inovadores desenvolverem e introduzirem produtos e processos de baixo carbono capazes de substituir as tecnologias da geração atual.

A cobrança sobre o carbono é custosa para os interesses dos produtores e dos usuários de combustíveis fósseis. Contudo, as receitas provenientes dessa taxa são devolvidas ao público para compensar o aumento do custo de energia suportado pelos consumidores (REICHLE, 2020). A indústria de combustíveis fósseis se beneficia de subsídios globais de US\$ 5,3 trilhões por ano, de acordo com estimativa do Fundo Monetário Internacional (FMI) (COADY et al., 2015). O FMI calculou essa soma como os custos não pagos pelos poluidores que são impostos aos governos pela queima de carvão, petróleo e gás. Esses custos incluem os danos causados às populações locais pela

poluição do ar, bem como às pessoas em todo o mundo afetadas pelas enchentes, secas e tempestades causadas pelas mudanças climáticas. Este subsídio distorce a economia, desencoraja a inovação tecnológica e o comportamento necessário para reduzir as emissões de CO₂.

Logo, taxar a emissão de carbono é uma das principais medidas a serem adotadas para mover os mercados de energia em direção a fontes renováveis mais baratas. Em suma, caso essa implementação de taxas aos combustíveis fósseis e incentivos às fontes limpas de energia aconteça, o resultado seria de economia para a sociedade. Ao se considerar o custo envolvido com todos os eventos provocados pelas mudanças climáticas, a economia alcançada ao se emitir menos carbono e, por consequência, evitar catástrofes climáticas pode ser imensa.

Segundo Albers e Robinson (2012), para que o mercado possa se desenvolver de forma competitiva, é necessário que exista um custo para a poluição por carbono, como a implementação de mercados voluntários e regulados de créditos de carbono os quais penalizem financeiramente as fontes mais poluentes e recompensem os produtos e produtores que menos emitem CO₂. Na ausência deste incentivo financeiro, há pouco estímulo para inovar e a indústria de combustíveis renováveis não alcança o retorno financeiro viabilizador do investimento em capacidade produtiva. Dessa forma, os créditos de carbono, em suas variadas formas, são essenciais para uma implementação exitosa de uma economia e matriz energética de transporte baseada em combustíveis de baixo carbono.



Source: World Bank (picture used with permission); J.P. Morgan.

Figura 27: Mercados de carbono globais (JP MORGAN, 2021)

Um dos métodos para reduzir as emissões de carbono é o chamado "*cap-and-trade*". O "*cap-and-trade*" consiste na tributação do carbono de modo a precificar as emissões do poluente (REICHLE, 2020). A precificação do carbono envolve “custear”, ou compensar, os danos ambientais da emissão de CO₂. Às empresas emissoras de CO₂ são atribuídos, ou contabilizados, créditos (de acordo com sua intensidade de emissões) que lhes permitem continuar a poluir até um determinado limite, o qual é reduzido periodicamente. Enquanto isso, a empresa pode vender quaisquer créditos não utilizados para outra empresa que precise deles. As empresas privadas são, desse modo, duplamente incentivadas a reduzir as emissões de gases do efeito de estufa. Primeiro, elas devem dispendir dinheiro comprando créditos extras na hipótese de suas emissões excederem o limite vigente. Em segundo lugar, elas podem ganhar dinheiro reduzindo suas emissões e vendendo seus créditos de carbono excedentes a outras empresas que não cumprem com seus limites de emissões de carbono.

Os proponentes do sistema de crédito de carbono afirmam que ele leva a reduções de emissões mensuráveis e verificáveis de projetos certificados de ação climática e que esses projetos reduzem, removem ou evitam as emissões de gases de efeito estufa (GEE).

2.5 Termos econômicos para avaliação de investimentos

Para avaliar a viabilidade e atratividade econômica do projeto de expansão das plantas de E2G da Raízen, serão definidos alguns conceitos financeiros básicos necessários para este tipo de análise. Estes conceitos terão como referência a obra de Damodaran (2021 e 2022), professor de finanças da New York University (NYU) e uma das principais referências de finanças corporativas e avaliação de empresas do mundo.

- **Custo de capital e Taxa Mínima de Atratividade (TMA):**

Como os recursos financeiros são finitos, há uma barreira, ou taxa mínima, que os projetos de novos investimentos precisam superar antes de serem considerados aceitáveis. Esta taxa será maior para projetos mais arriscados do que para projetos mais seguros. Uma representação simples da taxa mínima de retorno é a seguinte:

$$\text{Taxa mínima de retorno} = \text{Taxa livre de risco} + \text{Prêmio de risco}$$

Taxa livre de risco é a taxa de retorno que um investidor teria em um investimento considerado seguro, como os títulos de dívida de um governo. O prêmio de risco, por sua vez, é uma função crescente do risco do projeto.

O método mais utilizado para definir o custo de capital é o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM). No CAPM, o custo de capital de uma empresa é uma ponderação entre o custo de capital do acionista (K_e) e o custo de dívida (K_d), encontrando-se assim o *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), ou Custo Médio Ponderado de Capital.

O K_e é definido pela fórmula:

$$K_e = (1 + (\text{Taxa livre de risco} + ERP * Beta)) * (1 + \text{Taxa de Inflação de longo prazo}) - 1$$

Onde: *ERP* (Equity Risk Premium) é o retorno esperado do mercado com base no índice (nesse caso do Ibovespa) e *Beta* é a sensibilidade ou alavancagem de uma empresa ou setor aos ciclos econômicos (medida de risco).

O K_d é definido pela fórmula:

$$K_d = \text{Custo de dívida} * (1 - \text{Taxa de imposto})$$

Onde Taxa de imposto é a alíquota de imposto efetiva, que é de 34% no Brasil;

Uma vez definidos o K_e e o K_d , o WACC é calculado por:

$$WACC = K_e * E/(E+D) + K_d * D/(E+D)$$

Onde D é a dívida líquida da companhia e E é o valor de mercado da empresa, uma boa estimativa para o valor justo de seu patrimônio líquido.

- **Valor presente líquido (VPL):**

O valor presente líquido é a soma dos valores presentes de todos os fluxos de caixa do projeto, incluindo o investimento inicial. Para encontrá-lo, realiza-se a projeção dos fluxos de caixa futuros do projeto e encontra-se o valor presente de cada um deles descontando-os com a taxa mínima de retorno determinada.

$$VPL_{(i)} = \sum_{j=0}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - I_0$$

Onde FC é o fluxo de caixa projetado em cada período, I_0 é o investimento inicial, “i” é a taxa mínima de retorno e “j” é o período no tempo.

Via de regra, o investimento só deve ser feito caso o VPL seja um número positivo.

- **Taxa Interna de Retorno (TIR)**

A taxa interna de retorno é a taxa de desconto (i) que iguala a zero o valor presente líquido calculado para o projeto, com base nos fluxos de caixa projetados. Dessa forma, caso a $TIR > TMA$, o VPL do projeto será positivo e a decisão de investimento, via de regra, deve ser positiva.

$$0 = \sum_{n=1}^{n=N} \frac{Fc_t}{(1 + Tir)^n}$$

- **Demonstração do Resultado do Exercício (DRE):**

A DRE é um demonstrativo contábil cuja finalidade é fornecer o resultado líquido de um exercício de uma empresa evidenciando suas receitas, custos e despesas no período. A DRE é apurada por meio do princípio contábil do regime

de competência onde “as receitas e as despesas devem ser incluídas na apuração do resultado do período em que ocorreram, sempre simultaneamente quando se correlacionam, independente de recebimento ou pagamento” (CFC, 1993 p.7). Segundo Assaf Neto (2012), a DRE visa fornecer, de maneira esquematizada, os resultados (lucro ou prejuízo) alcançados pela empresa em determinado exercício social. Sendo assim objetivando o resultado econômico da empresa com a finalidade de trazer melhoria para a entidade, sempre em busca de lucro

A DRE é uma ferramenta financeira obrigatória, que deve ser publicada sistematicamente todos os anos fiscais. Por ser uma demonstração importante, deve ser elaborada por todas as empresas, seja ela de grande ou pequeno porte, pois irá evidenciar o lucro ou prejuízo do período.

Seus principais elementos são: receita bruta, deduções de vendas, impostos e abatimentos; receita líquida; custos dos produtos vendidos e despesas gerais, administrativas e operacionais; lucro bruto, lucro operacional e lucro líquido.

2.6 Análise de cenários para projeções de transição energética e relacionadas ao clima, riscos e oportunidades

Cenários futuros são frequentemente utilizados para enfrentar desafios de longo prazo caracterizados por incerteza e complexidade, pois podem ajudar a explorar diferentes soluções alternativas. Os cenários podem, portanto, ser uma ferramenta útil para apoiar políticas e orientar ações em prol da sustentabilidade (FAURÉ et al. 2017). A análise de cenários pode ser uma ferramenta útil para apoiar políticas e orientar ações para a sustentabilidade (SWART et al. 2004). Para isso, é necessário avaliar os potenciais impactos de sustentabilidade de diferentes cenários. Vários métodos podem ser usados para avaliações de sustentabilidade (SAs), dependendo da finalidade, foco e escopo. Características importantes de muitas metodologias sobre análises de cenários são, entre outras, a consideração dos aspectos ambientais e sociais, o reconhecimento dos valores trazidos para a avaliação, a consideração de como a sustentabilidade é vista, a incerteza e a transparência tratadas e a importância de abordagens participativas. Com base na tipologia de Börjeson et al (2006), consideram-se três tipos de cenários: preditivos (previsões e cenários hipotéticos), exploratórios (cenários externos e estratégicos) e

normativos (preservativos ou transformadores (por exemplo, *backcasting*) respondendo às respectivas perguntas:

- O que vai acontecer?
- O que pode acontecer?
- Como atingir uma meta específica?

Ainda, segundo o *Task Force on Climate-Related Financial Disclosures* (TCFD), um cenário descreve um caminho de desenvolvimento que leva a um resultado específico. Os cenários não pretendem representar uma descrição completa do futuro, mas sim destacar os elementos centrais de um futuro possível e chamar a atenção para os principais fatores que conduzirão os desenvolvimentos futuros. São construções hipotéticas, não previsões, predições ou análises de sensibilidade (TCFD, 2020).

Neste sentido, a análise de cenários trata-se de uma ferramenta para aprimorar o pensamento estratégico crítico. Uma característica fundamental dos cenários é que eles devem desafiar o conhecimento convencional, ou consensual, sobre o futuro. Em um mundo de incertezas, os cenários visam explorar alternativas que podem alterar significativamente a base das premissas de “negócios usuais”

Segundo o TCFD, existem cinco cenários com diferentes características:

Plausível. Os eventos no cenário devem ser possíveis e a narrativa crível (ou seja, as descrições do que, por quê e como aconteceu, devem ser críveis).

Distintivo. Cada cenário deve se concentrar em uma combinação diferente dos fatores-chave. Os cenários devem ser claramente diferenciados quanto a estrutura e a mensagem, e não variações sobre um único tema. Vários cenários devem ser usados para explorar como diferentes permutações e/ou desenvolvimentos temporais dos mesmos fatores-chave podem produzir resultados muito diferentes.

Consistente. Cada cenário deve ter uma lógica interna forte. O objetivo da análise de cenário é explorar a maneira como os fatores interagem, e cada ação deve ter uma reação. Nem os atores nem os fatores externos devem anular completamente a evidência das tendências e posições atuais, a menos que explicações lógicas para essas mudanças sejam uma parte central do cenário.

Relevante. Cada cenário e o conjunto de cenários tomados como um todo devem contribuir com *insights* específicos sobre o futuro relacionados às implicações estratégicas e/ou financeiras de riscos e oportunidades relacionados ao clima.

Desafiador. Os cenários devem desafiar a sabedoria convencional e suposições simplistas sobre o futuro. Ao pensar nas principais fontes de incerteza, os cenários devem tentar explorar alternativas que alterem significativamente a base das premissas de negócios.

Organizações e novos estudos acerca do assunto de cenários de transição energética podem tomar como base cenários relevantes que já foram desenvolvidos. Os cenários desenvolvidos pela Agência Internacional de Energia (IEA) e pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) têm sido usados há muito tempo por cientistas e analistas de políticas para avaliar a vulnerabilidade futura às mudanças climáticas.

A produção desses cenários requer estimativas de futuros níveis populacionais, atividade econômica, estrutura de governança, valores sociais e padrões de mudança tecnológica e, por consequência, podem servir como “metacenários” para fornecer um contexto geral e um conjunto de macrotendências para o desenvolvimento de cenários específicos de uma determinada empresa ou setor. No entanto, ambos têm conjuntos de suposições e preconceitos sobre o caminho futuro do desenvolvimento que não abrange todo o espectro de possíveis caminhos futuros. É preciso levar isso em consideração se um cenário mais disruptivo fosse desenvolvido.

Por fim, em uma análise de cenários de transição energética e impactos ambientais/climáticos, os principais parâmetros e suposições a serem considerados para os países e empresas envolvidas neste processo são:

Taxa de desconto – qual taxa de desconto a organização aplica para descontar o valor futuro?

Demanda e *mix* de energia – qual seria a demanda total de energia resultante e *mix* de energia em diferentes fontes de energia primária, por exemplo carvão/petróleo/gás/nuclear/renováveis? Como isso se desenvolve ao longo do tempo, assumindo melhorias na eficiência do fornecimento/uso final? Quais fatores são usados

para eficiências de conversão de energia de cada categoria de fonte e para eficiência de uso final em cada categoria ao longo do tempo?

Preço das principais commodities/produtos – que conclusões a organização ou o estudo tira, com base nos parâmetros/suposições de entrada, sobre o desenvolvimento ao longo do tempo dos preços de mercado para os principais insumos de energia (por exemplo, carvão, petróleo, gás, eletricidade)?

Variáveis macroeconômicas – que taxa de PIB, taxa de emprego e outras variáveis econômicas são utilizadas?

Variáveis demográficas – quais suposições são feitas sobre o crescimento populacional e/ou migração?

Adaptação geográfica dos impactos da transição – quais suposições a organização faz sobre possíveis diferenças nos parâmetros de entrada entre regiões, países, locais de ativos e mercados?

Tecnologia – a organização ou estudo faz suposições sobre o desenvolvimento de desempenho/custo e os níveis resultantes de implantação ao longo do tempo de várias tecnologias-chave do lado da oferta e da demanda (por exemplo, energia solar fotovoltaica, eólica, armazenamento de energia, biocombustíveis, veículos elétricos e tecnologias de eficiência em outros setores-chave, incluindo industrial e infraestrutura)?

Política – quais são as suposições sobre a força de diferentes sinais de política e seu desenvolvimento ao longo do tempo (por exemplo, metas nacionais de emissões de carbono; eficiência energética ou padrões de tecnologia e políticas em setores-chave; subsídios para combustíveis fósseis; subsídios ou apoio para fontes de energia renovável)

Pressupostos de sensibilidade climática – há algum pressuposto de aumento de temperatura em relação ao aumento de CO₂?

3. MANDATOS GOVERNAMENTAIS

Nos últimos 15 anos, o crescimento constante da produção e utilização de biocombustíveis ganhou impulso por meio de diversas políticas de apoio à adoção de biocombustíveis. De acordo com IEA (2020), essas políticas podem assumir diferentes formas, incluindo mandatos de mistura, reduções e isenções de impostos de consumo, padrões de combustíveis renováveis e combustíveis de baixo carbono, incentivos fiscais, financiamento público e subsídios. Medidas como estas podem ser aplicadas em diferentes estágios da produção de biocombustíveis e cadeias de consumo. Instrumentos como mandatos de mistura de biocombustíveis foram eficazes para apoiar tecnologias relativamente maduras, pois servem para criar demanda por biocombustíveis, a qual é normalmente atendida com tecnologias de conversão comercial como o etanol convencional ou o biodiesel. Mesmo assim, os instrumentos políticos desse tipo podem ser limitados pela capacidade de tecnologias atualmente existentes no mercado, pois normalmente são mais caras que os biocombustíveis convencionais.

Dados os benefícios potenciais dos biocombustíveis avançados em termos de redução de emissões dos GEE, bem como a capacidade de usar uma gama mais ampla de matérias-primas à base de resíduos, várias iniciativas políticas foram implementadas na última década (BANK OF AMERICA, 2011). Os pioneiros deste mercado são o Brasil, a União Europeia e o Estados Unidos, que tradicionalmente tiveram maior influência devido aos regulamentos de apoio e incentivos governamentais para a produção de biocombustíveis.

Além disso, cabe ressaltar a importância e complexidade da descarbonização do setor de transportes, responsável por aproximadamente 20% das emissões globais de CO₂, e a consequente importância de mandatos governamentais e os esforços individuais de cada país ou bloco econômico para atingirem suas metas e, por consequência, cumprirem com o cenário proposto de redução de emissões de carbono ou neutralidade no Acordo de Paris até 2050.

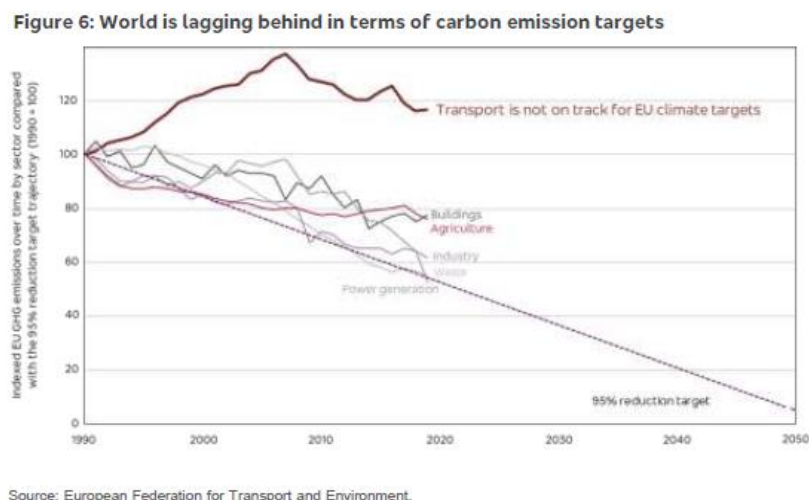


Figura 28: Emissões europeias de GEE por setor. 1990 = base 100 (BBI, 2021)

Alguns dos mandatos mais notáveis, discriminados por seus respectivos países, serão descritos e estudados a seguir.

3.1 Brasil

Atualmente, o Brasil possui dois mandatos de bicomcombustíveis em vigor que determinam os teores de mistura nos combustíveis fosseis tradicionais, gasolina e diesel. Para a gasolina, o mandato é de mistura de 27% de etanol anidro (E27) e para o diesel, o mandato é de mistura de 12% de biodiesel, com a meta de chegar a 15% até 2023 e possivelmente a 20% até o fim da década (UDOP, 2022).

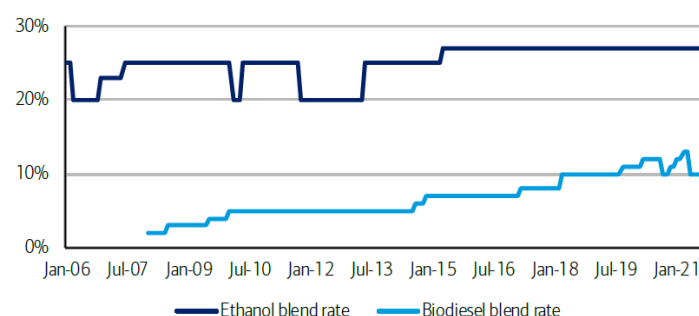


Figura 29: Percentual de mistura do etanol e do biodiesel no Brasil (ANP, 2022 e Bank of America Merrill Lynch, 2021)

Em 2016, o Brasil se comprometeu, no Acordo de Paris, a reduzir suas emissões de GEE em 43% com relação a 2005. A utilização de combustíveis deve participar desse processo. Mais recentemente, na reunião da COP26, em 2021, o país se comprometeu com uma redução de 50% (comparadas a uma base de 2005) das emissões de GEE até 2030. Além disso, o Brasil já determinou o aumento das taxas de mistura de biodiesel de 10% para 15% até 2023 e uma proposta no Congresso sugere que as taxas de mistura devem chegar a 20% em 2028 (EPBR, 2020 e 2022). No mercado de etanol, não existe perspectiva para aumentar a taxa de mistura do biocombustível na gasolina no médio prazo.

Além disso, as autoridades brasileiras criaram um grupo para estudar a implantação de biocombustíveis avançados no país por meio do programa *Combustível do Futuro*, que poderia estabelecer mandatos adicionais para combustíveis de última geração, como E2G e diesel renovável (MME, 2021). Especialistas do setor sugerem que a principal proposta em relação ao etanol é segregar a taxa de mistura de 27% de etanol em dois grupos: 2% de E2G e 25% de E1G em uma regulamentação transitória ao longo de 10 anos para desenvolver a indústria local de E2G (BANK OF AMERICA, 2021).

3.1.1 – RenovaBio

O RenovaBio é uma iniciativa do Ministério de Minas e Energia (MME), lançada em dezembro de 2016, que visa expandir a produção de biocombustíveis, fundamentada na previsibilidade e sustentabilidade ambiental, econômica e social (EPE). A proposta foi desenvolvida pelo Brasil como parte de seu compromisso com a COP21 (Acordo de Paris) de reduzir suas emissões domésticas de gases de efeito estufa em 43% até 2030. Para isso, o MME sugere manter a produção de bioenergia equivalente a pelo menos 18% de toda a energia consumida, elevando a produção de etanol de 28 bilhões de litros (2017) para 54 bilhões até 2030 (LORENZI e ANDRADE, 2019).

O RenovaBio é composto por três eixos estratégicos: 1) Metas de Descarbonização; 2) Certificação da Produção de Biocombustíveis; e 3) Crédito de Descarbonização - CBIO (MME, 2021). Após seu lançamento, regulações adicionais e mecanismos e sistemas de transação levaram 3 anos para serem implementados, com a primeira negociação de CBIOs acontecendo em 2020.

O programa estabeleceu o primeiro mercado regulado de crédito de carbono do Brasil e funciona com base na compra e venda de unidades chamadas CBIO. Cada unidade de CBIO equivale a uma tonelada de CO₂ compensada em emissões. O objetivo do RenovaBio é otimizar a matriz energética brasileira de transporte, com maior uso de biocombustíveis, os quais possuem menor pegada de carbono que os combustíveis fósseis. O programa possui como metas: a representação de 60% pelo etanol do ciclo Otto brasileiro (*versus* 44% em 2019); o alcance de 15% do mercado de diesel brasileiro pelo biodiesel; a prevenção da emissão de 700 milhões de toneladas de CO₂ até 2030.

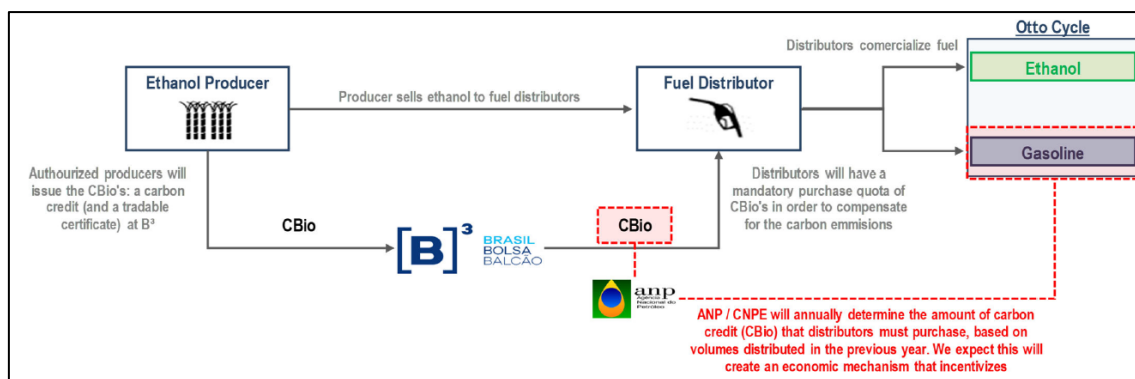
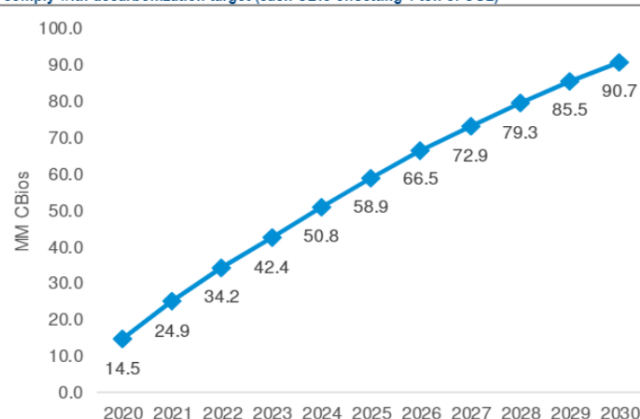


Figura 30: Fluxograma do programa RenovaBio (BTG PACTUAL, 2021)

Para atingir tais objetivos, anualmente, o Governo estabelece metas para os próximos 10 anos, as quais são repassadas para as distribuidoras de combustíveis, parte onerada da política, que precisam comprar os CBIOs para compensar a emissão de carbono dos combustíveis fósseis por elas comercializados. De 2020 a 2030, a meta do Renovabio é de um total de emissão e consumo de 620 milhões de CBIOs, o que significa uma redução total somada de emissão de CO₂ de 620 milhões de toneladas até 2030, representando uma redução anual de 90,7Mt CO₂ em 2030.

Chart 5: The government's RenovaBio Committee also forecasts the number of CBios necessary to comply with decarbonization target (each CBio offsetting 1 ton of CO₂)



Source: ANP / MME / BTG Pactual

Figura 31: Metas anuais de CBIOs estabelecidas pelo RenovaBio (BTG PACTUAL, 2021)

Os produtores de biocombustíveis são certificados para vender créditos de carbono (CBIOs) de acordo com uma ferramenta chamada RenovaCalc, que mede a intensidade de carbono (gCO₂eq/MJ) do biocombustível produzido. Baseado no quão eficiente (menos poluente) é o biocombustível fornecido pelo produtor, a Agência Nacional do Petróleo (ANP) determina a quantidade de CBIOs a serem emitidos por cada produtor, e os créditos são negociados na bolsa de valores brasileira (B3). Até 2030, estima-se que o programa gere R\$55bi em receitas aos produtores de biocombustíveis, incentivando o investimento em capacidade produtiva e em eficiência (BTG PACTUAL, 2021).

3.2 Europa - *Renewable Energy Directive*

A União Europeia (UE) começou a implementar metas relacionadas a biocombustíveis em 2003 com a Diretriz 2003/30/EC. A primeira diretriz de biocombustíveis estabeleceu metas indicativas de penetração de biocombustíveis de 2% até o final de 2005 e de 5,75% até o final de 2010 (IEA, 2019).

Em 2009, a Europa elaborou o primeiro plano do *Renewable Energy Directive*. O programa possui uma diretriz para a adoção de biocombustíveis e biocombustíveis alternativos e avançados por parte dos países membros da União Europeia. Inicialmente, o programa definiu uma participação de 10% de renováveis na matriz energética de combustíveis para transporte até 2020 (Diretriz 2009/28/EC do Parlamento Europeu). Seu objetivo era diminuir em 6% as emissões de CO₂ provenientes do setor de transportes se

comparado a uma matriz 100% fóssil (diesel e gasolina). O objetivo principal era utilizar biocombustíveis *food-based*, como milho e cana, de produção mais fácil, na matriz energética.

Após um período, as comissões e órgãos reguladores passaram a criticar o uso de biocombustíveis *food-based*, uma vez que estes promoviam o uso predatório de terra e acabariam por fomentar o desmatamento (o exemplo mais emblemático é o óleo de palma usado para biodiesel, bem mais relevante na Europa que o etanol veicular). Dessa forma, em 2012 estabeleceu-se uma diretriz que levava em conta o *indirect land use change* (ILUC) que leva em conta emissões indiretas no uso de terra.

O RED foi emendado em 2015, e biocombustíveis avançados passaram a estar submetidos a uma meta de 0,5% do consumo de combustíveis para transporte. Biocombustíveis *food-based* tradicionais não poderiam passar de 7% (ETIP, 2021). Combustíveis baseados em resíduos, como o E2G, são um exemplo de biocombustível avançado, assim como todos abaixo:

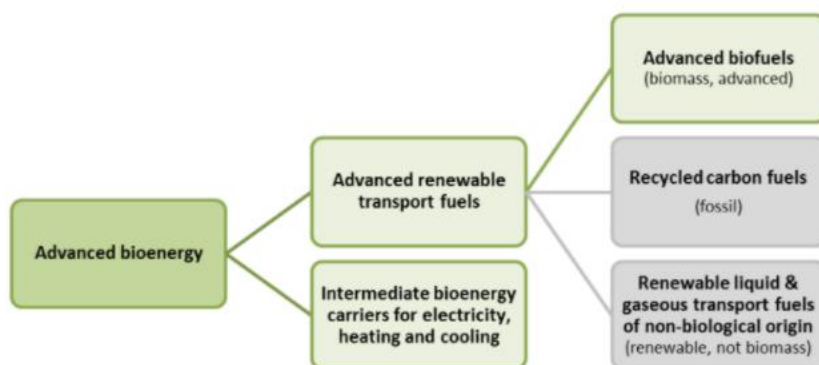


Figura 32: Classificação de combustíveis bioenergéticos (ETIP, 2021)

Advanced biofuels (by TRL)

Hydrotreated Vegetable Oils (HVO) / Hydroprocessed Esters and Fatty Acids (HEFA) do not have the detrimental effects of ester-type biodiesel fuels, such as increased NO_x emission, deposit formation, storage stability problems, more rapid aging of engine oil or poor cold properties. HVOs are straight-chain paraffinic hydrocarbons that are free of aromatics, oxygen and sulfur and have high cetane numbers. They are also approved for use as aviation fuels. The aim is to produce HVOs from sustainable feedstocks.

Cellulosic ethanol can be produced by hydrolysis and fermentation of lignocellulosic agricultural wastes such as straw or corn stover or from energy grasses or other energy crops. The end product is the same as conventional bioethanol, which is typically blended with gasoline.

BioSynthetic Natural Gas (BioSNG) is produced via an initial gasification step followed by gas conditioning, SNG synthesis and gas upgrading. BioSNG can be used in a similar way to biomethane (biogas) generated via anaerobic digestion (a biological process). Syngas may also be converted to liquid fuels.

FT-liquids / Biomass to Liquid (BtL) is generally produced via gasification (heating in partial presence of oxygen to produce carbon monoxide and hydrogen). Feedstocks include woody residues or wastes or energy crops. Gasification is followed by conditioning and then fuel synthesis via Fischer-Tropsch or the "methanol-to-gasoline" process. BtL is used in diesel engines. It has also been approved as an aviation fuel.

High temperature plasma gasification can be used to convert a wider range of feedstocks to syngas, which can then be cleaned and converted into fuels.

Methanol is currently most produced by the catalytic conversion of syngas (a mix of carbon monoxide, carbon dioxide and hydrogen) from fossil sources. Biomethanol can be produced from a wide range of biomass feedstocks via a thermochemical route similar to the Fischer-Tropsch process for BtL. It can be blended in petrol at 10-20%.

BioDME (dimethylether) can be produced via catalytic dehydration of methanol or directly from syngas. Above -25°C or below 5 bar DME is a gas. Hence its use as a transport fuel can be considered similar to that of LPG.

Biobutanol is an alcohol that can be used as a transport fuel. Each molecule contains four carbon atoms rather than two as in ethanol. It is more compatible with existing fuel infrastructures and engines than ethanol. Novel fermentation techniques are being developed to convert sugars into butanol using modified yeast strains.

Synthetic paraffinic fuel / Hydrocarbons via chemical catalysis of plant sugars Chemical catalysis or modified microorganisms offer great potential for converting sugars into specific fuel molecules including biopetroleum, bio jet fuel and other drop-in fuels, which have very similar properties to their fossil fuel counterparts.

Drop-in biofuels via biotechnology, synthetic biology, modified metabolism and other techniques are being developed to convert plant sugars to a range of fuels that have similar properties to fossil gasoline or diesel.

Biohydrogen Hydrogen can potentially be produced from biomass via various routes and can be used as a vehicle fuel. Biohydrogen is not currently being produced at significant volumes, but could be an important fuel in the future.

Algal biofuels may be produced from macro algae (seaweeds) and microalgae via a range of technologies. A number of projects and pilot plants are now identifying the best types of algae to use and the best production technologies. Various advanced biofuels can be produced with algae as feedstock, but economics call for higher-value products, such as cosmetics, pigments, food supplements and additives etc. Algal biofuels have attracted great interest as they do not compete with food crops for land use, but the technology is not yet as mature as that for some other advanced biofuels.

Figura 33: Tipos de biocombustíveis avançados (ETIP, 2021)

Em 2016, o RED II promoveu uma revisão de metas do RED, e foi aprovado em 2018. O objetivo do segundo plano estabelecido era de atingir uma percentagem de 32% da matriz energética europeia oriunda de fontes renováveis até 2030. Para o setor de transporte, foi determinado que 14% da matriz energética deveria ser proveniente de biocombustíveis até 2030, com combustíveis de óleo de palma e soja (biodiesel) limitados aos níveis de 2019, com subsídios retirados e removidos gradualmente até 2023. Há também uma meta de 3,6% de biocombustíveis alternativos e avançados até 2030 (ETIP, 2021).

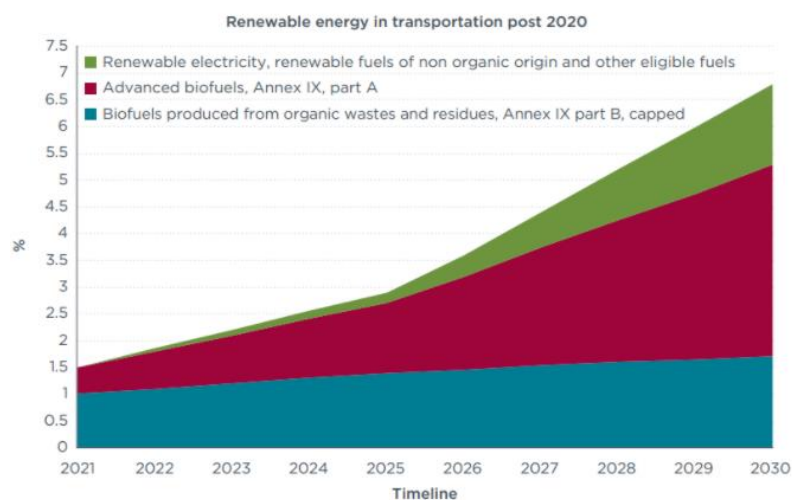


Figura 34: Metas de energia renovável para o setor de transportes europeu – RED II (ICCT, 2017)

Em julho de 2021, a União Europeia lançou o programa “*Fit for 55*”, que visa diminuir em 55% as emissões de CO₂ até 2030 e atingir a neutralidade de carbono em 2050 em todo o bloco. Para isso, o programa propôs aumentar de 14% para 26% o *target* de renováveis na matriz de combustíveis para transporte, sendo 4,4% de biocombustíveis avançados e o uso de biocombustíveis *food-based* (biocombustíveis tradicionais) limitados a 7%, o que sugeriria maior demanda de biocombustíveis alternativos/avançados até 2030 (COUNCIL OF THE EU, 2022).

Para garantir o cumprimento das metas e tornar os biocombustíveis economicamente atrativos, a UE também propôs uma taxa mínima baseado no tipo de combustível usado e em seu conteúdo energético. Biocombustíveis avançados não possuem taxa, enquanto gasolina e combustíveis fósseis possuem uma taxa de EUR 10.75/GJ para seu uso (EC, 2021). Assim, utilizando como custo de oportunidade o valor da taxa a ser paga pelo consumo de combustíveis fósseis, pode-se estimar um preço mínimo (prêmio) a ser pago pelo E2G ou pelos outros biocombustíveis alternativos.

	Unit	
Tax per litter of petrol	EUR/GJ	10,75
Energy content	GJ/litter	0,0342
Tax per m3	EUR	367,65
Brent price	USD/bbl	60
Gasoline crack spread	USD/bbl	12
EURUSD		1,2
Calculated gasoline price	EUR/L	0,54
Given gasoline price	EUR/L	1,4
E2G minimum price	EUR/m3	748
E2G maximum price	EUR/m3	1.348

Figura 35: Cálculo do Preço Mínimo de E2G (Autor)

3.3 EUA – *Renewable Fuel Standard (RFS)*

O *Renewable Fuel Standard (RFS)* é um programa de política energética nacional criado nos EUA em 2005, sob a Lei de Política Energética (EPAct), que exige a substituição por um certo volume de combustíveis renováveis dos combustíveis de transporte à base de petróleo, óleo de aquecimento ou combustível de aviação. A EPA implementa o programa em consulta com o Departamento de Agricultura dos EUA e o Departamento de Energia.

As quatro categorias de combustíveis renováveis sob o programa do RFS são: biodiesel, biocombustível celulósico, biocombustível avançado e combustível renovável convencional

Em 2007, a Lei de Independência e Segurança Energética (EISA) expandiu de forma relevante o programa do RFS e incluiu mudanças importantes:

- Aumentar as metas de longo prazo (2022) para 36 bilhões de galões de combustível renovável, estendendo os requisitos de volume anual até 2022;
- Adicionar definições e qualificações explícitas para combustíveis renováveis (por exemplo, biomassa renovável, emissões de GEE etc.)
- Criar concessões de direitos adquiridos para volumes de certas instalações existentes
- Incluir tipos específicos de autoridades de isenção

Os volumes previstos no programa podem ser observados a seguir:

Volume Standards as Set Forth in EISA					
Year	Cellulosic Biofuel	Biomass-Based Diesel	Advanced Biofuel	Total Renewable Fuel	"Conventional" Biofuel
2009	NA	0.5	0.6	11.1	10.5
2010	0.1	0.65	0.95	12.95	12.0
2011	0.25	0.8	1.35	13.95	12.6
2012	0.5	1.0	2.0	15.2	13.2
2013	1.0	*	2.75	16.55	13.8
2014	1.75	*	3.75	18.15	14.4
2015	3.0	*	5.5	20.5	15.0
2016	4.25	*	7.25	22.25	15.0
2017	5.5	*	9.0	24.0	15.0
2018	7.0	*	11.0	26.0	15.0
2019	8.5	*	13.0	28.0	15.0
2020	10.5	*	15.0	30.0	15.0
2021	13.5	*	18.0	33.0	15.0
2022	16.0	*	21.0	36.0	15.0
*statute sets 1 billion gallons minimum, but EPA may raise requirement Note: There is no statutory volume requirement for "conventional" biofuel. The conventional volumes in the table are calculated (total - advanced) and are certain biofuels that do not qualify as advanced.					

Figura 36: Metas de biocombustíveis da EISA para o RFS (EPA, 2022)

Para se qualificar como um combustível renovável sob o RFS, os combustíveis precisam atingir uma redução da emissão de GHG comparados aos níveis de emissão (unitária, gases por MJ) de combustíveis fósseis em 2005.

- O biodiesel deve ter uma redução de 50% de GEE no ciclo de vida
- O biocombustível celulósico deve ser produzido a partir de celulose, hemicelulose ou lignina e deve atender a uma redução de 60% de GEE no ciclo de vida
- O biocombustível avançado pode ser produzido a partir de biomassa renovável qualificada (exceto amido de milho) e deve atender a uma redução de 50% de GEE
- Combustível renovável (ou convencional) normalmente se refere ao etanol derivado do amido de milho e deve atender a um limite mínimo de redução de 20% de GEE do ciclo de vida

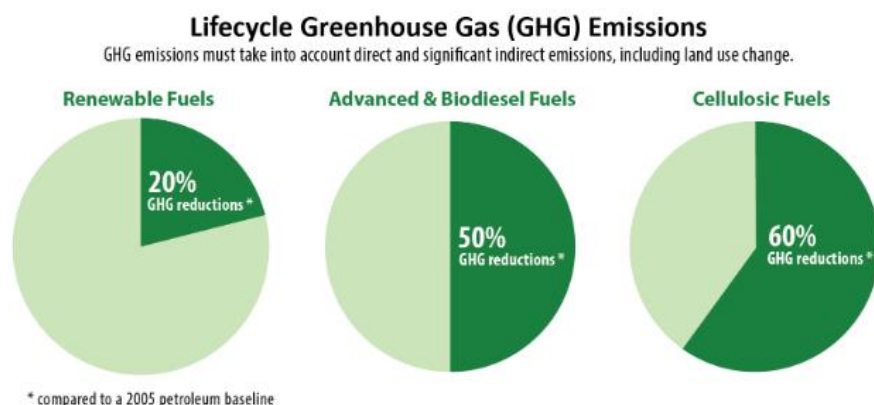


Figura 37: Critérios de emissão para enquadramento como biocombustível no RFS (EPA, 2022)

A implementação do programa do RFS ocorre por meio das partes obrigadas, refinadores e importadores de combustíveis, que devem misturar combustíveis renováveis aos combustíveis fósseis ou comprar créditos de carbono chamados *Renewable Identification Numbers* (RINs) para atender ao volume determinado pela EPA para cada ano. Este volume é definido para o ano seguinte com base em projeções sobre a produção e consumo de diesel e gasolina no mercado americano

Os RINs são os créditos que as partes obrigadas usam para demonstrar a conformidade com a norma estabelecida pela EPA. Em paralelo ao mercado brasileiro, os RINs são análogos aos CBIOS. As partes obrigadas devem obter RINs suficientes para cada categoria (quatro categorias) para demonstrar a conformidade com a norma anual. Os RINs são gerados quando um produtor produz um galão de combustível renovável e este é certificado. Eles podem ser transacionados entre diferentes partes e obtidos associados a um galão físico de combustível ou em transações no mercado, comprados como créditos de carbono.

Cada tipo de combustível é identificado por um código (*D-code*), baseado em sua matéria prima, tipo de combustível produzido, gastos energéticos do processo de produção e limiares de redução de GEE. As quatro categorias de combustíveis possuem os seguintes códigos:

Biocombustível celulósico = D-3

Biodiesel = D-4

Biocombustíveis avançados = D-5

Combustível renovável convencional = D-6

D-Code	Cellulosic Biofuel	Biomass-Based Diesel	Advanced Biofuel	Total Renewable Fuel
3	X		X	X
4		X	X	X
5			X	X
6				X
7	X		X	X

Figura 38: Códigos “D-code” dos diferentes tipos de biocombustíveis do RFS (EPA, 2022)

Cada tipo de RIN é precificado de forma diferente. Há um prêmio para os RINs de código D-3, associados a biocombustíveis avançados e celulósicos, os quais emitem menos gases e utilizam matérias primas não comestíveis que seriam normalmente descartadas (rejeitos).

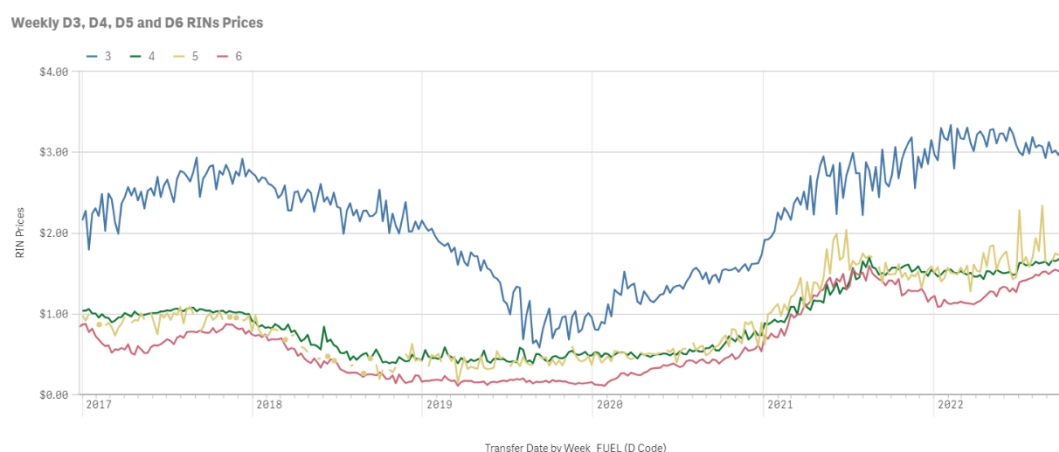


Figura 39: Histórico de preços dos RINs (EPA, 2022)

3.3.1 Low Carbon Fuel Standard (LCFS)

Ainda nos Estados Unidos, destaca-se o programa *Low Carbon Fuel Standard* (LCFS) estabelecido no estado da Califórnia, o primeiro mandato de combustíveis de baixa emissão de carbono do mundo.

O LCFS é uma iniciativa criada especificamente para o estado da Califórnia, que rapidamente emergiu como o estado mais avançado dos EUA no que diz respeito ao crescimento da indústria de biocombustíveis avançados. O programa foi criado em 2007

pelo *California Air Resource Board* (CARB) e visa diminuir a intensidade de carbono da matriz de combustíveis de transporte do estado, além de fornecer uma série de alternativas renováveis e de baixo carbono. O programa visa reduzir a dependência de petróleo e seus derivados e obter benefícios também na qualidade do ar.

O LCFS foi criado no âmbito do AB 32 *Climate Change Scoping Plan*, que criou o abrangente programa de metas anuais para reduzir as emissões na Califórnia. O programa foi projetado especificamente para reduzir as emissões de GEE no setor de transporte, que é responsável por cerca de 50% de todas as emissões de GEE do estado, bem como 80% emissões de gases formadores de ozônio e mais de 95% de partículas de diesel. De acordo com CARB, a iniciativa do LCFS visa atingir seus objetivos por meio da melhoria da tecnologia dos veículos, reduzindo o consumo de combustíveis e aumentando as opções de mobilidade e transporte. Além disso, em 2018, o CARB aprovou alterações ao regulamento, que incluiu o reforço dos *benchmarks* de intensidade de carbono até 2030, em linha com as metas de emissão de GEE do estado para 2030, incluindo a adição de novas linhas de crédito para promover a adoção de veículos de emissão zero, combustível de aviação alternativo (SAF), captura e sequestro de carbono, bem como tecnologias avançadas para alcançar descarbonização no setor de transportes.

De acordo com o CARB, os padrões do LCFS são expressos em termos de intensidade de carbono (CI) da gasolina e do óleo diesel, bem como seus respectivos substitutos. À semelhança do observado no RFS, o programa baseia-se no princípio de que cada combustível tem um “ciclo de vida” único e que a avaliação dos ciclos de vida inclui emissões diretas associadas ao combustível, bem como efeitos indiretos, como o que se vê com mudanças indiretas de uso da terra (ILUC), que se referem aos impactos que ocorrem em outras terras devido ao efeito das práticas e manuseio de terras agrícolas anteriores.

Combustíveis de baixo carbono que estão abaixo de um determinado *benchmark* de intensidade de carbono geram créditos, enquanto combustíveis acima do *benchmark* geram déficits. Esses créditos/déficits são denominados em toneladas métricas de emissões de GEE, e a conformidade anual é alcançada quando uma parte regulamentada usa créditos para compensar seus déficits. A figura abaixo demonstra a evolução dos *benchmarks* de intensidade de carbono para a gasolina e diesel

Table 5: Carbon Intensity Benchmarks for Gasoline & Diesel Fuel and Their Substitutes

Year	Gasoline Average CI (gCO ₂ e/MJ)	Diesel Average CI (gCO ₂ e/MJ)
2019	93.23	94.17
2020	91.98	92.92
2021	90.74	91.66
2022	89.50	90.41
2023	88.25	89.15
2024	87.01	87.89
2025	85.77	86.64
2026	84.52	85.38
2027	83.28	84.13
2028	82.04	82.87
2029	80.80	81.62
2030 onward	79.55	80.36

Source: California Air Resource Board.

Figura 40: Benchmarks de intensidade de carbono da gasolina e do diesel no LCFS (JP MORGAN, 2021)

O CARB trabalha com o programa LCFS para construir um mercado integrado para combustíveis de baixo carbono que devem criar maior atração de mercado e aumentar a confiança dos investidores em combustíveis de baixo carbono, como biocombustíveis avançados. Outras jurisdições espelham-se na Califórnia para alinhar estrategicamente as políticas destinadas a reduzir as emissões de GEE. Isto é evidente a partir da análise do *Pacific Coast Collaborative*, uma agência internacional fundada em 2008, incluindo os governos da Colúmbia Britânica (Canadá), Washington, Oregon e Califórnia.

Figure 14: 2011-2020 Performance of the Low Carbon Fuel Standard

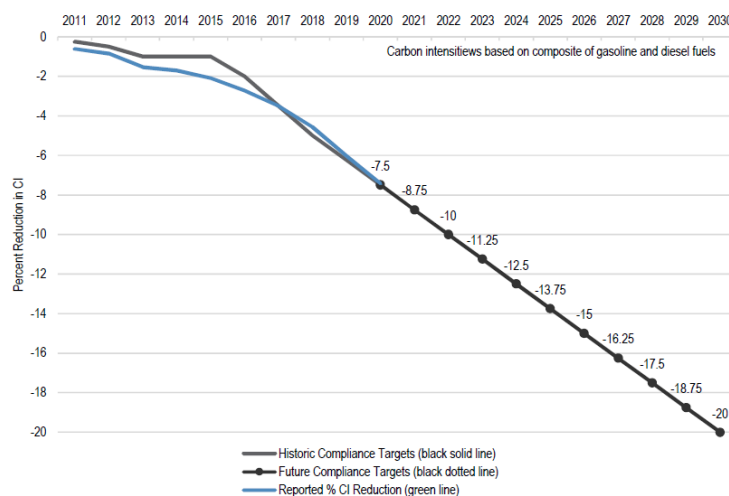


Figura 41: Performance e metas do LCFS (JP MORGAN, 2021)

A figura acima mostra a redução percentual na intensidade de carbono da matriz de combustível de transporte da Califórnia. A meta do LCFS é atingir uma redução de 20% até 2030 por meio da definição de uma meta anual decrescente, ou padrão de conformidade. Este padrão foi congelado em 1% de redução de 2013-2015 devido a contestações legais, contribuindo para um acúmulo de créditos bancários como partes reguladas trazendo novos combustíveis alternativos ao mercado continuar a cumprir a norma.

Pode-se resumir os requisitos e mandatos básicos do programa do LCFS como:

- Estabelece padrões anuais de intensidade de carbono (CI) ou *benchmarks* para gasolina, diesel, e os combustíveis que os substituem;
- CI é a medida de GEE associada à produção, distribuição e consumo de um combustível;
- CI é baseado na análise completa do ciclo de vida do combustível;
- Permitir que o mercado determine qual *mix* de combustíveis será utilizado para atingir os alvos do programa;
- Sob a regulamentação atual: o padrão atual de declínio de 20% da CI até 2030 será imposto para anos após 2030.

Conforme declarado pela consultoria de *commodities* The Jacobsen, o programa LCFS da Califórnia cresceu de um pequeno projeto piloto que incentivou o consumo de 1,8 milhões de galões de diesel renovável em 2011 para um programa reconhecido nacionalmente responsável pelo consumo de 384 milhões galões de diesel renovável em 2018. Os preços de crédito do LCFS passaram de US\$10-20 em 2014 para mais de US\$ 200 por crédito hoje. A receita gerada por meio da comercialização dos créditos de carbono, que são usados para incentivar ainda mais o avanço do programa, aumentou de US\$ 723,5 milhões em 2017 para US\$ 2,7 bilhões em 2019.

O programa do LCFS provou ter uma resiliência e previsibilidade superiores ao programa nacional do RFS. Outros estados americanos aderiram ao LCFS ou consideram criar programas semelhantes. Deve-se notar, também, que o CARB continua a se envolver com representantes do Canadá e do Brasil à medida que desenvolvem programas semelhantes de combustível limpo, tendo influência sobre a criação do RenovaBio e responsável direto pela importação de biocombustíveis avançados brasileiros, como o E2G.

3.4 Índia

A Índia é o segundo maior produtor de cana de açúcar do mundo, atrás apenas do Brasil. O setor é de grande relevância econômica e social para o país, uma vez que emprega 50 milhões de pessoas. Por possuir uma estrutura majoritariamente informal e com baixa intensidade tecnológica, a produção de cana e de açúcar no país foi sustentada por muitos anos por subsídios governamentais. Entretanto, após uma disputa entre Brasil, Austrália e Guatemala contra a Índia, uma decisão da Organização Mundial do Comércio (OMC) de 2021 determinou o fim dos subsídios indianos ao setor.

Como forma de buscar uma solução sustentável para essa determinação e diminuir sua dependência de importação de derivados de combustíveis, o país decidiu lançar um ambicioso plano para o desenvolvimento da indústria nacional de etanol, em um movimento que tornaria o mercado indiano de açúcar e etanol similar ao do Brasil. O programa prevê um aumento gradual do *blend* de etanol no *mix* de combustíveis do país de 5% (E5) em 2020 para 20% (E20) em 2025.

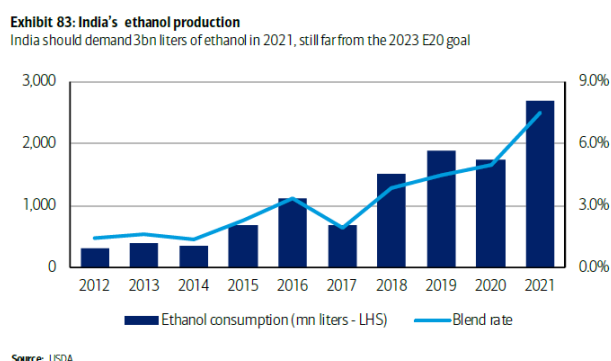


Figura 42: Produção histórica de etanol na Índia e taxa de blend no Ciclo Otto (BANK OF AMERICA, 2021)

Dessa forma, a Índia deve atingir uma produção de até 7,5 bilhões de litros de etanol até 2025 para atingir sua meta de *blend* de 20% no consumo total de gasolina no país

Em dezembro de 2020, a Índia também criou um programa de subvenção no valor de US\$ 600 milhões para financiar a construção de novas destilarias no país. De acordo com o Departamento e Distribuição Pública (DFPD), o país já aprovou 422 projetos sob o regime de subvenção de juros, que devem acrescentar 16,8 bilhões de litros de capacidade, sendo que 6 bilhões deverão estar em pleno funcionamento num prazo de dois a quatro anos.

A demanda indiana por etanol é uma restrição no momento, pois o país tem um mercado de veículos *flex-fuel* pouco desenvolvido. Entretanto, 2021, o país publicou diretrizes para veículos *flex*, onde aprovou a comercialização do E20 a partir de 2023 e deu sinais no sentido de desenvolver um mercado de E100 com o excesso de etanol a ser produzido no país, seguindo o mesmo caminho realizado pelo Brasil no passado e trazendo uma mudança estrutural para a dinâmica do mercado de açúcar e etanol indiano e global (AAYOG, 2021).

Além disso, de acordo com o Plano Nacional de Biocombustíveis indiano, o país deve alcançar uma mistura de 5% de biodiesel no consumo total de diesel até 2030, contra uma mistura atual praticamente inexistente, de 0,07%

3.5 China

A China se comprometeu com o pico de emissões de CO₂ em 2030 no seu 14º Plano Quinquenal de Desenvolvimento de 2021. Contudo, não há diretrizes que especifiquem o papel e metas dos biocombustíveis no plano de descarbonização do país, o que torna a visibilidade da política de biocombustíveis do país mais incerta. Com relação ao setor de transporte, o plano determina:

- Melhorar as políticas de alternativas de energia limpa no setor de transporte.
- Promover a transformação verde e de baixo carbono do transporte, otimizar a estrutura de transporte e promover instalações e equipamentos de transporte verde e de baixo carbono.
- Promover transporte público eletrificado de grande capacidade e veículos de energia limpa, como eletricidade, energia de hidrogênio, combustível biolíquido avançado e gás natural.
- Melhorar o layout e as instalações de serviço de estações de recarga e substituição, hidrogenação e gás (GNL).
- Reduzir o uso de energia limpa no setor de transporte e o custo de energia

Em 2017 o governo chinês anunciou um mandato nacional para implementação de E10 em todo o país até 2020 (CARD, 2017). À época, isto representaria um aumento

de quatro vezes a capacidade de produção de etanol do país em 3 anos. Entretanto, a implementação do mandato foi adiada e não foi retomada até então.

Com relação ao biodiesel, um possível cenário para o futuro do combustível no país pode ser configurado pelo exemplo da cidade de Xangai. Desde 2013, a cidade vem experimentando o uso de biodiesel em ônibus públicos e veículos de limpeza de ruas. Ao final de 2020, o biodiesel B5 estava disponível em todos os 243 postos de abastecimento da cidade (CHINA DIALOGUE, 2022).

Em 2021, a participação de etanol no *mix* de gasolina do país era de 2,1% e o de biodiesel de 0,2%.

China currently blends 2% of ethanol into the gasoline

2021	Bioethanol	Biodiesel
Production (bn liters)	10.6	1.7
Fuel Production (bn liters)	3.4	n/a
Consumption (bn liters)	11.6	1.3
Fuel Consumption (bn liters)	4.2	0.3
Blend Wall	E10	-
E100, B100	No	No
Blend Rate	2.10%	0.20%
Feedstock	Corn - 50% Rice - 36% Cassava - 12% Wheat - 2%	UCO - 100%

Figura 43: Taxa de mistura de etanol e biodiesel na China (BANK OF AMERICA, 2021)

Entretanto, assumindo um cenário em que a China atue de forma incisiva para atingir seu pico de emissões em 2030, considera-se que o país irá buscar *blends* de E10 e B5, os limites técnicos que não afetam o desempenho dos motores dos veículos e que não requerem investimentos em adaptações da frota, assim como estão em linha com políticas de biocombustíveis já anunciadas no país (E10) ou em teste (Xangai com B5).

4. PROJEÇÕES E MERCADO

No início deste trabalho, foram explorados os conceitos dos diferentes biocombustíveis existentes e em desenvolvimento, analisando seu contexto de desenvolvimento tecnológico e os mandatos governamentais para sua implementação na matriz energética de transporte mundial.

Após essa contextualização acerca dos biocombustíveis, o presente capítulo irá apresentar os principais aspectos setoriais e de mercado envolvidos na análise dos biocombustíveis, explorando seus custos de desenvolvimento, projetos de novas capacidades de produção mapeados, aspectos envolvidos na precificação dos biocombustíveis e o estado da indústria de biocombustíveis hoje e seus principais riscos e restrições. Por fim, serão analisados alguns dos principais players mundiais do mercado de biocombustíveis avançados e, dentre estes, será feita uma análise mais detalhada acerca do plano de expansão das plantas de E2G da Raízen, uma empresa brasileira listada na bolsa de valores e uma das pioneiras no mercado global de biocombustíveis avançados

Por fim, serão elaborados três diferentes cenários para a conjuntura global de biocombustíveis em 2030. O primeiro cenário considerado será um *cenário base*, no qual os mandatos governamentais em vigor atualmente são cumpridos de acordo com suas metas vigentes para o ano de 2030. O segundo cenário analisado será um *cenário pessimista*, no qual os governos e os mercados não alcançam as metas estipuladas em seus planos para o uso de biocombustíveis, por dificuldades técnicas ou econômicas. O terceiro e último cenário elaborado, será o *cenário no qual o mercado se desenvolve de forma mais rápida do que a projetada hoje*, e onde os governos direcionam ainda mais esforços para alcançar uma matriz energética de transporte mais limpa e baseada em combustíveis de baixa emissão de GHG.

4.1 Aspectos econômicos de projetos de biocombustíveis prontos e em construção

4.1.1 Precificação dos biocombustíveis

A precificação dos biocombustíveis e biocombustíveis avançados está atrelada a dois principais fatores: (i) a equivalência energética e preço dos combustíveis fósseis e (ii) o custo do crédito de carbono ou multa por emissão de carbono.

$$\text{Preço E2G} = \text{Preço E1G} + \text{custo/prêmio de crédito de carbono}$$

$$\text{Preço diesel renovável} = \text{preço diesel} + \text{custo/prêmio de crédito de carbono}$$

Hoje, na Europa, estão em vigor as seguintes multas por emissão de carbono acima dos mandatos de cada país:

Figure 10: Current non-compliance fuel mix fines approved by EU members

EU Advanced Penalties per country	
Austria	Adv. EtCH 399 EUR/m ³ (no DC) & Adv. Fame 628 EUR/m ³ (no DC)
Belgium	900 EUR/cbm (SC)
Deutschland	Adv. EtOH 945 EUR/m ³ & Adv. Biodiesel 1.485 EUR/m ³ , GHG 470 EUR/toCO _{2eq}
France	1.040 EUR/m ³ (DC) → 2.080 EUR/m ³ (DC) Diesel & Gas pool
Italy	No buy-out available
Luxembourg	1.200 EUR/m ³ (SC) Adv. EtOH & FAME → 2.400 EUR/m ³ (DC)
Netherlands	10% company's turnover
Portugal ¹	Adv. EtOH 1.578 EUR/m ³ & Adv. FAME 1.748 EUR/m ³
Slovakia	Adv. EtCH 1.050 EUR/m ³ & Adv. FAME 1.650 EUR/m ³
Spain	Adv. EtOH 602 EUR/m ³ (SC) & Adv. Biodiesel 667 EUR/m ³ (SC)
Switzerland	4 SEK/kCO _{2eq} (diesel) & 5 SEK/kCO _{2eq} (gasoline)
United Kingdom	500 GBP/m ³ (SC) → 1.000 GBP/m ³ (DC)

Note (1): Portugal has a tax deduction for advanced feedstocks which is equivalent to -300 EUR/cbm for diesel replacements and 400 EUR/cbm for gasoline replacements.

Source: Raizen

Figura 44: Multas de carbono por descumprimento do mix de biocombustíveis determinado na Europa (BBI, 2021)

Isso se traduz em um preço de E2G de EUR 1100-1200/m³ e de diesel renovável de EUR1500/m³.

Generalizando a fórmula para um preço normalizado de petróleo de US\$60-70/barril (*versus* o preço atual de US\$90/barril), e considerando a taxa de carbono de EUR 10.75/GJ para o uso de combustíveis fósseis (EU - Energy Tax Directive), temos um *range* de preços de E2G de EUR750-1500/m³, um prêmio de no mínimo 50% para o preço atual de E1G de R\$2700/m³ (CEPEA/ESALQ, 2022).

	Unit	
Tax per litter of petrol	EUR/GJ	10,75
Energy content	GJ/litter	0,0342
Tax per m3	EUR	367,65
Brent price	USD/bbl	60
Gasoline crack spread	USD/bbl	12
EURUSD		1,2
Calculated gasoline price	EUR/L	0,54
Given gasoline price	EUR/L	1,4
E2G minimum price	EUR/m3	748
E2G maximum price	EUR/m3	1.348

Figura 45: Cálculo do preço normalizado de E2G considerada a multa de carbono (Autor)

Estes valores estão em consonância com os prêmios históricos do E2G na Europa e nos EUA e com os valores dos contratos de E2G divulgados pela Raízen para os volumes de suas plantas em construção.

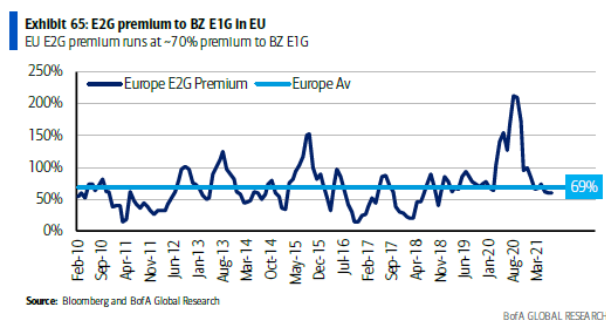


Figura 46: Prêmio histórico de E2G na Europa versus preço do E1G brasileiro (BANK OF AMERICA, 2021)

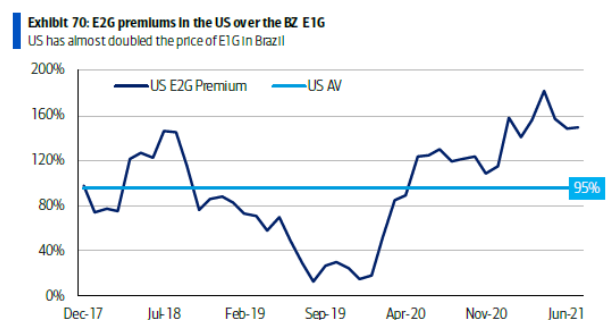


Figura 47: Prêmio histórico de E2G nos EUA versus preço do E1G brasileiro (BANK OF AMERICA, 2021)

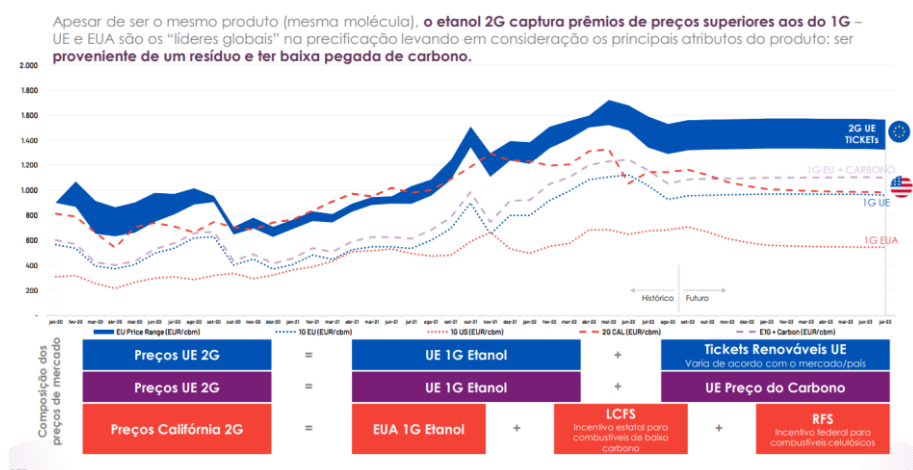


Figura 48: Histórico e cálculo do preço futuro de E2G (RAIZEN, 2021)

Nos Estados Unidos, o histórico de preços dos RINs foi:

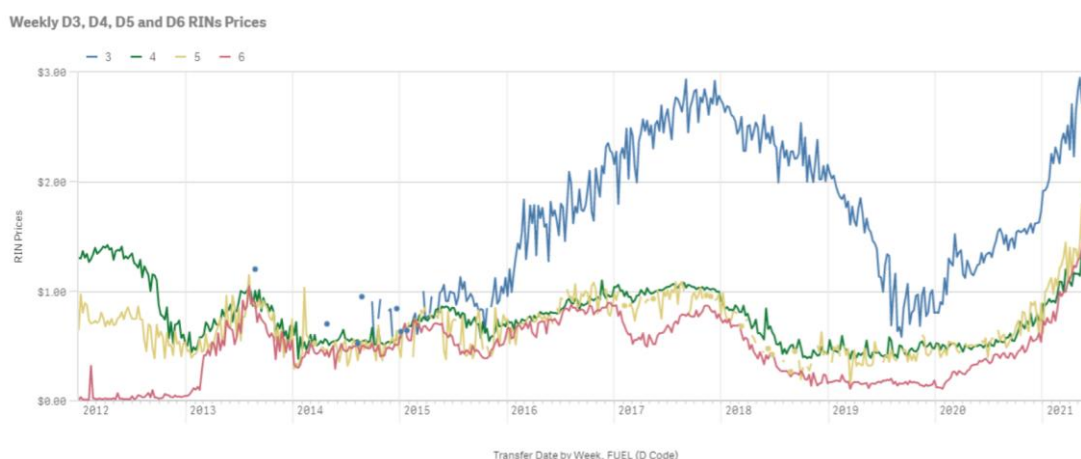


Figura 49: Histórico de preços dos RINs (EPA, 2022)

A partir dos dados de emissão de RINs e de preço médio de RINs disponíveis no mercado americano, é possível verificar qual prêmio seria sustentado para o E2G (D3) e para os outros biocombustíveis em âmbito federal.

Avg. RIN price (US\$)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
D3	0,905	1,550	2,454	2,347	1,368	1,310	2,499
D4	0,716	0,844	0,989	0,579	0,445	0,551	1,149
D5	0,638	0,815	0,922	0,532	0,424	0,566	1,303
D6	0,575	0,737	0,700	0,419	0,157	0,324	1,036

Figura 50: Preços médios dos RINs por ano (EPA, 2022)

Avg. RIN/Litter	Avg. RIN price (US\$)	US\$RIN/m3
D3	0,264	1,996 527,24
D4	0,423	0,743 313,94
D5	0,350	0,750 262,72
D6	0,326	0,527 172,16

Figura 51: Preços médios históricos dos RINs (Autor)

4.1.1 Custos de desenvolvimento

Para estimar os custos de desenvolvimento de novas capacidades produtivas de biocombustíveis e biocombustíveis avançados, serão mapeados os principais projetos e globais de novas plantas de biocombustíveis.

Project	Description	Biofuel type	Country	Due to open	Annual capacity (MM gal-lons)	Cost (USD Mil)	USD/ gallon
Attis Industries	Attis has purchased Sunoco LP's corn ethanol plant in Fulton. Producing first generation ethanol, the plant is expected (by Attis Industries) to generate over \$150 million in revenue under its current operating conditions.	Ethanol	N.America	Already open	100	20	0.2
Bharat Petroleum Corporation Ltd (BPCL)	State-run BPCL plans to commission its second generation (2G) ethanol bio-refinery in Odisha. The plant will use 200,000 metric tons of rice straw as feedstock annually.	Ethanol	India	2020	7	135	20.4
Diamond Green Diesel (DGD)	In 2018, DGD (a joint venture between a Valero subsidiary and Darling Ingredients) announced a project to expand their Louisiana capacity to 675 million gallons per year. The facility will also produce 50 to 60 million gallons of renewable naphtha a year.	Biodiesel	N.America	Unconfirmed	400	1,100	2.8
Hindustan Petroleum Corporation Ltd (HPCL)	In 2017, the company announced its 100,000 litres a day second generation ethanol plant in Bathind. Its facility will use 400,000 metric tons of sugarcane bagasse and other crop waste as a feedstock.	Ethanol	India	Unconfirmed	8	92	11.5
India Oil Corporation (IOC)	IOC is planning to set up a biomass-based second generation ethanol production facility at its Panipat refinery facility. The proposed plant will utilise rice straw and other ligno-cellulosic feed stock, requiring around 473 tonne of raw material every day.	Ethanol	India	Unconfirmed	8	101	12.6
Neste	Neste is expanding its Singapore-based renewable diesel facility, bringing total capacity to almost 3.5 million tons per year (2,250 million gallons). This new plant, known as New Energy Spirit Biomass Refinery LLC, will be located in North Dakota and will be adjacent to Dakota Spirit.	Biodiesel	Singapore	2022	650	1,560	2.4
NewEnergyBlue	AgEnergy LLC (an existing 70 mm gallons a year corn ethanol facility). The plant will be second generation (2G) using cellulosic ethanol technology. The plant will use approximately 280,000 tons per year of wheat straw as feedstock.	Ethanol	N.America	2021	16	170	10.6
Next renewable Fuels, Inc	NEXT has invested in the production of an Oregon-based second-generation advanced biodiesel facility. It has also entered into a long-term purchase and sale agreement with Shell.	Biodiesel	N.America	2021	600	1,000	1.7
POET	In 2018, POET was reviewing the proposals for a new ethanol facility in Indiana.	Ethanol	N. America	2020	80	160	2.0
Sao Martinho	Reuters reported (19 June 2019) that Sao Martinho plans to invest in a new corn ethanol facility, which would be co-located with its Boa Vista mill.	Ethanol	Brazil	Unconfirmed	44	94	2.1

Figura 52: Principais projetos de novas capacidades de biocombustíveis no mundo (MORGAN STANLEY, 2019)

A Raízen e a Clariant, duas das principais empresas produtoras de E2G e cujos modelos de produção possuem potencial de expansão, possuem custos de construção de

nova capacidade de produção de E2G de US\$2800/m³ e de US\$2400/m³, respectivamente.

Com essas informações, é possível estimar um preço médio para a construção de nova capacidade de produção dos diferentes tipos de tecnologias de biocombustíveis:

	Custo/galão (US\$)	Custo/m ³ (US\$)
Bharat	20,4	5.389
Hindustan	11,5	3.038
India Oil Corporation	12,6	3.329
NewEnergyBlue	10,6	2.800
Clariant	9,1	2.400
Raizen	10,7	2.814
Média	12,5	3.295
Média (ex-Bharat)	10,9	2.876

Figura 53: Custo médio estimado para construção de nova capacidade de E2G (Autor)

Assim, os custos de construção de nova capacidade produtiva assumidos neste trabalho para cada tipo de etanol são:

Etanol de primeira geração = US\$2/galão ou US\$530/m³

Etanol de segunda geração = US\$11/galão ou US\$2900/m³

Os projetos de biodiesel e diesel renovável dos principais *players*, por sua vez, já operam em maior escala e possuem custos de construção de nova capacidade mais competitivos:

	Custo/galão (US\$)	Custo/m ³ (US\$)
Diamond Green Diesel	2,8	745
Neste	2,4	635
Next Renewable Fuels	1,7	450
Média	2,3	610

Figura 54: Custo médio estimado para construção de nova capacidade de biodiesel e diesel renovável (Autor)

Assim, o custo de construção de nova capacidade produtiva de biodiesel e diesel renovável assumido neste trabalho é:

Biodiesel ou diesel renovável = US\$2,3/galão ou US\$610/m³

4.2 Restrições, riscos e desafios do setor de biocombustíveis

De acordo com a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA), apesar das vantagens apresentadas pela adoção de biocombustíveis avançados, o surgimento desta nova indústria tem sido lenta devido ao estágio incipiente do desenvolvimento tecnológico, bem como inúmeras barreiras, como altos custos de produção, cadeias de suprimentos imaturas, dependência de programas de apoio dos governos sujeitos à influência política, e, conseqüentemente, incerteza sobre o tamanho do mercado (IRENA, 2019).

Dessa forma, ao se analisar o estado da indústria atualmente e os possíveis cenários/desfechos do desenvolvimento e implementação dos biocombustíveis nos diferentes países ao redor do mundo nos próximos anos, deve-se entender de forma detalhada os desafios e possíveis impedimentos para as políticas de descarbonização do setor de transporte, de acordo com os mandatos governamentais em vigor e que serão implementados no curto-médio prazo.

4.2.1 O estado da indústria hoje.

A indústria de biocombustíveis produz diversos produtos intermediários, paralelos e finais, como combustíveis de transporte em comparação com os biocombustíveis comuns e combustíveis fósseis. Muitas das barreiras relativas ao desenvolvimento e comercialização desses diferentes tipos de combustíveis são semelhantes entre si. Além disso, alguns biocombustíveis acabam competindo entre si.

Segundo a IRENA, os processos termoquímicos utilizados na produção de biocombustíveis ainda estão em desenvolvimento tecnológico ativo. Estes processos possuem altas expectativas devido a sua capacidade de obter o máximo proveito de matérias-primas de baixa qualidade e baixo custo, como diferentes tipos de resíduos agrícolas. Infelizmente, a imaturidade tecnológica se traduz em altos custos de capital, o que atualmente equilibra negativamente o benefício da matéria-prima de baixo custo. O custo de investimento específico por capacidade de produção anual é de US\$ 4-5/l para etanol celulósico e combustíveis *drop-in* (sem necessidade de adaptação de motor) produzidos termoquimicamente, enquanto é de US\$0,5-1/l para etanol convencional.

No entanto, para o etanol celulósico, espera-se que a tecnologia amadureça rapidamente à medida que progride ao longo de sua curva de aprendizado, conduzindo o custo de investimento específico próximo de US\$ 2 por litro até 2030, de acordo com um estudo (S&T CONSULTANTS INC., 2018). No entanto, o desenvolvimento da produção de etanol celulósico tem sido lento e inconstante, com a primeira onda de investimentos resultando em muitos fracassos comerciais tanto nos Estados Unidos como na Europa, apesar do sucesso no Brasil com empresas como a Raízen e a GranBio.

Mais de 50% dos projetos de biocombustíveis avançados, que foram iniciados como resultado do Environmental Protection Act (EPA) de 2005 e o EISA/RFS de 2009, falharam em 2015 (WITHERS, 2016). Muitas empresas do setor faliram, deixaram suas fábricas ociosas ou se desviaram para outros negócios. Em 2018, havia apenas 12 refinarias em todo o mundo, com capacidade de produção de 10 milhões de litros ou mais, capaz de produzir etanol celulósico em escala comercial. Como ressaltado anteriormente, o desenvolvimento das tecnologias de biocombustíveis avançados tem avançado de forma rápida nos últimos quatro anos, o que tem viabilizado e acelerado a construção de novos projetos em diferentes continentes.

4.2.2 A complexidade da cadeia de valor dos biocombustíveis

O negócio de biocombustíveis é altamente diversificado e vincula-se a diversos setores da economia de maneira muito mais complexa do que, por exemplo, o petróleo ou o setor de geração elétrica convencional, os quais têm uma posição consolidada na economia. A diversidade presente na cadeia de valor dos biocombustíveis significa que um leque de opções é disponibilizado para o desenvolvedor de um projeto ao longo de cada etapa da cadeia de valor.

A matéria-prima das plantas de biocombustíveis raramente está nas mãos do desenvolvedor do projeto. Por consequência, a indústria precisa se conectar com os setores produtores de biomassa primária, com os agricultores, as indústrias de alimentos e produtos florestais, no caso de biocombustíveis celulósicos. As alternativas de matéria-prima variam de culturas alimentares a culturas energéticas, resíduos agrícolas, resíduos florestais, óleos usados e gorduras, bem como resíduos urbanos, cada um com suas próprias características técnicas, sociais, econômicas, e características ambientais.

Existem também várias tecnologias de conversão em potencial que oferecem alternativas de subprocessos. A seleção do mercado de produto-alvo define a premissa principal para a escolha da tecnologia de conversão. Cada um dos diferentes caminhos de conversão possui um requisito específico de qualidade de matéria-prima, rendimento e economias de produção, bem como desafios técnicos e operacionais.

Segundo a IRENA, os mercados de biocombustíveis são instituídos politicamente e muitas vezes carecem de estabilidade e maturidade. Eles acabam sendo formados em uma interação política de legisladores, partes interessadas ao longo da cadeia de produção (*stakeholders*) e usuários finais. O mercado não é movido apenas pela demanda do consumidor, mas criado com base em metas de redução de emissões de GEE, políticas de desenvolvimento agrícola e rural e aspirações nacionais de independência energética.

As peças-chave para a criação os mercados de biocombustíveis incluem apoio do governo para pesquisa e desenvolvimento (P&D), subsídios e empréstimos para investimentos (sobretudo em tecnologias pioneiras), tributação de combustíveis fósseis e créditos fiscais, obrigações de *blends* em combustíveis comuns e diferentes tipos de mandatos. O processo complexo e político em torno da criação de mercados globais de biocombustíveis está, logo, sujeito a influências do debate internacional do setor energético, ONGs e da sociedade em geral.

Do lado do uso final, as escolhas de combustível dos consumidores são motivadas por razões diversas. Os produtores de biocombustíveis devem escolher seu segmento de clientes e garantir que a qualidade do seu produto combine com o consumo e os tipos de motor correspondentes. Por fim, as montadoras de automóveis estão entre as principais tomadoras de decisão e *stakeholders* interessados na formação de políticas de mercado e regulamentação de biocombustíveis. Elas desempenham um papel chave em influenciar as escolhas de combustível do consumidor e também atuam como viabilizadores, promotores ou inibidores de determinados tipos de biocombustíveis.

4.3 Principais empresas do setor

O mercado de biocombustíveis avançados ainda é pequeno e recente, com os principais desenvolvimentos alcançados nos últimos dez anos. Essas tecnologias e

quebras de barreiras agora permitem o início da produção em larga escala de diferentes tipos de biocombustíveis avançados, com diferentes tipos de matérias primas que antes eram queimadas ou descartadas. Os projetos das empresas pioneiras neste setor, que investiram fortemente em P&D na última década, agora possuem viabilidade econômica e retornos sobre o capital investido que atraem e possibilitam investimentos mais robustos e que alavancam o crescimento do volume de biocombustíveis avançados produzidos. Dentre essas empresas pioneiras em biocombustíveis avançados, E2G e diesel renovável, destacam-se a Raízen, a Clariant e a Neste.

4.3.1 Raízen e o Etanol de Segunda Geração (E2G)

O mercado de biocombustíveis avançados ainda está em estágio inicial. O desenvolvimento de novas tecnologias de produção que permitam escala, economia e viabilidade econômica ocorre em diversas frentes simultâneas e requer alto investimento financeiro e de P&D. Estes avanços que viabilizam a produção de biocombustíveis eficientes e economicamente viáveis começaram a mostrar seus primeiros resultados recentemente, com avanços relevantes nos últimos 5 anos.

Dentre as empresas na fronteira do desenvolvimento tecnológico global de biocombustíveis avançados, destaca-se a Raízen, uma empresa brasileira listada na B3. A companhia foi criada em 2011, como uma *joint venture* entre a Cosan (50%) e a Shell (50%). Hoje, a companhia é a maior produtora de açúcar e de etanol do mundo, moendo 75Mt de cana na safra 21/22 e produzindo 5Mt de açúcar e 3 bilhões de litros de etanol (E1G). A companhia possui capacidade de moagem de 105mt e deve alcançar uma e moagem de cana de 90Mt até 2025

A Raízen, em sua criação, herdou da Shell a licença da tecnologia do E2G, desenvolvida pela Shell e Logen, uma empresa canadense, desde 2008. A companhia realizou investimentos de mais de R\$500 milhões em pesquisas para o desenvolvimento da tecnologia do E2G. Em 2015, a empresa construiu sua primeira planta do biocombustível para produção em escala industrial, o Parque de Bioenergia Costa Pinto, com capacidade de produção de 30 mil m³ de E2G, sendo a pioneira mundial em escala comercial. O intuito da planta é permitir avanços técnicos e a melhoria dos processos produtivos do E2G, para viabilizar a replicação de seu modelo e a produção do biocombustível em larga escala. A partir de 2018, a companhia obteve avanços

significativos em seu método de produção que passou a viabilizar a construção de plantas de larga escala economicamente viáveis.

O E2G da Raízen é reconhecido globalmente como um produto diferenciado de alto valor agregado, o qual emite 30% menos gases de efeito estufa do que o etanol tradicional. Além disso, por ser fabricado a partir de resíduos como bagaço e palha de cana-de-açúcar, incrementa em 40% o potencial de produção de etanol com a mesma área de terra cultivada.

As plantas de E2G da companhia serão construídas próximas às plantas já existentes de E1G e seus tanques de armazenamento de etanol serão interligados, sendo as quantidades de E1G e E2G produzidas determinadas por estequiometria. As plantas de E2G utilizam como matéria prima os restos da cana colhida e processada para produção de etanol e açúcar: bagaço e palha. Dessa forma, a Raízen possui uma vantagem competitiva, já que obtém sua matéria prima de sua própria operação, sem custos adicionais, diferentemente de outras empresas de biocombustíveis avançados, que dispõem recursos para a originação de suas matérias-primas (e.g. restos agrícolas, gorduras e óleos já utilizados, etc.)

4.3.1 Métricas financeiras por planta e plano de expansão da companhia

Em 2021, a Raízen, até então uma companhia de capital fechado, veio a mercado para realizar sua oferta inicial pública de ações (IPO) para captar recursos para executar seu plano de expansão de plantas de E2G e de biogás. A companhia foi avaliada em R\$69bi e captou R\$6,9bi na operação, vendendo 10% de suas ações ao mercado.

O plano de expansão da companhia prevê a construção de 20 plantas E2G até 2031, cada uma com capacidade de produção de 82 milhões de litros de E2G por ano, totalizando uma capacidade de produção de 1,6 bilhões de litros do biocombustível anualmente a partir de 2031, e um investimento total de aproximadamente R\$22 bilhões. Em 2022, a companhia produziu 18,5 milhões de litros de E2G.

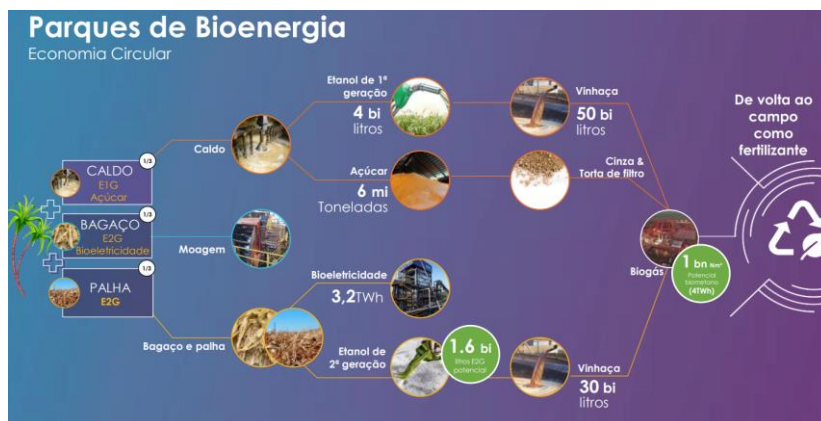


Figura 55: Produção de açúcar, E1G e E2G por planta da Raízen (RAÍZEN, 2021)

A primeira estimativa a ser feita sobre a análise econômica de uma planta de E2G da Raízen se refere a receita gerada pela mesma. De acordo com o plano da companhia, cada planta do seu projeto de expansão possui capacidade de produção de 82 milhões de litros de E2G por ano.

Para determinar a receita da planta a partir de seu volume, é necessário estimar o preço de comercialização de cada litro de E2G produzido. Hoje, segundo a companhia e informações de mercado, o E2G é negociado a um prêmio de 70% *versus* o etanol convencional.

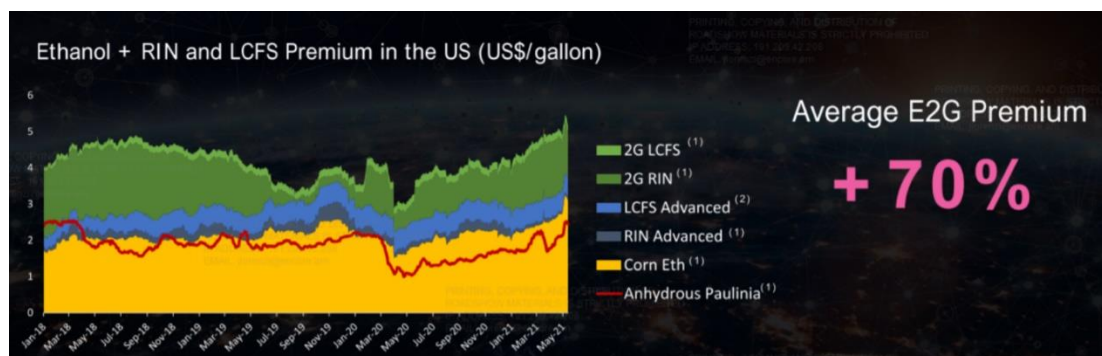


Figura 56: Prêmio histórico do E2G versus E1G (RAÍZEN, 2021)

Este prêmio deve ser sustentado no longo prazo, suportado pela implementação de taxas e créditos de carbono pelo uso de biocombustíveis avançados frente aos combustíveis fósseis tradicionais. Dessa forma, tomando como referência um preço de E2G estimado hoje de US\$1300/m³ e o preço de petróleo de longo prazo de US\$70/barril, atualmente mais próximo de US\$90, atinge-se um preço de E2G de longo prazo de US\$1000/m³. Utilizando uma cotação do dólar de R\$5,25 (FOCUS, 2022), temos um

etanol de R\$5,25/l, o que dá à companhia um prêmio de 75% frente ao etanol hidratado ou anidro comercializado no Brasil hoje, de R\$3,00/l (ESALQ, 2022).

Segundo fato relevante do dia 07/11/2022 disponível no site de relações com investidores da companhia, a Raízen assinou um contrato de fornecimento de longo prazo de E2G para a Shell Trading Rotterdam (“Shell”). O contrato prevê a entrega de 3,3 milhões de m³ do biocombustível até 2037, com uma receita mínima definida de EUR3,3 bilhões, com ajuste de preço vinculado à cotação de mercado do E2G, quando da entrega do produto. Isso garante uma receita mínima de EUR 1000/m³ para o E2G produzido pela companhia, ou US\$1000-1100/m³, o que está de acordo com a estimativa previamente realizada.

Para definir os custos de matéria prima e os custos operacionais totais, serão utilizados custos estimados pela Academia, pela LUX Research, pelo Bank of America Merrill Lynch e informações divulgadas pela Raízen em comunicações com o mercado.

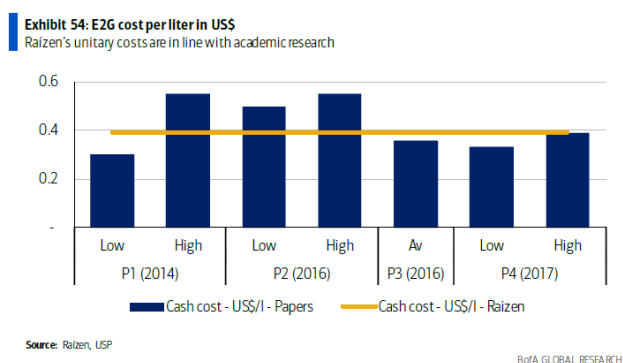


Figura 57: Custo de produção por litro de E2G (BANK OF AMERICA, 2021 e RAIZEN, 2021)

O custo-caixa estimado de US\$0,4/l ou ~R\$2100/m³ representa um custo de 40% da receita unitária de R\$5250/m³. O custo estimado para produção de 1 litro de E2G é aproximadamente 15% maior que o custo de produção do etanol comum (E1G) da Raízen na última safra, 21/22, de ~R\$1800/t. De acordo com fato relevante divulgado pela Raízen no dia 07/11/2022, e com apresentações institucionais anteriores disponíveis no site de relações com investidores da companhia, a margem EBITDA estrutural estimada para as plantas de E2G é de 50%. Assim, os custos operacionais (que incluem despesas gerais, de vendas e administrativas) representam 10% da receita, valor em linha com o segmento de açúcar e etanol da Raízen.

Segundo informações fornecidas pela companhia em seu site de relações com investidores e em apresentações institucionais registradas na CVM, o investimento para

construção de uma planta de E2G com capacidade de produção de 82 milhões de litros por ano é de R\$1,1bi, sendo necessários 2 anos para sua construção. Os gastos anuais com manutenção são de R\$50 milhões de dólares por planta

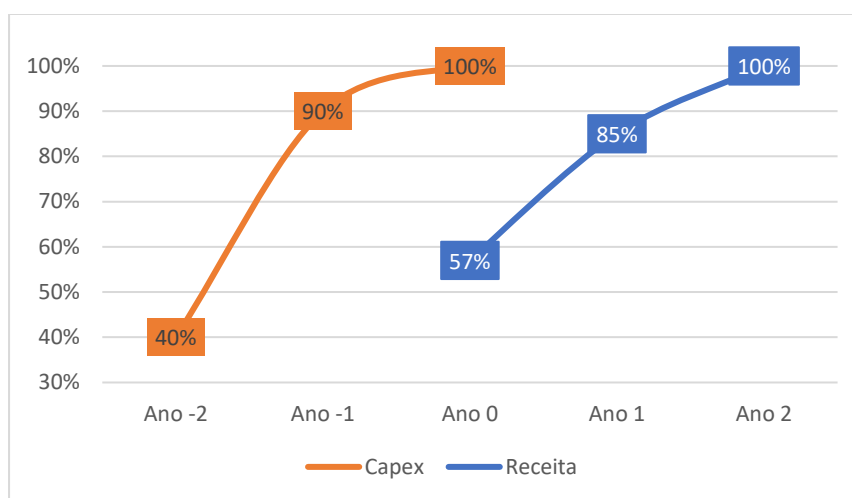


Figura 58: Curva de maturação de CAPEX e receita por planta de E2G (Autor e RAÍZEN, 2021)

Assim, eis a seguinte projeção para o número de plantas, volume produzido, e investimento total.

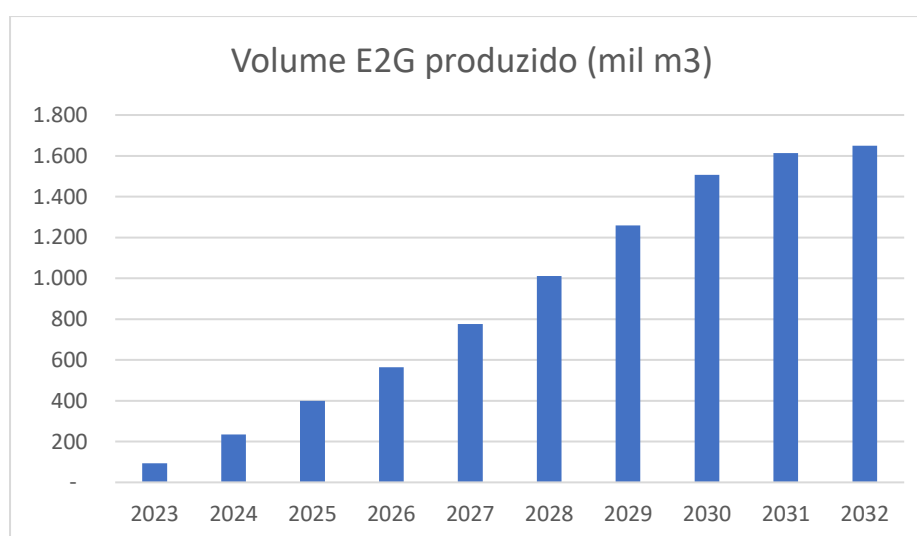


Figura 59: Volume consolidado de E2G produzido no projeto de expansão da Raizen (Autor e RAÍZEN, 2021)

O volume de produção de E2G se estabilizará em 1,65 milhões de m³ após 2032, ano em que todas as plantas já estarão operando com 100% da capacidade de produção

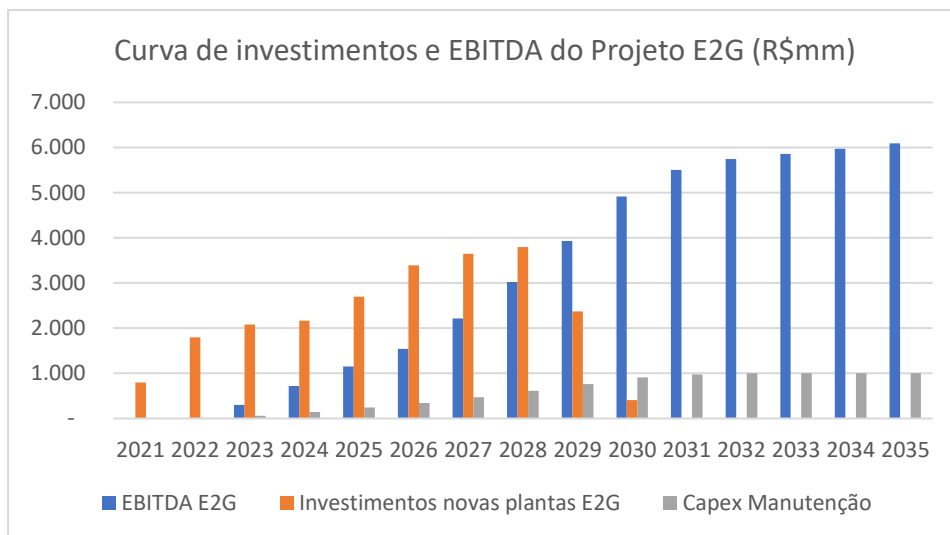


Figura 60: Curva de investimentos e EBITDA do Projeto de E2G (Autor)

4.3.2 TIR do projeto de expansão de E2G e retorno ao acionista

Com o levantamento das informações sobre receita, custos e capex da operação de cada planta de E2G, é possível elaborar as premissas econômicas para o projeto de expansão da Raízen e projetar sua DRE e fluxo de caixa.

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Oil (US\$/bbl)	90,0	85,0	80,0	75,0	70,0	71,8	73,5	75,4	77,3	79,2	81,2	83,2	85,3	87,4	89,6
Total Plants	-	2,0	4,0	6,0	8,0	11,0	14,0	17,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Total volume new plants ('000 m3)	-	94	234	399	564	776	1.011	1.259	1.506	1.613	1.650	1.650,0	1.650,0	1.650,0	1.650,0
Total volume existing plants ('000 m3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	2035E	2036E	2037E	2038E
Total volume ('000 m3)	-	94	234	399	564	776	1.011	1.259	1.506	1.613	1.650	1.650	1.650	1.650	1.650
E2G volume licensed ('000 m3)	-	-	-	100	200	400	700	1.000	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
Pellets volume ('000 tons)	50	50	350	699	698	998	998	998	998	998	998	998	998	998	998
E2G Price (US\$/m3)	1.300	1.228	1.156	1.083	1.011	1.036	1.062	1.089	1.116	1.144	1.173	1.202	1.232	1.263	1.294

Figura 61: Premissas de volume e preços do Projeto de E2G (Autor)

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Receita (R\$mn)	50	658	1.810	3.082	3.892	5.637	7.291	9.161	11.186	12.414	12.893	13.122	13.357	13.596	13.839
Custos (R\$mn)	(20)	(263)	(724)	(1.233)	(1.557)	(2.255)	(2.916)	(3.664)	(4.474)	(4.966)	(5.157)	(5.249)	(5.343)	(5.438)	(5.536)
% receita	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
Lucro Bruto (R\$mn)	30	395	1.086	1.849	2.335	3.382	4.374	5.496	6.712	7.448	7.736	7.873	8.014	8.157	8.304
Despesas operacionais	(5)	(66)	(181)	(308)	(389)	(564)	(729)	(916)	(1.119)	(1.241)	(1.289)	(1.312)	(1.336)	(1.360)	(1.384)
% receita	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
EBITDA	25	329	905	1.541	1.946	2.818	3.645	4.580	5.593	6.207	6.446	6.561	6.678	6.798	6.920
% Margem EBITDA	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%

Figura 62: Receita e EBITDA do Projeto de E2G (Autor)

Logo, com o EBITDA projetado e utilizando a projeção de gastos com investimentos (capex), temos o fluxo de caixa livre calculado para o projeto de E2G:

Ano	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
EBITDA	-	25	329	905	1.541	1.946	2.818	3.645	4.580	5.593	6.207	6.446	6.561	6.678	6.798	6.920
Investimentos novas plantas E2G	(800)	(1.800)	(2.080)	(2.163)	(2.700)	(3.393)	(3.650)	(3.796)	(2.369)	(411)	-	-	-	-	-	-
Manutenção	-	-	(57)	(142)	(242)	(342)	(471)	(613)	(763)	(913)	(978)	(1.000)	(1.000)	(1.000)	(1.000)	(1.000)
Fluxo de caixa livre	(800)	(1.775)	(1.808)	(1.400)	(1.401)	(1.789)	(1.302)	(764)	1.449	4.269	5.229	5.446	5.561	5.678	5.798	5.920

Figura 63: Fluxo de caixa livre do Projeto de E2G (Autor)

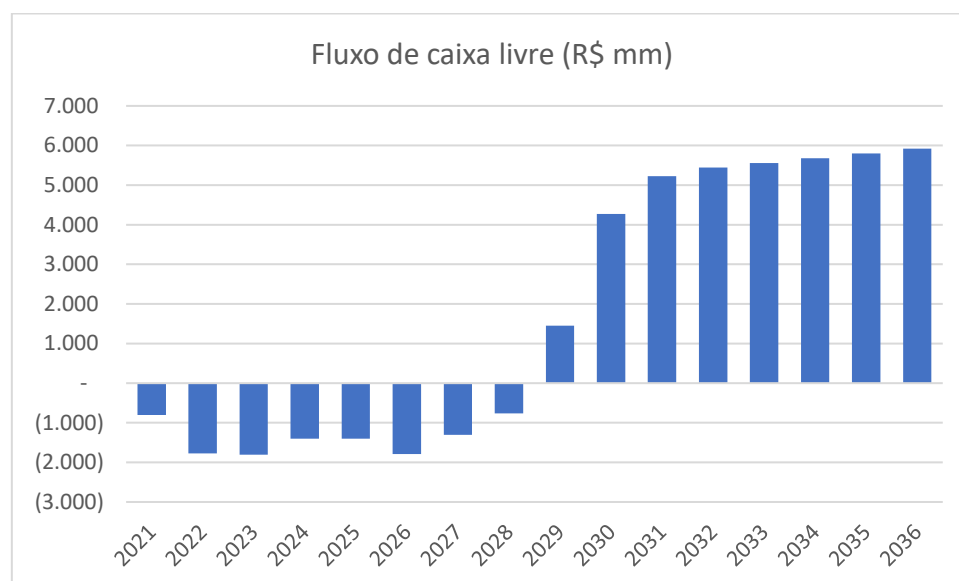


Figura 64: Fluxo de caixa livre do Projeto de E2G (Autor)

Para descobrir a TIR do projeto, é preciso calcular o valor da perpetuidade do projeto com base no último fluxo de caixa projetado, calculado pela fórmula:

$$\text{Valor na Perpetuidade} = \text{Fluxo de caixa} * (1+g) / (WACC-g)$$

A taxa g de crescimento na perpetuidade será de 4%, assumindo a inflação americana (CPI) de longo prazo de 2% e um crescimento de volumes da companhia de 2%, um número conservador diante do potencial de crescimento da demanda de E2G no mundo.

O WACC da Raízen será estimado seguindo a metodologia do CAPM.

A taxa livre de risco adotada foi a NTN-2045, com taxa de 5,79% (Outubro 2022, BLOOMBERG), e o ERP, ou *Market Risk Premium*, adotado foi de 4,69% (Outubro 2022, BLOOMBERG). O Beta adotado foi de 1,15, um prêmio de risco de 15% versus a São Martinho, par da Raízen no setor de açúcar e etanol listada em bolsa e

que possui Beta = 1 (BLOOMBERG), pelo risco de execução da construção de vinte plantas de E2G.

O IPCA adotado foi de 4%, dentro das bandas de metas de inflação do Banco Central (FOCUS, 2022) e a taxa de imposto adotada foi de 34% (alíquota de imposto efetiva do Brasil, sendo 25% de imposto de renda e 9% de contribuição social sobre o lucro líquido).

O K_e , portanto, é calculado:

$$K_e = (1 + (5,79\% + 4,69\% * 1,15)) * (1 + 4\%) - 1 = 15,6\%$$

O K_d , por sua vez, é calculado adotando-se o custo de dívida da Raízen de 7,5%, estimativa realizada calculando-se os gastos financeiros médios da companhia como porcentagem de sua dívida nos últimos trimestres (RAÍZEN, 2022).

$$K_d = 7,5\% * (1 - 34\%) = 5\%$$

O valor de mercado da Raízen em 17/11/2022 era de R\$40,48bi e sua dívida líquida no resultado do último trimestre divulgado (2T ano-safra 22/23) era de R\$26,84bi (RAÍZEN, 2022). Assim, a proporção de Dívida (D) é de 40% e a de Capital (E) é de 60%. Assim, o WACC calculado é

$$WACC = 15,6\% * 60\% + 5\% * 40\% = 11,4\%$$

Projeto E2G	
Taxa livre de risco (NTNB-45)	5,79%
ERP	4,69%
Beta	1,15
Ke Real	11,2%
IPCA	4,0%
Ke Nominal	15,6%
% Equity	60,0%
Custo de dívida	7,5%
Taxa de imposto	34,0%
Kd	5,0%
WACC	11,4%

Figura 65: WACC do Projeto de E2G da Raízen (Autor)

Assim, é possível calcular o valor na perpetuidade dos fluxos de caixa do projeto de E2G da Raízen:

$$\text{Valor na Perpetuidade} = 5.920 * (1 + 4\%) / (11,4\% - 4\%) = \textbf{R\$83,66 bilhões}$$

Adicione-se este valor aos fluxos de caixa projetados, e eis a TIR do projeto.

Ano	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	Perp
Fluxo de caixa livre	(800)	(1.775)	(1.808)	(1.400)	(1.401)	(1.789)	(1.302)	(764)	1.449	4.269	5.229	5.446	5.561	5.678	5.798	5.920	83.665
TIR	24,2%																
NPV dos projetos (R\$bi)	16,32																

Figura 66: TIR e NPV do Projeto de E2G (Autor)

Dessa forma, uma análise dos aspectos econômicos do plano de expansão das plantas de E2G da Raízen e de seu fluxo de caixa aponta para um investimento total com uma TIR de 24,2% para a Raízen e seus acionistas. O retorno projetado está acima do seu custo de capital, de 11,4%, e assim gera valor para a Raízen e seus acionistas.

Para calcular a geração de valor, utiliza-se a fórmula do fluxo de caixa descontado. Descontam-se os fluxos de caixa projetados pelo custo de capital calculado, de 11,4%, e encontra-se um valor presente líquido do projeto de R\$16,32bi, o que representa 40% do valor de mercado da Raízen em 17/11/2022, de R\$40,48bi.

Este retorno sobre o investimento e a análise dos *unit economics* do projeto de E2G da Raízen comprovam a viabilidade e atratividade econômica deste plano de expansão e mostra que a existência dos prêmios de preço dos biocombustíveis avançados pode gerar incentivos para a evolução da indústria e aumento dos volumes de biocombustíveis avançados produzidos mundialmente. Esta viabilidade e atratividade econômica, por consequência, permitem, em tese, o desenvolvimento da indústria de biocombustíveis avançados e o alcance das metas propostas pelos diferentes governos, caso as tecnologias de produção sejam desenvolvidas de forma ampla e em larga escala em diferentes frentes (tecnologias e usos finais) e geografias do planeta.

Nesse sentido, a tecnologia de produção do E2G, hoje propriedade intelectual da Raízen, pode ser comercializada e licenciada para outras empresas no futuro, segundo a própria companhia. Isto permitiria um crescimento da capacidade de geração de etanol de segunda geração nos principais produtores de cana do mundo, Brasil, Índia e Tailândia, com a possibilidade de exportação para mercados consumidores como os EUA e Europa, ou a criação de mercados locais próprios deste biocombustível avançado.

4.3.3 Clariant

Além da Raízen, outro relevante *player* no cenário mundial para o processo de disseminação e produção em larga escala do E2G é a Clariant, uma companhia suíça de especialidades químicas. A disseminação de métodos produtivos e o aumento do volume de E2G produzido mundialmente é crucial que as suas metas de implementação não sejam abandonadas.

Nos últimos 10 anos, a empresa desenvolveu e licenciou sua tecnologia e processo de produção de E2G, a *Sunliquid*. A tecnologia consiste em um processo industrial integrado que pode transformar 5 toneladas de resíduos celulósicos em 1 tonelada de etanol celulósico, 1 tonelada de vinhaça (usada para fertilizar campos), 2 toneladas de lignina (usada para produzir eletricidade para produzir enzimas), bem como capturar 1 tonelada de CO₂ para ser investido na indústria de bebidas, entre outros (CLARIANT, 2021). O processo de produção desenvolvido pela Clariant utiliza enzimas próprias patenteadas e pode reduzir as emissões de CO₂ atreladas ao etanol de 95 a 120%.

Figure 23: Overview of Clariant's Technology

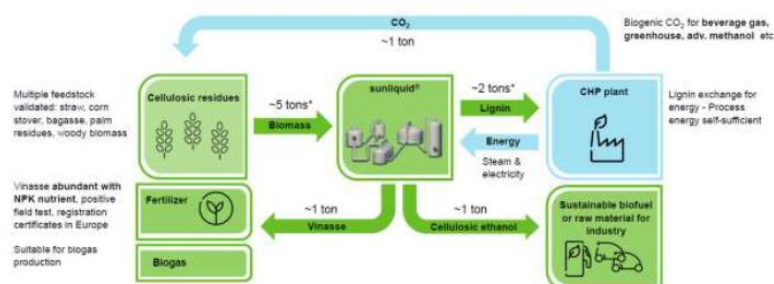


Figura 67: Fluxograma de produção da planta de E2G da Clariant (BRADESCO BBI, 2021)

A grande vantagem da tecnologia da Clariant é a possibilidade de usar matérias primas residuais e amplamente disponíveis para a produção do etanol, como palha de trigo, palha de milho, palha de cevada, resíduos florestais, palha de arroz, bagaço de cana, nervura de palmeira, dentre outros. Isto possibilita o desenvolvimento e disseminação da produção de E2G em regiões que não possuem vantagens no cultivo de cana-de-açúcar, por exemplo.

A companhia desenvolveu a tecnologia *Sunliquid* no curso de 10 anos em uma planta pré-operacional na Alemanha, com capacidade de produção de 1 milhão de litros de E2G por ano. Em 2022, a Clariant inaugurou sua primeira planta comercial na Romênia, com capacidade de produção de 50 milhões de litros de E2G por ano, utilizando

palha de trigo e palha de cevada como matéria prima, e esta será a única planta operada pela Clariant. O modelo de negócios da companhia se baseia em lucrar com o licenciamento da tecnologia *Sunliquid* para outros *players*, auxiliando-os a adaptar a tecnologia de produção do E2G aos diferentes tipos de matérias primas residuais disponíveis.

Segundo o Bradesco BBI (2021), a Clariant já possui 5 licenças de produção vendidas globalmente, sendo 2 na China, 1 na Eslováquia, 1 na Polônia e 1 na Bulgária, totalizando 200 milhões de litros de produção contratada de E2G para os próximos anos utilizando a tecnologia *Sunliquid*.

4.3.4 Neste

A Neste Corporation é uma empresa de refino finlandesa de capital misto controlada pelo Estado. Trata-se da maior produtora mundial de biocombustíveis a partir de resíduos, sendo o principal *player* de diesel renovável do mundo. A empresa atua nos segmentos de refino, comercialização e transporte de produtos petrolíferos, incluindo gasolina, biodiesel e lubrificantes. A maior parte de sua produção é comercializada no mercado interno. Contudo, também exporta volumes para clientes da Europa e América do Norte. Em 2008, a empresa anunciou planos para construir uma grande fábrica de diesel renovável em Roterdã. Desde então, está comprometida com uma estratégia energética verde, com o objetivo de reduzir as emissões de carbono (JP MORGAN, 2021)

Atualmente a companhia possui capacidade nominal para produzir 2,9 Mt de diesel renovável globalmente, representando 57% do mercado global de diesel renovável (HVO) e ao final de 2022 terá uma capacidade de produção de 4,5 Mtpa de biocombustíveis até 2022, após a conclusão da sua planta biodiesel de Cingapura com capacidade de produção de 1,3 Mtpa de diesel renovável por ano (NESTE, 2021 e 2022). Além disso, a empresa possui como plano alcançar uma capacidade de produção de 8 Mtpa até 2030.

A Neste produz biodiesel HVO, ou diesel renovável a partir de uma variedade de matérias-primas renováveis, incluindo gorduras animais de resíduos da indústria, óleos de cozinha usados e uma variedade de vegetais produtos petrolíferos. Por exemplo, o *Neste MY Renewable Diesel™*, combustível da empresa, reduz as emissões de gases de

efeito estufa em 50-90% ao longo do ciclo de vida completo em comparação com o diesel fóssil tradicional (NESTE, 2022).

5. ELABORAÇÃO DE CENÁRIOS PARA A TRANSIÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS – 2030

5.1 Premissas-Chave

Para a elaboração dos cenários de transição energética e a demanda total de biocombustíveis em 2030, bem como seus impactos em emissões e investimentos totais necessários, serão definidas as seguintes premissas-chave:

- Demanda energética do setor de transportes
- Demanda energética por tipo de transporte (veículos leves, pesados e aviação).
- Tamanho total da frota de veículos a combustão e de veículos elétricos.
- Cenários da IEA.
- Preço de petróleo de longo prazo.

As premissas terão como fontes as principais agências energéticas do mundo, a IEA, EIA e OPEC, além de projeções do mercado.

5.1.1 Demanda energética do setor de transportes

Segundo projeções da EIA (2021), a demanda energética total do setor de transportes em 2030 será de 139 EJ, o que corresponde a um crescimento de 17,6%, e em 2050 será de 164 EJ, o que, por sua vez, corresponde a um crescimento de 44,7%.

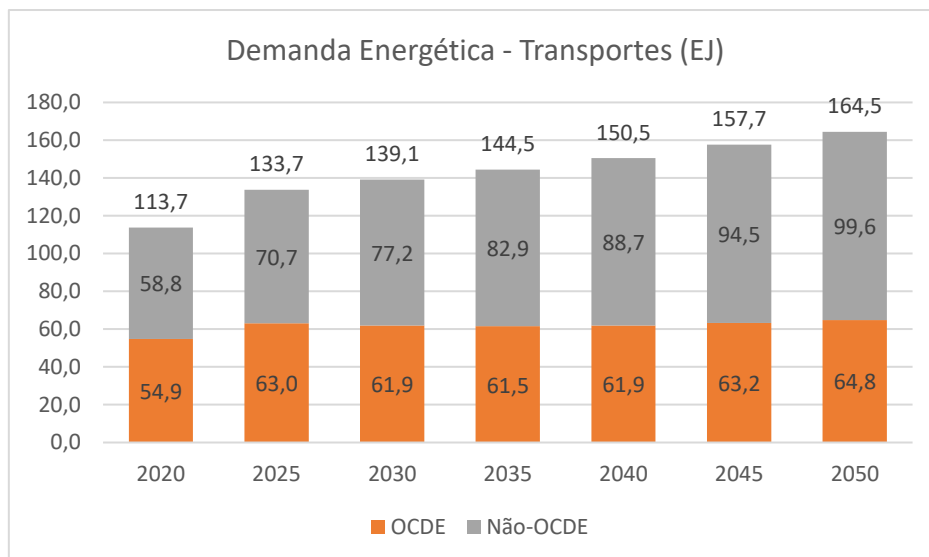


Figura 68: Projeção de demanda energética para transportes da EIA

Nota-se que a demanda energética dos países da OCDE deve se manter em patamares estáveis durante os próximos 30 anos, apenas com uma recuperação mais acentuada em 2025 *versus* 2020, que possui uma base menor pelo efeito da pandemia do Coronavírus. A maior parte do crescimento da demanda energética, por consequência, está concentrada nos países em desenvolvimento, diante do crescimento de suas respectivas populações, o aumento da renda média e da utilização de veículos.

5.1.2 Demanda energética por tipo de transporte (veículos leves, pesados e aviação)

Segundo a OPEC, em seu estudo *World Energy Outlook 2021*, a demanda total do setor de transporte por combustíveis líquidos em 2030 será de 60,7mbd ou 3,52 trilhões de litros. Isto representa um crescimento de 3,4mbd ou 197 bilhões de litros *versus* o nível de 2019 ou 2022, uma vez que a demanda dos dois anos é similar (EIA, 2021).

Table 3.3
Sectoral oil demand, 2019–2045

mb/d

	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2045	Growth 2020–2045
Road	44.6	40.0	46.3	46.5	46.4	46.2	46.2	6.3
Aviation	6.7	3.5	7.1	7.6	8.3	8.8	9.3	5.8
Rail/waterways	1.9	1.8	2.0	2.0	2.1	2.1	2.0	0.2
Marine bunkers	4.2	3.9	4.3	4.5	4.6	4.6	4.6	0.7
Transportation	57.3	49.2	59.6	60.7	61.4	61.8	62.2	13.0
Petrochemicals	13.7	13.0	14.8	15.9	16.5	16.9	17.3	4.3
Other industry	12.9	12.7	13.1	13.5	13.7	13.4	13.3	0.6
Industry	26.6	25.7	27.8	29.4	30.2	30.3	30.5	4.9
Resid./Comm./Agr.	11.1	10.9	11.4	12.0	12.0	12.0	11.6	0.7
Electricity generation	4.9	4.9	4.7	4.5	4.3	4.0	3.9	-1.0
Other uses	16.1	15.8	16.2	16.5	16.3	16.0	15.5	-0.3
World	100.0	90.6	103.6	106.6	107.9	108.1	108.2	17.6

Figura 69: Projeção da demanda de combustíveis líquidos por setor (OPEC, 2021)

A demanda projetada de cada categoria de transporte é:

- Veículos terrestres (carros, motos e caminhões): 2,70 trilhões de litros
- Setor de aviação: demanda de 441 bilhões de litros
- Setor marítimo/navios: 261 bilhões de litros

Table 3.6
Oil demand in the road transportation sector by region, 2019–2045

mb/d

	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2045	Growth 2020–2045
OECD Americas	14.1	12.3	13.9	12.6	11.3	10.2	9.5	-2.8
OECD Europe	6.7	5.8	6.2	5.6	4.9	4.3	3.7	-2.2
OECD Asia Oceania	2.7	2.3	2.5	2.2	1.8	1.5	1.1	-1.2
OECD	23.5	20.5	22.6	20.3	18.1	16.1	14.3	-6.1
Latin America	3.0	2.8	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	0.7
Middle East & Africa	1.9	1.7	2.2	2.5	2.8	3.2	3.6	1.9
India	1.9	1.8	2.5	3.3	4.0	4.8	5.6	3.8
China	5.6	5.4	6.5	6.9	7.1	7.1	7.1	1.7
Other Asia	3.4	3.0	3.8	4.2	4.6	5.0	5.3	2.3
OPEC	3.1	2.9	3.4	3.8	4.1	4.4	4.5	1.7
Russia	1.2	1.1	1.2	1.2	1.2	1.1	1.1	0.0
Other Eurasia	0.9	0.8	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	0.3
Non-OECD	21.1	19.5	23.7	26.2	28.3	30.2	31.9	12.4
World	44.6	40.0	46.3	46.5	46.4	46.2	46.2	6.3

Figura 70: Projeção da demanda de combustíveis líquidos do setor de transportes por região (OPEC, 2021)

Além disso, vale destacar as tendências de consumo dos países membros da OCDE e dos não-membros. Nos países membros da OCDE, ocorre um decréscimo da demanda por combustíveis para transporte, guiado pelo aumento da eficiência energética dos motores dos veículos e pelo aumento da penetração de veículos elétricos, híbridos e a gás. Este decréscimo de demanda ocorre principalmente para os combustíveis fósseis tradicionais (diesel e gasolina) uma vez que são os setores alvos de descarbonização e gasolina e diesel são os combustíveis a serem substituídos. O crescimento do consumo de combustíveis pelo setor de transportes terrestres ocorre nos países não-membros da

OCDE, com um aumento de demanda de 5,1mbd em 2030 e de 10,8mbd em 2045, quando comparados à demanda de 2019.

5.1.3 Tamanho total da frota de veículos a combustão e de veículos elétricos

A premissa de tamanho total da frota de veículos a combustão e de veículos elétricos será a premissa utilizada pela OPEC (2021), sendo 1,8 bilhão de veículos em 2030 versus 1,1 bilhão em 2020. Os veículos elétricos e de combustíveis alternativos (gás, hidrogênio) serão 7% da frota total em 2030, com aproximadamente 125 milhões de veículos e os veículos a combustão interna serão aproximadamente 1,675 bilhão

Composition of the global vehicle fleet, 2020–2045

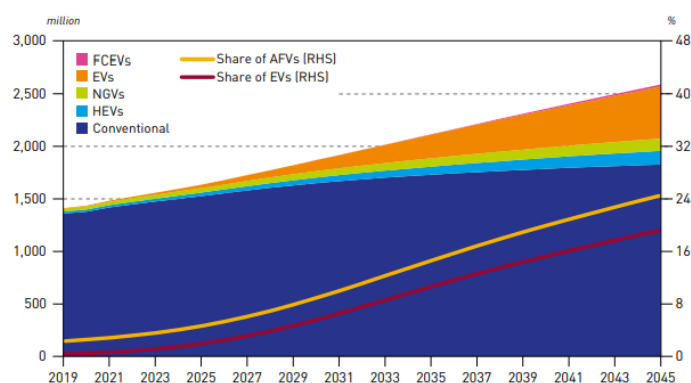


Figura 71: Projeção da frota global de veículos (OPEC, 2021)

5.1.4 Preço de longo prazo de petróleo

A determinação do preço do petróleo a longo prazo como premissa neste trabalho tem o intuito de fornecer um preço-base para estimar o preço de longo prazo dos biocombustíveis e sua competitividade frente aos combustíveis fósseis tradicionais.

Pela imprevisibilidade dos preços de uma commodity como o petróleo, usualmente são definidos os preços num horizonte de cinco anos e após isso corrige-se o preço pela inflação americana de longo prazo projetada, de 2%.

Para a determinação da premissa de preço de longo prazo utilizada neste trabalho, serão utilizados os preços dos contratos futuros de petróleo, especificamente os preços de petróleo num horizonte de cinco anos (2027).

Segundo dados da Bloomberg, as curvas de preços dos contratos futuros do petróleo Brent, benchmark internacional, em diferentes momentos de 2022 foram:

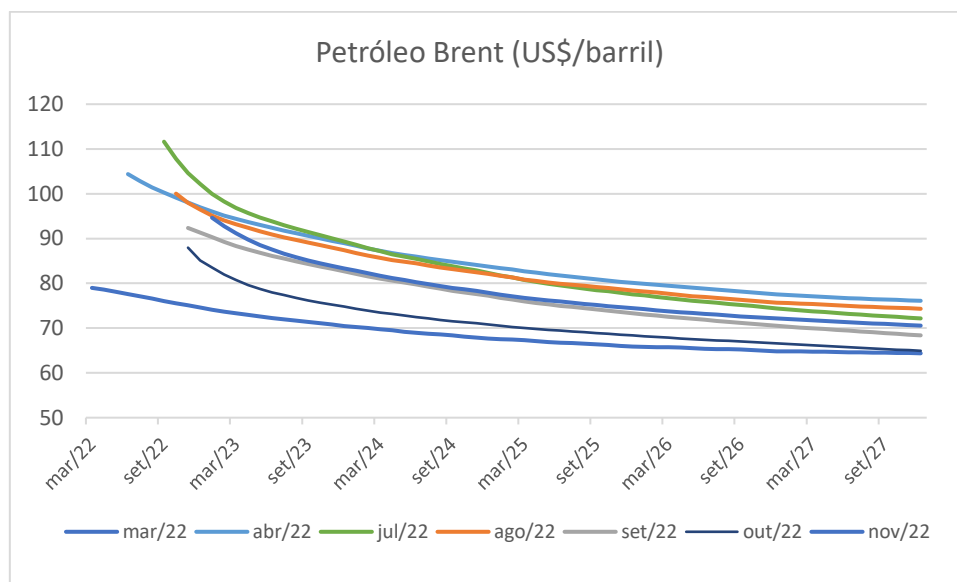


Figura 72: Curvas futuras de preço de petróleo (Bloomberg)

Ao longo de 2022, o preço médio para o contrato de petróleo em dezembro de 2027 foi de US\$70,11/barril

Assim, o preço de longo prazo de petróleo utilizado neste Trabalho será de US\$70/barril, corrigido pela inflação americana de longo prazo, de 2%, após 2027.

5.1.5 Cenários da IEA

A IEA produz relatórios, coleta e analisa dados e projeta cenários para a transição energética do mundo. Seus estudos e projeções são fontes de informação para as principais conferências climáticas globais e instituições envolvidas na elaboração de políticas e projetos para combate do aquecimento global, sobretudo nas Conferências do Clima da Organização das Nações Unidas (COPs).

As perspectivas de médio e longo prazo da IEA utilizam a abordagem de cenário para examinar as tendências futuras de energia com base no Modelo Global de Energia e

Clima (GEC) (IEA Global Energy and Climate Model, 2022). O Modelo GEC é usado para explorar vários cenários, construídos sobre um conjunto diferente de suposições sobre como o sistema de energia global pode responder à situação energética global, considerando as emissões de gases e a necessidade de atender de forma satisfatória as necessidades da população global, produzindo, assim, uma evolução sistêmica.

Ao comparar os modelos, é possível avaliar os principais *drivers* dos resultados projetados, as oportunidades e os desafios presentes no caminho para a descarbonização do setor energético global. Estes cenários não são previsões. Os cenários do Modelo GEC não contêm uma visão única sobre como será o futuro a longo prazo. Em vez disso, servem como ferramentas para comparar e sensibilizar diferentes versões possíveis do futuro energético, bem como compreender as sensibilidades e trajetórias da matriz energética e suas emissões, assim como os principais *drivers* e seus impactos em cada cenário. Isso permite ampliar a visão sobre o futuro energético global, tornando possível analisar possíveis rotas para alcançar o cenário desejado e o impacto dos principais setores e aspectos-chave.

O *World Energy Outlook 2022* da IEA explora três cenários, atualizados para incluir os dados mais recentes sobre o mercado de energia e seus custos.

- O Cenário *Net Zero Emissions* até 2050 (NZE) é normativo, na medida em que é projetado para alcançar resultados específicos – uma trajetória de emissões consistente com a manutenção do aumento da temperatura em 2100 abaixo de 1,5 °C (com 50% de probabilidade), acesso universal a serviços de energia e grandes melhorias na qualidade do ar – proporcionando um caminho para alcançá-lo.
- O Cenário de Compromissos Anunciados (APS) e o Cenário de Políticas Declaradas (STEPS) são exploratórios, pois definem um conjunto de condições iniciais, como políticas e metas, e em seguida investigam seus resultados com base em representações de modelos de sistemas de energia, como a dinâmica de mercado e o progresso tecnológico.

O ciclo de modelagem do GEC 2022 não inclui o Cenário de Desenvolvimento Sustentável (SDS), que é outro cenário normativo utilizado em edições anteriores do *World Energy Outlook* para modelar um caminho “bem abaixo de 2° C”, bem como o alcance de outras metas de desenvolvimento sustentável. Os resultados da APS estão próximos, em alguns aspectos, aos da SDS, em particular em termos do resultado da

temperatura. Mas eles são o produto de uma abordagem de modelagem diferente e, enquanto as ambições de políticas não capturam totalmente todas as SDS, a APS fica aquém de alcançar esses resultados.

Definitions and objectives of the GEC Model 2022 scenarios

	Net Zero Emissions by 2050 Scenario	Announced Pledges Scenario	Stated Policies Scenario
Definitions	A scenario which sets out a pathway for the global energy sector to achieve net zero CO2 emissions by 2050. It doesn't rely on emissions reductions from outside the energy sector to achieve its goals. Universal access to electricity and clean cooking are achieved by 2030.	A scenario which assumes that all climate commitments made by governments around the world, including Nationally Determined Contributions (NDCs) and longer-term net zero targets, as well as targets for access to electricity and clean cooking, will be met in full and on time.	A scenario which reflects current policy settings based on a sector-by-sector and country by country assessment of the specific policies that are in place, as well as those that have been announced by governments around the world.
Objectives	To show what is needed across the main sectors by various actors, and by when, for the world to achieve net zero energy related and industrial process CO2 emissions by 2050 while meeting other energy-related sustainable development goals such as universal energy access.	To show how close do current pledges get the world towards the target of limiting global warming to 1.5°C, it highlights the "ambition gap" that needs to be closed to achieve the goals agreed at Paris in 2015. It also shows the gap between current targets and achieving universal energy access.	To provide a benchmark to assess the potential achievements (and limitations) of recent developments in energy and climate policy.

Figura 73: Definição de cenários da IEA

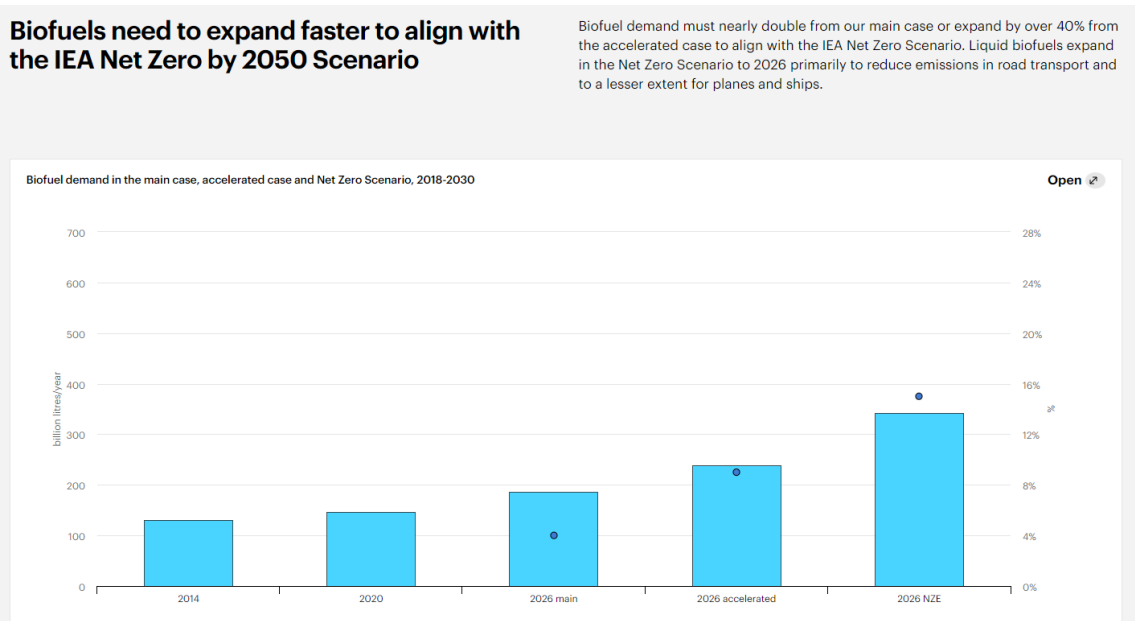


Figura 74: Metas de consumo de biocombustíveis da IEA

5.1.6 Emissões de CO₂ por categoria de biocombustível

Para determinar a taxa de emissão de CO₂ por g de etanol e E2G, serão utilizados dados da ICCT e da literatura científica que abordam as emissões de gases dos principais biocombustíveis. Os dados de emissões estimados e fornecidos a seguir se referem as emissões totais do ciclo de cada biocombustível, considerando suas emissões diretas e indiretas, relacionadas à modificação e ao uso indireto de terras (ILUC), cultivo, processo

de transformação e transporte. Vale ressaltar, também, que diferentes países e regiões possuem diferentes intensidades de emissão de carbono, a depender de sua produção agrícola e infraestrutura logística. Os valores são estimados para uma média mundial com base em literaturas de estudos de diferentes países.

Etanol (E1G): De acordo com Lewandrowski et al (2018), o etanol de milho reduz as emissões de CO₂ em 39%. Literaturas do ICCT (2017 e 2021) apontam para reduções de emissões do etanol que variam de 40 a 60%, a depender do tipo de matéria prima.

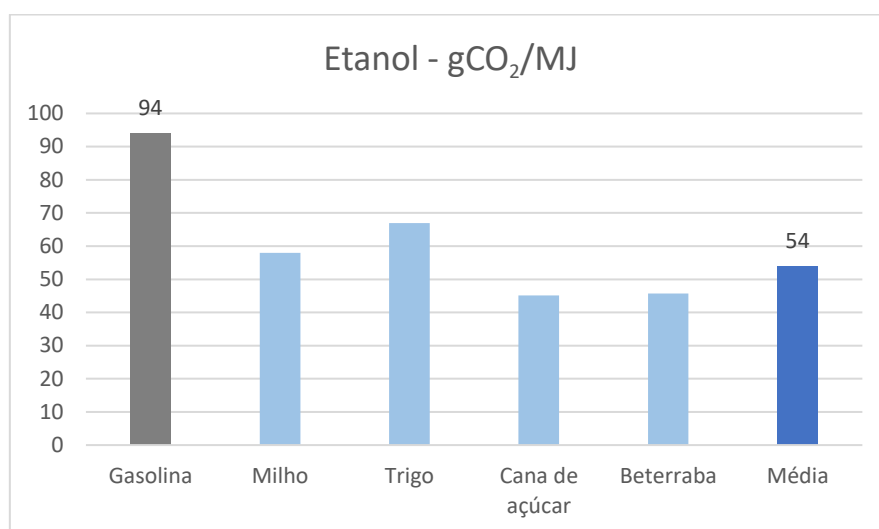


Figura 75: Taxa de emissão de CO₂ – Etanol (ICCT, 2017, CHRISTENSEN, 2021 e Autor)

Dessa forma, a taxa de emissão de CO₂ proveniente do etanol considerada para o estudo será a média entre as principais fontes de sua produção (CHRISTENSEN, 2021), equivalente a 54gCO₂/MJ, uma redução de 43% se comparada a sua alternativa fóssil, a gasolina, com emissão de aproximadamente 94gCO₂/MJ (MELLIOS e GOULIAROU, 2020 e CHRISTENSEN, 2021)

Assumindo um conteúdo energético de 21,1MJ/l de etanol (ENGINEERING TOOLBOX, 2003), temos uma emissão de 1,139kgCO₂/l de etanol. Assumindo a paridade de 65% do conteúdo energético do etanol frente à gasolina comum (32MJ/l), sua emissão de CO₂/l de gasolina equivalente será de $1,139/0,65 = 1,752\text{kgCO}_2/\text{l}_{\text{GE}}$ de E2G

Etanol de segunda geração (E2G): segundo González-García, a produção e utilização do E2G reduz as emissões de GEE de 70 a 90% quando comparado com a

gasolina. Scown et al (2014), aponta para uma redução de 80% da emissão de GEE ao se utilizar etanol celulósico. A ICCT, por sua vez, aponta para emissões de 29,7gCO₂/MJ de etanol celulósico produzido a partir de resíduos agrícolas, ou uma redução de 68% versus a gasolina. Dessa forma, para o E2G, o autor optou por usar uma premissa de redução de emissões de gCO₂/MJ de 70% versus a gasolina, ou uma emissão de 28gCO₂/MJ

Assumindo um conteúdo energético de 21,1MJ/l de etanol (IEA), temos uma emissão de 0,598kgCO₂/l de E2G. Assumindo a paridade de 65% do conteúdo energético do E2G frente à gasolina comum, sua emissão de CO₂/l de gasolina equivalente l_{GE} será de $0,598/0,65 = 0,920\text{kgCO}_2/\text{l}_{\text{GE}}$ de E2G

Biodiesel: A literatura acerca das emissões totais relacionadas ao ciclo de vida do biodiesel e suas diferentes matérias primas é controversa (DONGYAN et al, 2014). Alguns estudos apontam para emissões do ciclo de vida do biodiesel maiores que as emissões do diesel tradicional, ao se considerar o ILUC (SOIMAKALLIO et al, 2009; REIJNDERS, 2008). Segundo Mellios e Gouliarou (2020), ao considerar o ILUC, o biodiesel produzido na Europa é apenas marginalmente melhor que o fóssil combustível diesel (88,9 vs 95,1 g CO₂e/MJ).

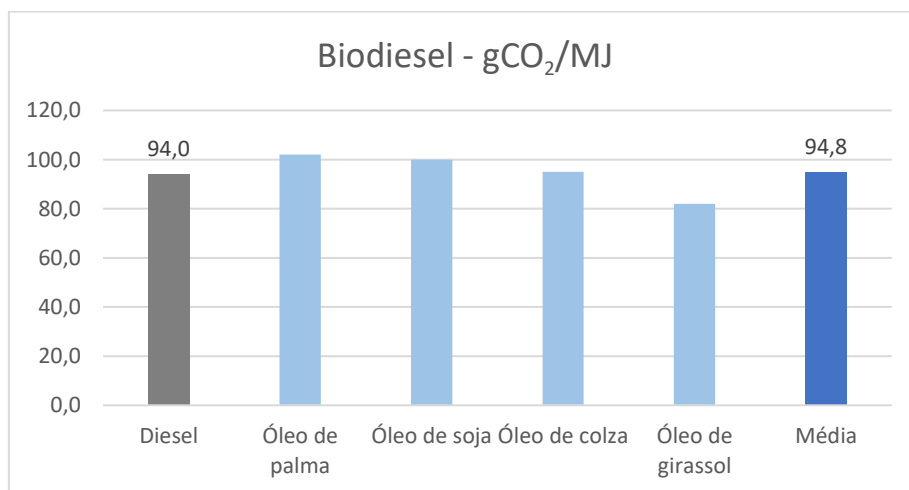


Figura 76: Taxa de emissão de CO₂ – Biodiesel (ICCT, 2017 e Autor)

Dessa forma, a premissa utilizada para emissões de CO₂ provenientes do uso de biodiesel será de 94gCO₂/MJ, mesmo valor do diesel fóssil tradicional. Dessa forma, a projeção da descarbonização do setor de transporte com o uso de biodiesel será determinada pelo uso do diesel renovável (verde). Assim, temos $32,7 * 94 = 3,074\text{kgCO}_2/\text{l}$ de biodiesel (FAME).

Diesel renovável: Christensen (2021) aponta para uma intensidade de emissões do diesel renovável proveniente de resíduos agrícolas e de resíduos florestais de 16gCO₂/MJ e 31gCO₂/MJ, respectivamente. Por sua vez, Seber et al (2014), aponta para uma emissão de 12,2-16,9gCO₂/MJ para o HVO proveniente de óleo reutilizado, uma redução de 82 a 87% se comparado ao diesel comum. Para o HVO proveniente de gordura animal, os mesmos autores apontam para uma emissão de 33.3 gCO₂eq/MJ, uma redução de 65% versus o diesel fóssil.

Assim, o valor utilizado como premissa para emissões de CO₂ provenientes do uso de diesel renovável será a média dos valores fornecidos para os diferentes tipos de matérias-primas disponíveis, equivalente a 27gCO₂/MJ e representando uma redução de emissões de GEE de 71% *versus* o diesel fóssil.

Assumindo um conteúdo energético de 34,4MJ/l de diesel renovável (IEA, 2022), temos uma emissão de 0,929kgCO₂/l de diesel renovável

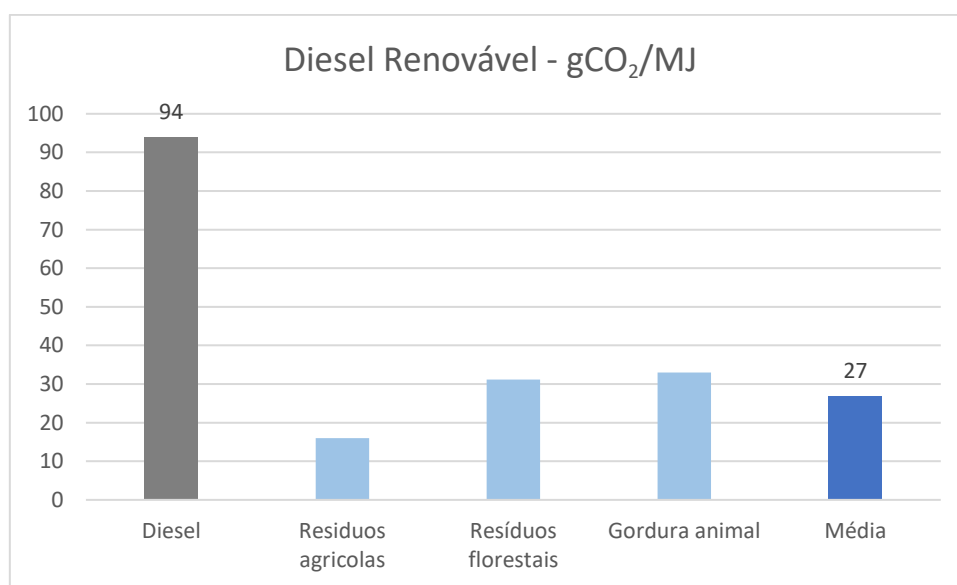


Figura 77: Taxa de emissão de CO₂ – Diesel Renovável (CHRISTENSEN, 2021 e Autor)

5.2 Cenários do Autor

A proposição dos cenários autorais neste trabalho tem como objetivo compreender os diferentes desfechos para a matriz energética do setor de transporte mundial até 2050, a depender da intensidade da implementação e do crescimento da oferta e demanda dos biocombustíveis. Busca-se investigar qual o *range* de emissões de CO₂ possíveis, do cenário pessimista ao otimista, bem como compreender a necessidade de investimento total necessário em cada um desses cenários. Será esclarecida/dimensionada também a magnitude da aceleração necessária para o crescimento da produção dos biocombustíveis globalmente.

Os cenários devem considerar as informações levantadas anteriormente acerca dos principais mandatos de biocombustíveis, bem como projeções de cenários de emissão de carbono da IEA e de demanda por combustíveis da IEA, EIA e OPEC. A projeção de penetração de veículos elétricos no total da frota será a mesma para os três cenários, uma vez que o estudo da viabilidade e sensibilização do impacto da eletrificação da frota de veículos globais foge ao escopo deste trabalho. O estudo busca entender o impacto somente dos biocombustíveis em cada um dos cenários propostos e realizar uma comparação entre estes.

Como abordado na subseção 2.6, o TCFD afirma que existem cinco cenários com diferentes características ao se analisar hipóteses de transição energética: plausível, distintivo, consistente, relevante e desafiador. No escopo do presente trabalho, o autor optou por agrupar os diferentes conceitos em três cenários, mais simplificados, que captam as diferentes especificidades e desafios associados a cada cenário de implementação dos biocombustíveis no mundo: cenário pessimista, cenário-base e cenário otimista.

5.2.3 Cenário pessimista

No cenário pessimista considerado ocorre o abandono das metas de implementação dos biocombustíveis comuns em novos países, que hoje não produzem em larga escala, e de biocombustíveis avançados, pela dificuldade de se obter matérias-primas e maiores custos associados ao desenvolvimento de tecnologias e produção dos

biocombustíveis. Neste cenário, os governos não implementam os subsídios e incentivos necessários para o desenvolvimento a viabilidade econômica dos biocombustíveis frente aos derivados de petróleo. A participação de biocombustíveis como porcentagem do total de combustíveis utilizados para transporte é mantida nos níveis atuais e projeta-se o crescimento da demanda total por combustíveis para transporte até 2030.

Com isto, torna-se possível calcular a trajetória do total de emissões até 2030 caso os esforços para descarbonização sejam abandonados. Assim, tem-se um número base para comparação e entendimento de quanto os esforços para implementação de biocombustíveis podem contribuir para a redução da emissão de CO₂ até 2030 se comparado ao cenário de hoje.

Segundo a IEA (2022) e a OPEC (2022), o consumo global de biocombustíveis em 2019 e 2021 foi de aproximadamente 2,7mbd, sendo 1,75mbd de etanol e 0,95mbd de biodiesel. Com relação a demanda de 2019 (semelhante a demanda projetada para o setor de transporte em 2022), o etanol representa 6,2% da demanda total do Ciclo Otto e o biodiesel representa 2,6% da demanda total por diesel e querosene (OPEC, 2021).

Os percentuais de penetração de biocombustíveis na matriz energética de transporte dos principais países e do planeta hoje são:

Local	Etanol(%)	Biodiesel (%)
Brasil	40%	13%
EUA	10,3%	3%
Índia	7,5%	0%
China	2,1%	0,2%
Mundo	6,2%	2,6%

Figura 78: Percentuais de penetração de biocombustíveis na matriz energética de transporte das principais regiões do mundo (OPEC, 2022; IEA, 2022; Autor)

5.2.1 Cenário-base

O cenário-base considerado para análise da demanda total de biocombustíveis deve ser elaborado a partir da implementação e evolução dos mandatos governamentais hoje existentes sobre a implementação de biocombustíveis nas suas respectivas matrizes

de transporte. Este cenário pode ser considerado como levemente otimista, uma vez que pressupõe que todos os governos implementarão os mandatos e oferecerão as condições de suporte necessárias para o desenvolvimento e adoção dos biocombustíveis em suas frotas de veículos. Isto pressupõe subsídios por parte dos governos e gastos adicionais se comparados as fontes mais baratas de combustíveis fósseis atualmente em uso, como isenções fiscais, cobrança de taxas de carbono e financiamento de pesquisas e desenvolvimento de novas tecnologias.

Neste cenário, deve-se considerar:

- Brasil
 - Etanol representando 60% do ciclo Otto (hidratado + anidro) até 2030 (MME, 2020)
 - E2G representando 5% do total de etanol
 - Biodiesel representando 15% da demanda total de diesel até 2028
- Europa
 - Diretrizes do RED 2: Biocombustíveis representando 14% do mix de energia de transportes (com multiplicadores para metas de biocombustíveis avançados), sendo biocombustíveis avançados 4,4% e biocombustíveis tradicionais limitados a 7%
- EUA
 - Metas de biocombustíveis celulósicos se estabilizam em 16 bilhões de galões até 2030
 - Biocombustíveis avançados se estabilizam em 21 bilhões de galões até 2030 (sendo 16 bilhões de galões de combustíveis celulósicos e 5 bilhões de galões de outros biocombustíveis avançados)
 - Biocombustíveis convencionais permanecem estáveis em 15 bilhões de galões até 2030
 - Implementação dos volumes propostos de biocombustíveis avançados, que hoje possuem produção e consumo 16 bilhões de galões a menos versus o volume alvo proposto pelo EISA.
- Índia
 - País alcança uma mistura de 20% de etanol até 2030
 - País alcança uma mistura de 5% de biodiesel até 2030
- China

- País alcança uma mistura de 10% de etanol até 2030
- País alcança uma mistura de 5% de biodiesel até 2030

5.2.2 Cenário otimista

O cenário otimista a ser definido e analisado neste estudo considera um panorama energético onde alcança-se a neutralidade de carbono, ou *Net Zero*, em 2050. O cenário *Net Zero* 2050 da IEA é um cenário que envolve metas e esforços em todos os setores da matriz energética global, como indústria, transporte, construção e geração de eletricidade e aquecimento. Será considerada, portanto, a trajetória de implementação de biocombustíveis necessária até 2030 para que se alcance a trajetória para a neutralidade de carbono em 2050.

No que concerne ao setor de transportes e a sua descarbonização com o uso de combustíveis mais sustentáveis, as diretrizes da IEA no cenário *Net Zero* apontam para um consumo de biocombustíveis líquidos crescendo a uma taxa de 15 a 16% ao ano a partir de 2021, partindo de um consumo de 2,7 milhões de barris de óleo equivalente (mboe/d) em 2021 para alcançar 5,8mboe/d até 2026 e 10,5mboe/d em 2030, mantendo-se o mesmo ritmo de crescimento projetado até 2030. A principal razão para a necessidade deste crescimento acelerado dos biocombustíveis é a sustentação da transição energética do setor de transporte com baixas emissões enquanto a frota de veículos elétricos cresce e se torna mais representativa dentro da frota total de veículos. Trata-se de um processo lento, devido a necessidade de desenvolvimento de toda a infraestrutura para suportar os veículos elétricos. Os biocombustíveis sustentáveis podem utilizar as redes de distribuição existentes para combustíveis derivados de petróleo e serem utilizados em veículos com apenas pequenas alterações. É uma importante vantagem de custo e escala desta categoria de combustíveis. Isso permite que os biocombustíveis reduzam decisivamente as emissões do setor de transporte rodoviário, marítimo e aéreo na próxima década com o objetivo de ajudar a manter o mundo no caminho das emissões líquidas zero até 2050. Simultaneamente, os modelos de veículos movidos a eletricidade e hidrogênio precisam ser ampliados para responder por mais de 50% das vendas de caminhões até 2030.

A partir do final da década de 2020, os biocombustíveis líquidos avançados começam a fazer contribuições importantes para a redução das emissões da aviação, onde

as opções alternativas de baixo carbono são limitadas. Em 2030, o bioquerosene, um substituto imediato do querosene de aviação, representa quase 15% do consumo total de combustível na aviação e, em 2050, quase metade do uso de biocombustível líquido deve ser direcionado à aviação.

6. CÁLCULOS DOS IMPACTOS DE EMISSÕES E INVESTIMENTOS TOTAIS EM CADA CENÁRIO

Tendo os cenários elaborados de acordo com diferentes premissas, buscar-se-á calcular o impacto nas emissões totais de GEE em cada uma das hipóteses e o investimento financeiro total necessário para construir as capacidades de produção de biocombustíveis necessários.

6.1 Cenário pessimista

A elaboração deste cenário tem por objetivo delimitar uma linha-base de emissões de GEE do setor de transportes em 2030 para comparação com os outros cenários, caso a implementação dos novos mandatos de biocombustíveis não tenha sucesso e a proporção da energia proveniente de biocombustíveis de 2021 permaneça a mesma até 2030.

Este cenário aconteceria num plano econômico-social onde os governos mundiais não mais subsidiariam novas capacidades produtivas de biocombustíveis e o desenvolvimento de novas tecnologias, além de não taxarem as emissões de carbono e seus emissores. Sem essa taxa (ou multa) aplicada sobre a emissão de carbono, os biocombustíveis, em sua maioria com produção mais custosa que a dos combustíveis fósseis tradicionais, perderiam sua competitividade e sua demanda. Isto é passível de acontecer em um cenário de preços de petróleo substancialmente mais baixos (HEAL; HALLMEYER, 2015), uma vez que os prêmios de carbono necessários para manter a competitividade dos biocombustíveis teriam que ser muito altos, o que pode ser custoso e deve desagradar os governos e a população.

Segundo a IEA, o consumo total de energia do setor de transporte em 2021 foi de 113EJ, sendo os biocombustíveis responsáveis por 4,1EJ, ou 3,67% do total.

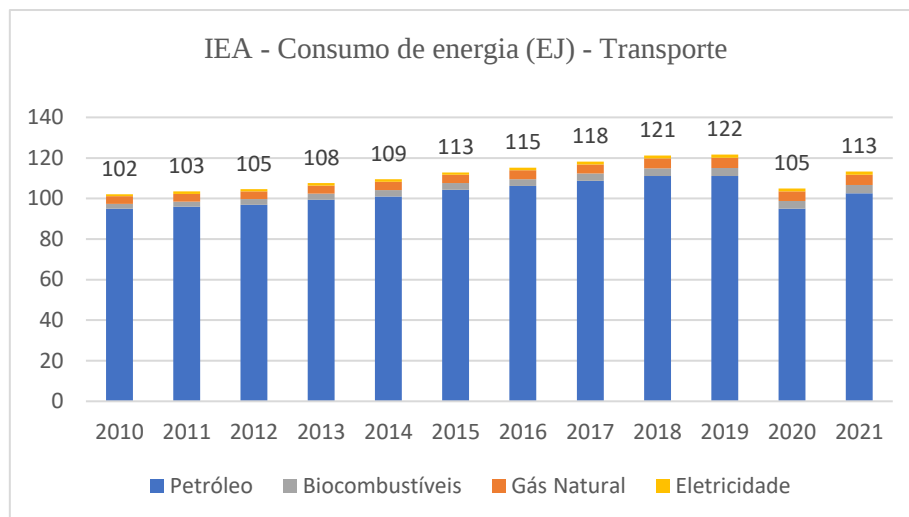


Figura 79: Consumo de energia do setor de transporte (IEA, 2022)

Segundo a EIA, o consumo energético total do setor em 2030 será de 139EJ. Considerando o cenário em que biocombustíveis mantem sua representatividade de 3,67% do total de energia do setor de transporte constante, chega-se a uma energia total de 5,1EJ provenientes dos biocombustíveis em 2030.

Segundo a IEA, as emissões totais provenientes do setor de transporte foram de 7,7 GtCO₂eq em 2021.

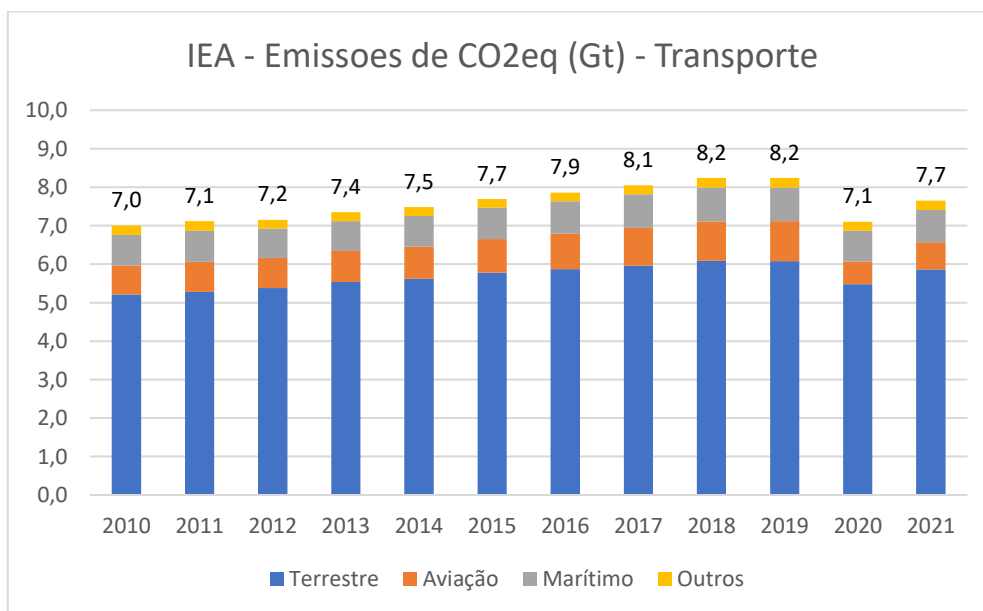


Figura 80: Emissões de CO₂ do setor de transporte (IEA, 2022)

Assumindo a mesma intensidade de emissão de CO₂ por unidade de energia no setor de transporte, em um cenário sem evolução da penetração de biocombustíveis e participação destes na matriz energética de transporte de 2021 constante até 2030, calcula-

se que as emissões totais do setor de transportes em 2030 serão de 9,47 GtCO₂ (139/113*7,7).

Hoje, a proporção de volume consumido de biocombustíveis no mundo é de 66% de etanol, 28% de biodiesel e 6% de diesel renovável. Mantendo-se esta proporção em 2030, a energia proveniente de cada um dos biocombustíveis, do total de 5,1EJ, seria de:

3,37EJ Etanol, 1,43EJ biodiesel, 0,31EJ diesel renovável

Com essas informações, é possível calcular o impacto total de redução de emissões de CO₂ pelos biocombustíveis em 2030

	gCO ₂ /MJ	EJ 2030	MtCO ₂
Ethanol	54	3,37	182
E2G	28	0,00	-
Biodiesel	94	1,43	134
Diesel renovável	27	0,31	8
Biocombustíveis	64	5,11	325
Combustíveis Fósseis	94	5,11	480
Redução de CO ₂			156

Figura 81: Impacto total de redução de emissões de CO₂ pelos biocombustíveis em 2030 – Cenário pessimista

Assim, observa-se que, caso seja mantida a representatividade corrente na matriz energética de transportes, os biocombustíveis serão responsáveis por uma redução de emissões de 156 MtCO₂/ano em 2030, se comparados a uma matriz energética 100% fóssil (gasolina + diesel).

6.2 Cenário base

Neste cenário, os principais planos e metas de participação dos biocombustíveis na matriz energética de transporte das principais regiões do mundo são alcançadas em 2030. Assim, as projeções de demanda total energética de cada uma dessas regiões e as misturas de biocombustíveis no total da demanda por combustíveis líquidos para transporte são:

6.2.1 Brasil

Segundo projeções do EPE (2020), a demanda do ciclo Otto brasileiro deve alcançar 60 milhões de m³ de gasolina equivalente em 2030.

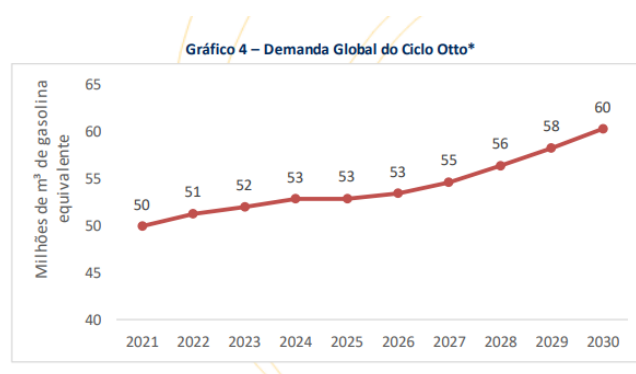


Figura 82: Demanda do Ciclo Otto Brasileiro (EPE, 2020)

Assumindo a penetração de 60% do etanol no Ciclo Otto, meta do programa do Renovabio, e a equivalência energética do etanol de 65% da gasolina, temos uma demanda total em 2030 de:

$$0,60 * 60 / 0,65 = 55,4\text{Mm}^3 \text{ de etanol}$$

Considerando uma penetração de 5% de E2G, ou 2,8Mm³, o Ciclo Otto brasileiro de 2030 é composto da seguinte forma:

24Mm³ de gasolina A / 52,6Mm³ de E1G / 2,6Mm³ de E2g

Considerando que os 55,4Mm³ de etanol representam 60% do Ciclo Otto e equivalem a 36Mm³ de gasolina A, e assumindo os valores de emissão de 3,29kgCO₂/l de gasolina; 1,139kgCO₂/l de etanol e 0,598kgCO₂/l de E2G, é possível calcular:

Brasil	kgCO ₂ /l	bi litros	Mt CO ₂
Etanol	1,139	52,6	59,9
E2G	0,598	2,6	1,6
Total biocombustíveis		55,2	61,5
Gasolina A	3,290	36,0	118,4
Redução de emissões			57,0

Figura 83: Redução de emissões de CO₂ pela utilização de biocombustíveis na matriz energética de combustíveis para transporte no Brasil – Cenário Base

Assim, em 2030, a redução de emissões de CO₂ pela utilização de etanol na matriz energética de combustíveis para transporte no Brasil é de 57Mt de CO₂ por ano.

Segundo a BP (2022), o consumo de diesel no Brasil cresceu 1,1% ao ano de 2010 a 2021, sendo o consumo de 2021 de 55 bilhões de litros. Até 2030, será utilizada uma

taxa de crescimento estimada de demanda por diesel de 1% ao ano, alcançando um consumo total de 60,5 bilhões de litros de diesel no país. Assim, com uma penetração de 15% de biodiesel neste total, serão consumidos no país 9,1 bilhões de litros de biodiesel em 2030.

6.2.2 China

Segundo projeções da OPEC (2021 e 2022), o consumo total de petróleo da China será de 17,3mb/d em 2030, contra 14,9mbd em 2021. Isto representa um crescimento de 1,7% ao ano *versus* um crescimento de 4,9% ao ano de 2010 a 2019 (período observado para não contabilizar os impactos da Covid-19 no consumo de combustíveis em 2020 e 2021). Nesse período, o PIB do país cresceu 7,35% anualmente (BANCO MUNDIAL, 2022). Para a década até 2030, o crescimento de mercado projetado para o país é de 4% ao ano.

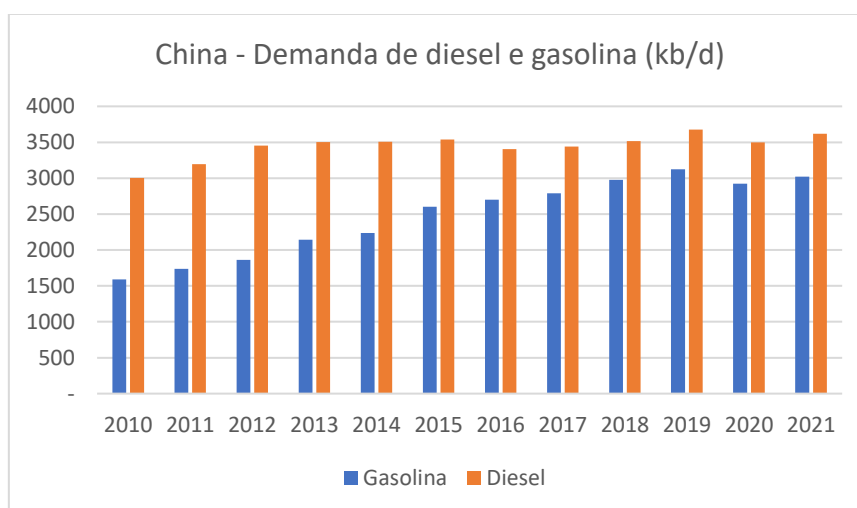


Figura 84: China - Demanda histórica de diesel e gasolina (BP, 2022)

Segundo a BP, em 2021 o consumo total de gasolina do país foi de 3,021mbd e em 2019 foi de 3,125mbd. De 2010 a 2019, o crescimento anual da demanda pelo combustível foi de 7,8%. Para o período de 2021-2030, o autor optou por utilizar uma taxa de crescimento anual de demanda de gasolina de 2%, refletindo um menor crescimento econômico se comparado a década anterior e um crescimento da participação de veículos elétricos no total da frota de veículos. Assim, a demanda total estimada de gasolina da China em 2030 é de 3,6mbd, ou 209 bilhões de litros

O consumo de diesel do país cresceu 2,3% ao ano de 2010 a 2019. Entretanto, após 2012, observa-se uma estabilidade do volume de diesel consumido, próximo de 3,5mbd, com um crescimento anual de 0,9% entre 2012 e 2019. Logo, para 2030, a premissa utilizada de crescimento do consumo de diesel do país será de 0,5% ao ano, refletindo uma desaceleração do crescimento de PIB do país. Dessa forma, a demanda total estimada de diesel da China em 2030 é de 3,785mbd, ou 220 bilhões de litros.

Considerando uma mistura de 10% de etanol e 5% de biodiesel no volume total de combustíveis do país, temos uma demanda em 2030 de 20,9 bilhões de litros de etanol e de 11 bilhões de litros de biodiesel.

Assumindo o fator de emissão de 1,752kgCO₂/l_{GE} para o etanol, calcula-se uma redução de emissão de 32,1Mt CO₂ por ano em 2030 no país asiático, caso a meta de 10% de mistura do etanol seja alcançada no país.

China	kgCO ₂ /l	bi litros	Mt CO ₂
Etanol	1,752	20,9	36,6
Total			36,6
Gasolina A	3,290	20,9	68,8
Redução de emissões			32,1

Figura 85: Redução de emissões de CO₂ pela utilização de biocombustíveis na matriz energética de combustíveis para transporte na China – Cenário Base

6.2.3 Índia

Segundo projeções OPEC (2022), o consumo total de petróleo da Índia será de 7,1mb/d em 2030, contra 4,88mbd em 2021. Isto representa um crescimento de 4,3% ao ano *versus* um crescimento de 5% ao ano de 2010 a 2019. Nesse período, o PIB do país cresceu 6,45% anualmente (BANCO MUNDIAL, 2022). Para a década até 2030, o crescimento de PIB projetado para o país é de 6% ao ano.

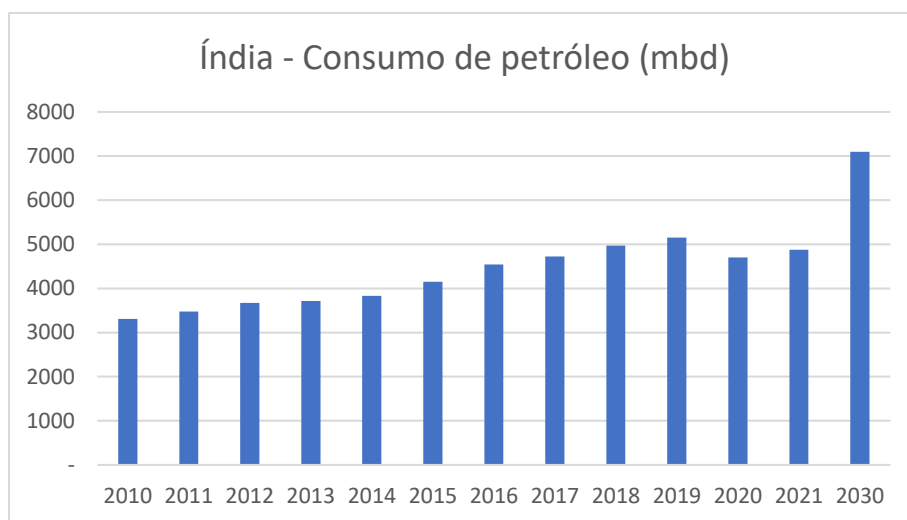


Figura 86: Índia - Consumo histórico de petróleo e projeção (BP, 2022 e OPEC, 2022)

Segundo a BP, em 2021 o consumo total de gasolina do país foi de 627kbd e em 2019 foi de 623kbd. De 2010 a 2019, o crescimento anual da demanda pelo combustível foi de 8,9%. Para o período de 2021-2030, o autor optou por utilizar uma taxa de crescimento anual de demanda de gasolina de 6%, refletindo um crescimento econômico e de demanda semelhante ao da década anterior. Assim, a demanda total estimada de gasolina da Índia em 2030 é de 1,06mbd, ou 61,5 bilhões de litros.

O consumo de diesel do país cresceu 4% ao ano de 2010 a 2019, e em 2021 foi de 1,585mbd. Por consequência, até 2030, a premissa utilizada de crescimento do consumo de diesel do país será de 3% ao ano, refletindo o crescimento de PIB ainda pujante do país na próxima década. Dessa forma, a demanda total estimada de diesel da Índia em 2030 é de 2,07mbd, ou 120 bilhões de litros.

Considerando uma mistura de 20% de etanol e 5% de biodiesel no volume total de combustíveis do país, obtém-se como resultado uma demanda em 2030 de 12,3 bilhões de litros de etanol e de 6 bilhões de litros de biodiesel.

Assim, considerando que biodiesel possui efeito neutro de emissão frente ao diesel, e considerando as premissas de emissão de CO₂ de etanol versus a gasolina A, calcula-se uma redução total de emissões de CO₂ projetadas em 2030 na Índia de 18,9MtCO₂/ano

Índia	kgCO ₂ /l	bi litros	Mt CO ₂
Etanol	1,752	12,3	21,6
Total			21,6
Gasolina A	3,290	12,3	40,5
Redução de emissões			18,9

Figura 87: Redução de emissões de CO₂ pela utilização de biocombustíveis na matriz energética de combustíveis para transporte na Índia – Cenário Base

6.2.4 Estados Unidos

Segundo a EIA, o consumo de gasolina dos EUA em 2021 foi de 8,4mbd e o consumo de diesel foi de 3,06mbd. Para os próximos anos, a projeção da Agência Energética americana para a demanda energética de transporte do país é de estabilidade, alcançando uma demanda total de 14,1mbd em 2030, sendo que a gasolina representa 8,4mbd, ou 488 bilhões de litros, e o diesel 3mbd, ou seja, 174 bilhões de litros.

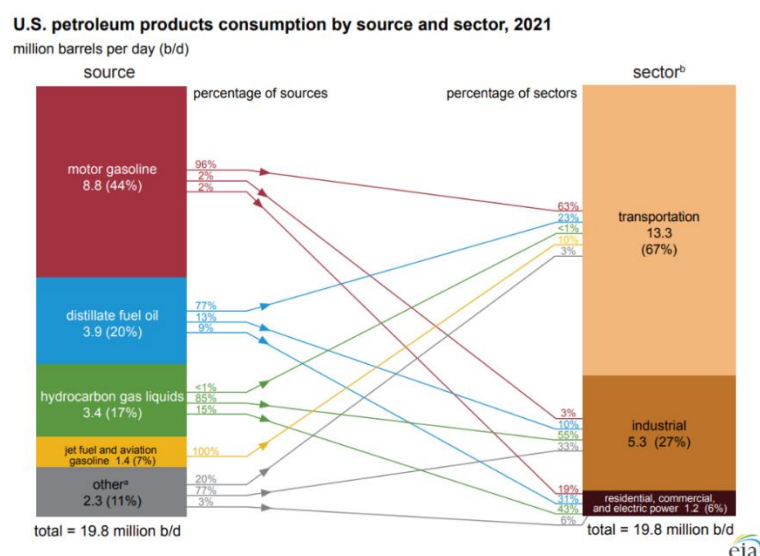


Figura 88: EUA - Consumo de derivados de petróleo por fonte e por setor (EIA, 2022)

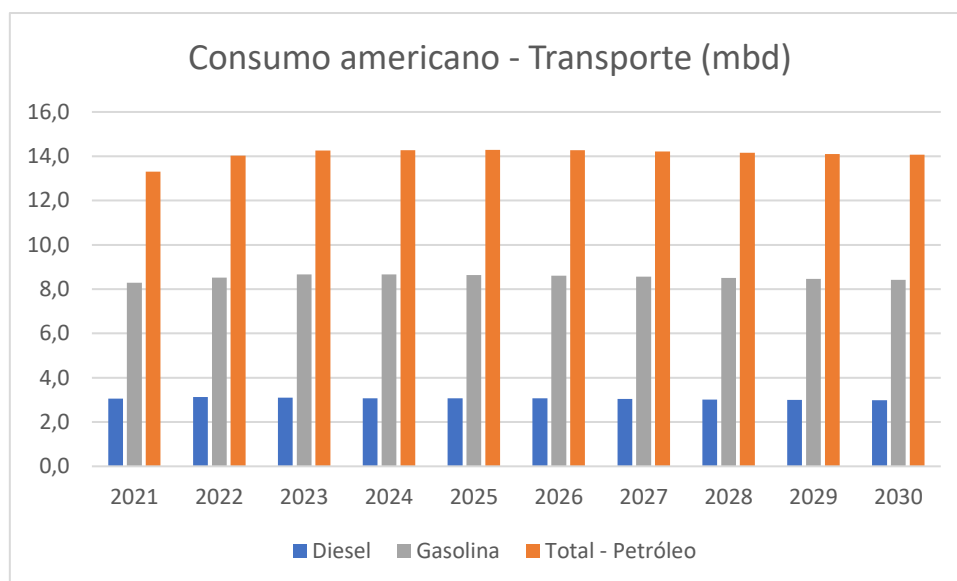


Figura 89: EUA - Consumo de combustíveis pelo setor de transporte (BP, 2022)

As projeções de volumes de biocombustíveis atualmente propostas nas metas do EISA (Energy Independence Security Act) são:

- Os biocombustíveis celulósicos devem atingir o consumo anual de 16 bilhões de galões (60,6 bilhões de litros)
- Os biocombustíveis avançados (ex-celulósicos) devem atingir o consumo de 5 bilhões de galões (18,9 bilhões de litros)
- Os biocombustíveis convencionais devem permanecer com consumo estável em 15 bilhões de galões (56,8 bilhões de litros)

Assim, os EUA alcançariam em 2030 uma meta de volume total de biocombustíveis propostos pelo EISA de 36 bilhões de galões, 136 bilhões de litros ou 2,35mbd, representando 16,7% do total de consumo de combustíveis do setor de transporte americano. Deste total, 21 bilhões de galões, ou 79,5 bilhões de litros, são de biocombustíveis avançados (1,37mbd) e 15 bilhões de galões, ou 56,8 bilhões de litros, são de biocombustíveis tradicionais (0,98mbd). Assim, os biocombustíveis avançados representam 58% do *mix* de biocombustíveis do país e 9,7% do *mix* total de combustíveis de transporte. Os biocombustíveis tradicionais, por sua vez, representam 7% do *mix* total de combustíveis de transporte.

Para calcular os impactos nas emissões totais, serão utilizados os conceitos e os padrões de emissões definido pelo programa norte americano: biocombustíveis celulósicos possuem redução de no mínimo 60% de GEE no seu ciclo de vida, enquanto

biocombustíveis avançados possuem uma redução de 50% e biocombustíveis tradicionais, por sua vez, uma redução de 20%. A premissa considerada para as emissões de combustíveis fósseis, diesel e gasolina, será de 3,421kgCO₂/l e 3,29kgCO₂/l, respectivamente. Ponderando-se pela proporção de uso de diesel e gasolina do *mix* energético de 2030, de 26,3% e 73,7%, respectivamente, chega-se a uma emissão de combustíveis fósseis da matriz norte americana de 3,324kgCO₂/l. Dessa forma, as emissões calculadas para os biocombustíveis nos EUA dentro do programa do EISA são:

Biocombustíveis tradicionais: 2,66 kgCO₂/l (20% de redução)

Biocombustíveis avançados: 1,662 kgCO₂/l (50% de redução)

Biocombustíveis celulósicos: 1,330 kgCO₂/l (60% de redução)

Por fim, *versus* uma matriz totalmente fóssil, chega-se a uma redução de 190,1Mt CO₂ por ano pelo uso de biocombustíveis na matriz americana de transporte, caso as metas atuais do EISA sejam atingidas em 2030.

EUA	kgCO₂/l	bi litros	Mt CO₂
Biocombustíveis tradicionais	2,660	56,8	151,1
Biocombustíveis avançados	1,662	18,9	31,4
Biocombustíveis celulósicos	1,330	60,6	80,6
Total biocombustíveis		136,3	263,1
Diesel	3,421	35,8	122,6
Gasolina A	3,290	100,5	330,5
Total combustíveis fósseis	3,324	136,3	453,1
Redução de emissões			190,1

Figura 90: Redução de emissões de CO₂ pela utilização de biocombustíveis na matriz energética de combustíveis para transporte nos EUA – Cenário Base

6.2.5 Europa

Segundo a BP, de 2010 a 2019, a demanda por gasolina na Europa caiu a um ritmo de 1,3% ao ano, e em 2021 atingiu um consumo de 1,9mbd, ou 110 bilhões de litros. Até 2030, será projetada uma diminuição de consumo de gasolina de 2% ao ano, refletindo uma aceleração do aumento das vendas de veículos elétricos e da participação destes veículos na frota total de veículos leves do continente. Assim, a demanda estimada de gasolina para a Europa em 2030 é de 1,585mbd, ou 92 bilhões de litros

A demanda de diesel, por sua vez, cresceu a uma taxa de 0,5% ao ano de 2010 a 2019, e seu consumo em 2021 foi de 6,318mbd, ou 367 bilhões de litros. Para 2030, o volume projetado de demanda de diesel no continente será constante.

Assumindo o cumprimento do RED 2 (mandato de biocombustíveis em vigência no continente) os biocombustíveis avançados representarão 4,4% do *mix* de energia de transportes em 2030 e os biocombustíveis tradicionais serão 7% do *mix*. Assim, a demanda total por biocombustíveis avançados no continente será de 20,2 bilhões de litros, sendo 4,08 bilhões de litros de E2G e 16,15 bilhões de litros de diesel renovável. A demanda por biocombustíveis tradicionais, por sua vez, será de 32 bilhões de litros, sendo 6,44 bilhões de litros de etanol e 25,7 bilhões de litros de biodiesel.

Assumindo os fatores de emissões calculados para os diferentes tipos de combustíveis:

1,139kgCO₂/l de etanol ou 1,752kgCO₂/l_{GE}

0,598kgCO₂/l de E2G ou 0,92 kgCO₂/l_{GE}

3,074kgCO₂/l de biodiesel (FAME)

0,929kgCO₂/l de diesel renovável

3,421kgCO₂/l de diesel

3,29kg CO₂/l de gasolina

Chega-se a uma redução da emissão total pelo uso de biocombustíveis *versus* combustíveis fósseis calculada para a matriz energética de transporte da Europa em 2030 de 69,6Mt CO₂ por ano.

Europa	kgCO₂/l	bi litros	Mt CO₂
Etanol	1,752	6,4	11,3
E2G	0,920	4,1	3,8
Biodiesel	3,074	25,7	79,0
Diesel Renovável	0,929	16,5	15,3
Total biocombustíveis		52,7	109,4
Diesel	3,421	42,2	144,4
Gasolina	3,290	10,5	34,6
Total combustíveis fósseis		52,7	179,0
Redução de emissões			69,6

Figura 91: Redução de emissões de CO₂ pela utilização de biocombustíveis na matriz energética de combustíveis para transporte na Europa – Cenário Base

Assim, considerando-se os principais mandatos governamentais de biocombustíveis em vigência hoje no mundo, chega-se a um total de redução de emissões de 368mtCO₂/ano em 2030 pelo uso de biocombustíveis em detrimento de combustíveis fósseis tradicionais.

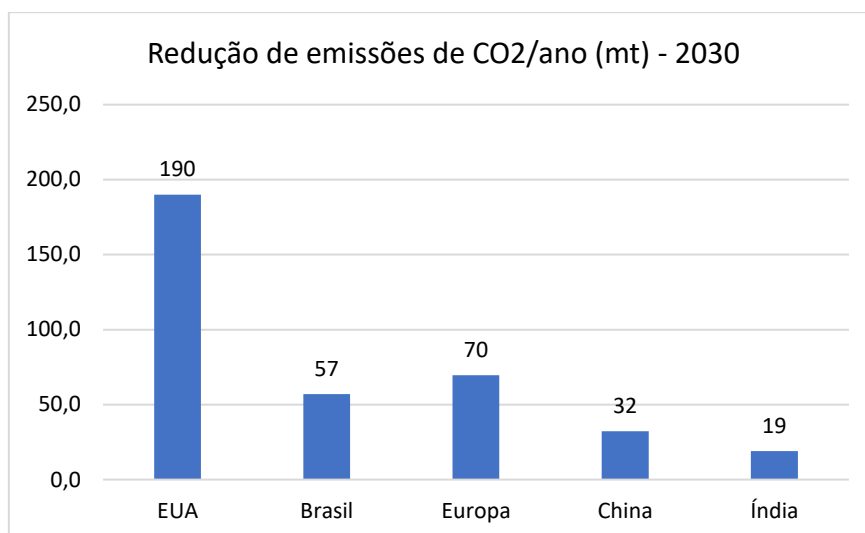


Figura 92: Redução de emissões de CO₂/ano por região em 2030 – Cenário Base

Com a implementação destes mandatos, o consumo total dos biocombustíveis em 2030 será de 294 bilhões de litros, um crescimento de 84% frente o consumo de 2021 de 160 bilhões de litros. O etanol continua sendo o biocombustível mais consumido. Não obstante, verifica-se um forte crescimento dos biocombustíveis avançados (o E2G e o diesel renovável), com maior potencial de descarbonização.

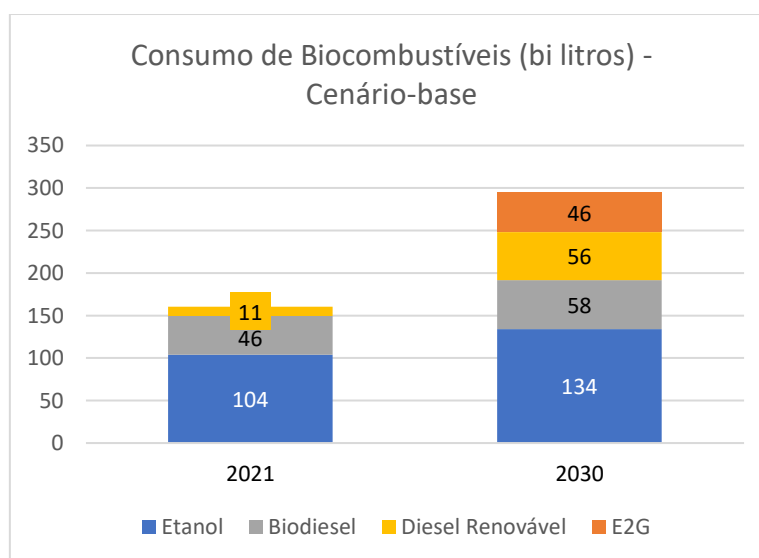


Figura 93: Consumo total de biocombustíveis – Cenário-base

Segundo a IEA, em 2021 a produção mundial de etanol foi de 104 bilhões de litros, a de biodiesel de 46 bilhões de litros e a de diesel renovável de 11 bilhões de litros. Para a construção da capacidade adicional de produção de biocombustíveis proposta pelos mandatos governamentais, considerando as premissas de custo de construção de novos projetos assumidas no capítulo 4.1.1, será necessário um investimento total de US\$182 bilhões até 2030.

	Capacidade 2021 (milhões m3)	Capacidade 2030 (milhões m3)	Nova capacidade necessária (milhões m3)	Custo/m3 (US\$)	Custo (US\$bi)
E1G	103	134	31	530	17
E2G	1	46	45	2900	131
Biodiesel	46	58	12	610	8
Diesel Renovável	11	56	45	610	27
Total	160	294	134	1361	182

Figura 94: Investimento total necessário – Cenário-base

Os EUA continuam sendo o maior mercado de biocombustíveis do mundo e o Brasil o segundo maior. Todavia, há um crescimento relevante do mercado europeu, que alcança tamanho similar ao do Brasil em 2030. O consumo por geografia e por tipo de biocombustível é representado da seguinte forma:

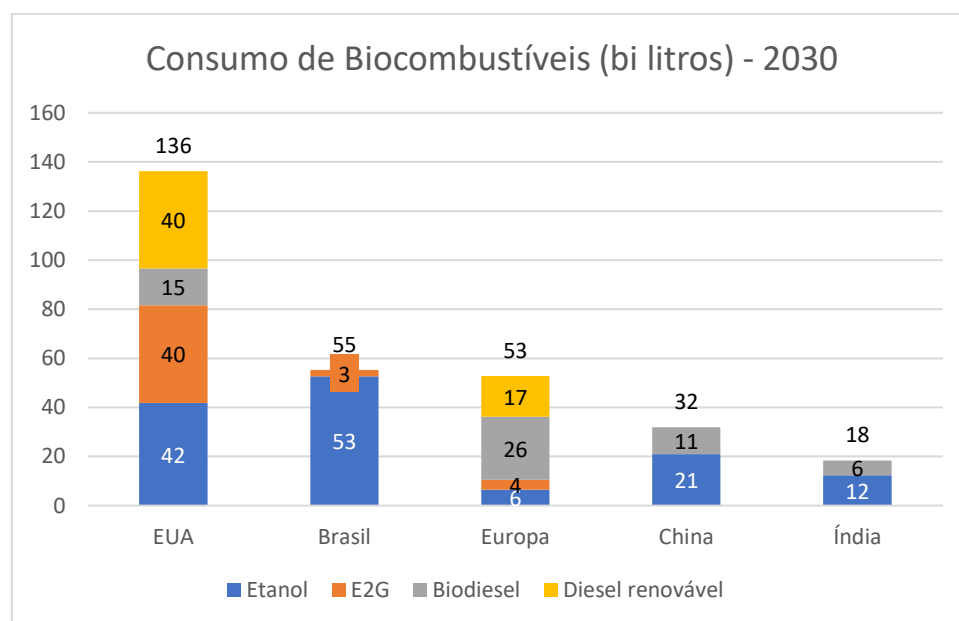


Figura 95: Consumo total de biocombustíveis por tipo e por região em 2030 – Cenário-base

6.3 Cenário otimista

No cenário *Net Zero 2050* da IEA, a energia total proveniente de biocombustíveis, dentro do setor de transporte, deve crescer de 4,3EJ em 2021 para 17,1EJ em 2030, o que

corresponde a um crescimento de 297% ou de 15,9% ao ano, *versus* um crescimento anual de 7,2% entre 2010 a 2019. Nesse cenário, os biocombustíveis representarão 12,3% da demanda energética total de 139MJ prevista pela EIA para o setor de transporte em 2030. A matriz de biocombustíveis projetada pela IEA é composta da seguinte maneira:

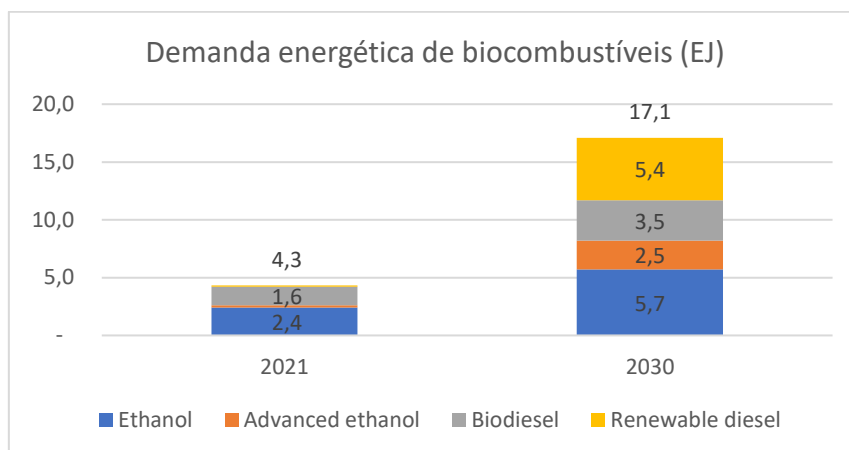


Figura 96: Demanda energética de biocombustíveis – Cenário otimista

Dessa forma o consumo total de biocombustíveis do setor de transporte deve sair de 160,5 bilhões de litros em 2021, ou 2,7mbd, para 612 milhões de m³ em 2030, ou 10,5mbd, um crescimento de volume de 282%. Isto se traduz na seguinte composição da demanda total por biocombustíveis:

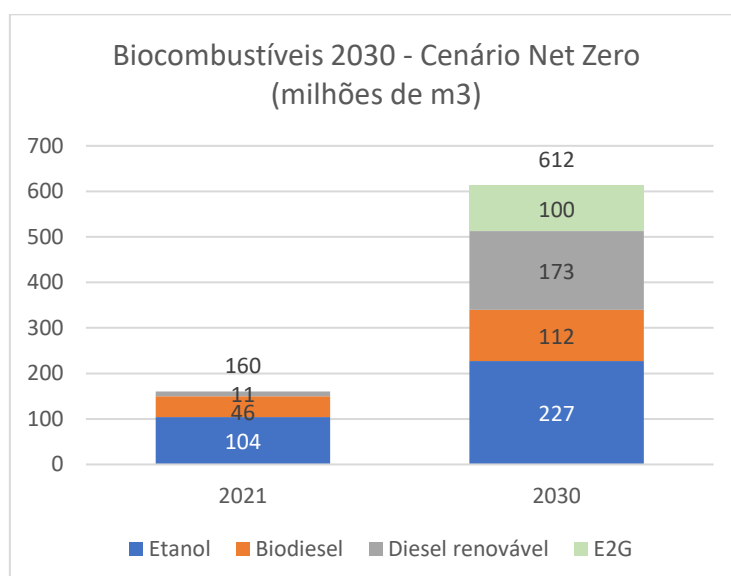


Figura 97: Consumo total de biocombustíveis – Cenário Otimista

Logo, considerando uma demanda de 60,7mbd de combustíveis líquidos para transporte (OPEC), conforme indicado nas premissas-chave, observa-se que no cenário Net Zero da IEA, os biocombustíveis representarão aproximadamente 17% do consumo global de combustíveis líquidos para transporte, com biocombustíveis avançados representando 45% dos biocombustíveis totais, ou 7,7% do consumo total de combustíveis líquidos para transporte. Neste cenário, o diesel renovável (avançado) supera o volume total de biodiesel de primeira geração e o etanol celulósico representa aproximadamente um terço do total de etanol consumido no mundo.

Assumindo as premissas indicadas na subseção 5.1.6 para emissões de diesel, gasolina, diesel renovável, biodiesel, etanol e etanol de 2ª geração, podemos calcular as emissões de CO₂eq provenientes dos biocombustíveis e estimar as emissões totais evitadas *versus* os combustíveis fósseis.

Ponderando as emissões de cada tipo de biocombustível pela sua participação no total de biocombustíveis estimada no cenário da IEA, atinge-se uma emissão média dos biocombustíveis de 49,9gCO₂eq/MJ

	gCO ₂ eq/MJ	EJ (2030)
E1G	54	5,7
E2G	28	2,5
Biodiesel	94	3,5
Diesel renovável	27	5,4
Total	49,9	17,1

Figura 98: Emissão média dos biocombustíveis – Cenário otimista

Dessa forma, nesse cenário, se comparado a uma matriz totalmente fóssil, em 2030 os biocombustíveis serão responsáveis pela redução de emissões de 755 MtCO₂/ano no setor de transportes global.

	gCO ₂ eq/MJ	EJ	Emissões totais (Mt CO ₂)
Biocombustíveis	49,9	17,1	853
Combustíveis fósseis	94,0	17,1	1607
Redução de emissões	44,1	17,1	755

Figura 99: Redução total de emissões de CO₂/ano pelo uso de biocombustíveis – Cenário otimista

Essa redução equivale a 9,9% das emissões totais de GEE do setor global de transporte em 2021, ou 8% das emissões totais do setor em 2030, segundo cálculo realizado em 6.1.1.

Para se alcançar esse cenário, uma grande quantidade de capital será despendida para o desenvolvimento e construção de nova capacidade produtiva de biocombustíveis. Os custos de construção de nova capacidade estimados no item 4.1.1 são:

Biodiesel e diesel renovável = US\$2,3/galão ou US\$610/m³

Etanol de primeira geração = US\$2/galão ou US\$530/m³

Etanol de segunda geração = US\$11/galão ou US\$2900/m³

Dessa forma, multiplicando-se o volume estimado para cada tipo de biocombustível por seu respectivo custo de construção de nova capacidade, encontra-se um valor de investimento total necessário até 2030 de US\$492 bilhões.

	Capacidade 2021 (milhões m3)	Capacidade 2030 (milhões m3)	Nova capacidade necessária (milhões m3)	Custo/m3 (US\$)	Custo (US\$bi)
E1G	103	227	125	530	66
E2G	1	100	99	2900	286
Biodiesel	46	112	67	610	41
Diesel Renovavel	11	173	162	610	99
Total	160	612	452	1088	492

Figura 100: Investimento total necessário – Cenário otimista

6.4 Conclusão e considerações finais

Após a análise dos cenários propostos e cálculo dos impactos dos biocombustíveis nas emissões de GEE e investimentos necessários, chega-se aos seguintes resultados:

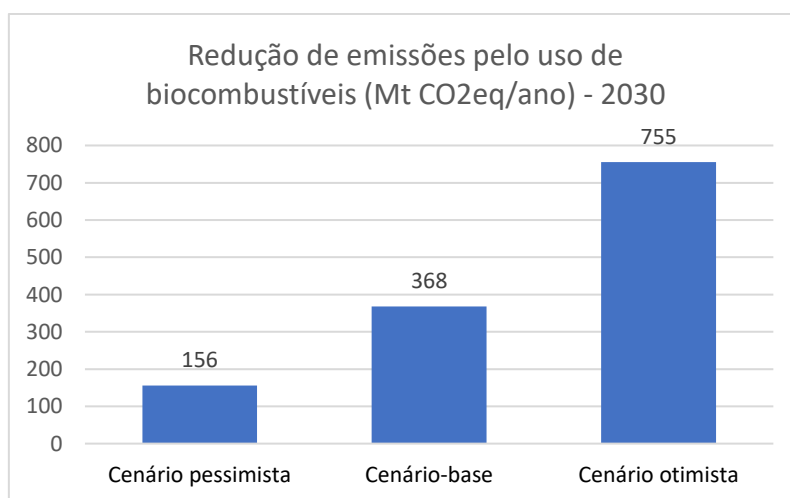


Figura 101: Redução de emissões de CO2 pelo uso de

Versus uma matriz de transporte totalmente fóssil, em 2030 os biocombustíveis representarão uma redução de emissões de 1,7%, 3,9% e 8% nos cenários pessimista, base e otimista, respectivamente, considerado um cenário de emissão total de 9,4Gt CO₂ provenientes de transportes em 2030, como calculado na seção 6.1.1.

Versus o cenário de 2021, onde os biocombustíveis são responsáveis por uma redução total de emissões de 126Mt de CO₂/ano na matriz de transportes, a evolução da implementação e produção dos biocombustíveis nos diferentes cenários propostos pode gerar um impacto de redução adicional de emissões de 30, 242 e 629MtCO₂/ano, nos cenários pessimista, base e otimista, respectivamente. Isso representa um incremento na redução total de emissões na matriz de transporte de 2030 de 0,32%, 2,60% e 6,69%, respectivamente.

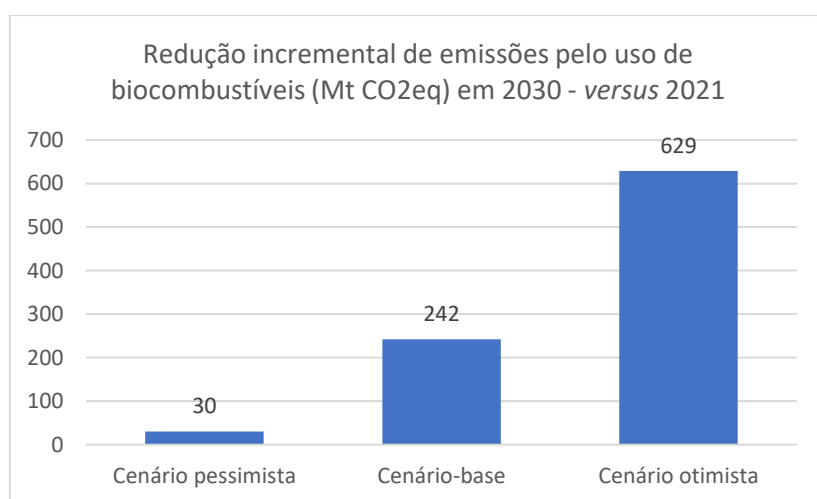


Figura 102: Redução incremental de emissões de CO₂ pelo uso de

Vale ressaltar que essas reduções nas emissões se referem às reduções líquidas das emissões de GEE, considerando os impactos dos biocombustíveis no de transporte e nos setores de emissões provenientes das culturas agrícolas e modificações de solo, uma vez que o planeta deve ser observado como um só sistema, considerados os impactos de emissões de GEE. Caso fossem analisados somente as emissões diretas dos biocombustíveis *versus* os combustíveis fósseis, sem considerar as emissões por ILUC, o impacto de redução de emissões no setor de transportes seria maior. Contudo, este seria compensado por maiores emissões nos setores agrícola e florestal. Vale ainda destacar que eventuais benefícios de redução de emissões pelo uso do biodiesel tradicional não são considerados neste estudo, dada a falta de consenso na literatura científica acerca de

sua eficácia na redução de emissões no ciclo de vida do combustível se comparado ao diesel tradicional.

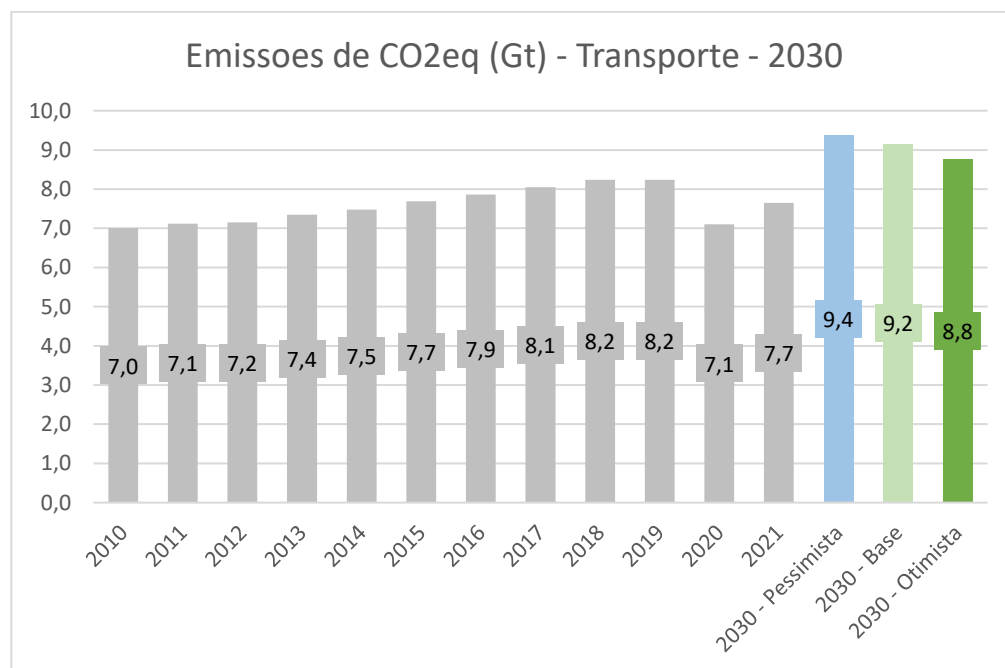


Figura 103: Emissões de CO2 do setor de transporte em cada cenário

Além disso, para cada um dos cenários, os investimentos totais necessários até 2030 para a implementação dos volumes de biocombustíveis propostos são:

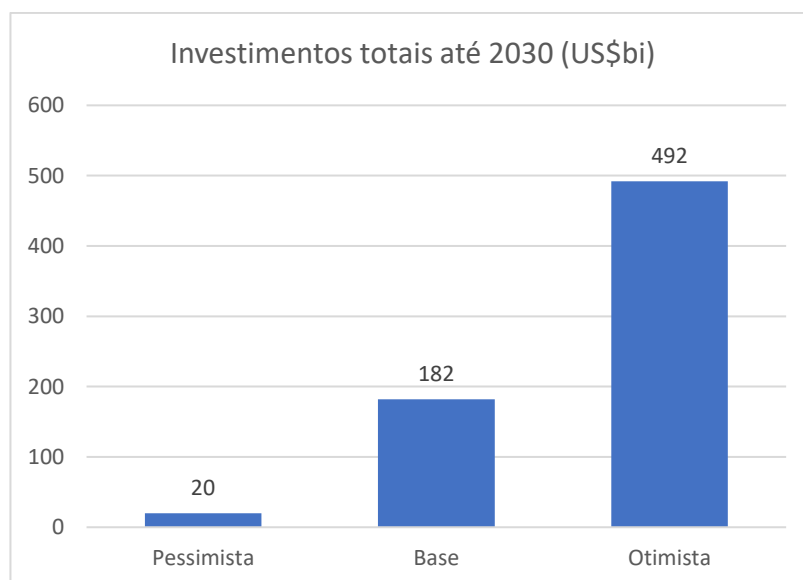


Figura 104: Investimento total necessário em cada cenário

Dessa forma, é possível compreender a magnitude na qual os biocombustíveis são capazes de ajudar nas emissões de GEE no setor de transporte global, a depender do sucesso de implementação dos mandatos governamentais e das metas da IEA, bem como

o investimento total necessário em cada cenário. Sua relevância se dá pelo setor de transporte ser marcado por dificuldades de descarbonização, pela necessidade de mobilidade e disponibilidade imediata de energia, além de um crescimento de demanda energética acelerado nas últimas décadas e com projeção de crescimento ainda nas próximas décadas.

Este estudo, porém, não calcula o gasto total necessário em créditos de carbono por parte do consumidor final e dos governos para incentivar e viabilizar o maior uso de biocombustíveis frente aos combustíveis fósseis tradicionais. Além disso, um possível desdobramento desse estudo dirige-se à cadeia global de matérias primas para a produção de biocombustíveis e biocombustíveis avançados, para análise da disponibilidade total de matéria-prima hoje existente e a possibilidade de atingir o volume total projetado nos cenário-base e no cenário otimista, bem como compreender a necessidade da expansão de produção de matéria orgânica para esse fim. Além disso, cabe analisar as consequências e incentivos gerados com os prêmios de preço dos biocombustíveis e biocombustíveis avançados, seu eventual impacto na disputa contra a produção de alimentos ou mesmo no aumento da produção de alimentos e culturas agrícolas como externalidade positiva do aumento de renda gerado por hectare plantado.

Por fim, nota-se que para o atingimento das metas propostas pelas COPs e pelas agências energéticas mundiais de redução líquida de emissões de GEE *versus* o pico de emissões de 2019, em um cenário de crescimento de demanda energética para o setor de transporte, guiado pelo crescimento da população e atividade econômica dos países em desenvolvimento nos próximos anos, os biocombustíveis possuem grande capacidade de contribuição. Todavia, não podem ser encarados como a solução única para a questão. Para uma efetiva redução das emissões de GEE globais do setor de transporte em termos absolutos, será necessário aliar a implementação dos biocombustíveis a tecnologias como veículos elétricos e tecnologias e métodos de sequestro de carbono.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AAYOG, N. Roadmap for Ethanol Blending in India 2020-25, 2021. Disponível em: https://www.niti.gov.in/sites/default/files/2021-06/EthanolBlendingInIndia_compressed.pdf

AGUILAR, F.; CAI, Z.; MOHEBALIAN, P.; THOMPSON, W. Exploring the drivers' side of the “blend wall”: U.S. consumer preferences for ethanol blend fuels, *Energy Economics*, vol. 49, n. 1, 2015.

AHMED, J. The effect of biofuel crops cultivation on food prices stability and food security-A Review. *Eurasia*, 2020

ANP. Vendas de derivados de petróleo e biocombustíveis, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/vendas-de-derivados-de-petroleo-e-biocombustiveis>

ALBERS, H. e ROBINSON, E. *Encyclopedia of Energy, Natural Resource, and Environmental Economics*, 2013

ANDRADE, Thiago. Governador e Presidente participam da inauguração da primeira usina de etanol de milho do país. *Governo do Mato Grosso*, 2017.

ASSAF NETO, A. *Estrutura e Análise de Balanços: um Enfoque Econômico-financeiro*. 10. ed. São Paulo: Atlas, 2012. 337 p.

BANCO MUNDIAL. DataBank - World Development Indicators, 2022. Disponível em: <https://databank.worldbank.org/source/world-development-indicators>

BANK OF AMERICA MERRIL LYNCH. Global Renewables Primer, 2 de dezembro de 2021.

BANK OF AMERICA MERRIL LYNCH. A Growing Renewable Powerhouse, 13 de setembro de 2021.

BRADESCO BBI. Raízen: Initiating Coverage with Outperform; Key Latam Play in Global Decarbonization, 13 de setembro de 2021.

BTG PACTUAL. Jalles Machado: Sweet and easy, Initiating with a Buy, 22 de março de 2021.

BIELACZYK, P.; WOODBURN, J.; GANDYK, M.; SZCOTKA, A. Ethanol as an automotive fuel – a review. Combustion Engines, vol. 3, n. 1, p. 39-45, 2016.

BIZUCA, R. R. de S. Etanol de milho e seu subproduto DDG na nutrição de bovinos terminados em confinamento. Trabalho de Conclusão de Curso: Pontifícia Universidade Católica de Goiás, 2020.

BÖRJESON, L.; HÖJER, M.; DREBORG, K.; EKVALL, T.; FINNVEDEN, G. Scenario types and techniques: Towards a user's guide, Futures, Volume 38, 2006,

BRITISH PETROLEUM. BP Statistical Review of World Energy, 71ª edição, 2022.

CANAL RURAL. Unem: produção de etanol de milho deve dobrar até 2030, 30 de agosto de 2022. Disponível em: <https://www.canalrural.com.br/mato-grosso/unem-producao-de-etanol-de-milho-deve-dobrar-ate-2030/>

CARD, Center for Agricultural and Rural Development Iowa State University. China's New Nationwide E10 Ethanol Mandate and Its Global Implications, 2017. Disponível em: https://www.card.iastate.edu/ag_policy_review/article/?a=71

CEPEA/ESALQ. Indicador Semanal Do Etanol Hidratado Combustível Cepea/Esalq - São Paulo, 2022. Disponível em: <https://www.cepea.esalq.usp.br/br/indicador/etanol.aspx>

CHRISTENSEN, A. Transportation Carbon Intensity Targets for the European Union – Road and Aviation Sectors, 2021

CHINA DIALOGUE. The place of biodiesel as China eyes carbon neutrality, 2022. Disponível em: <https://chinadialogue.net/en/energy/the-place-of-biodiesel-as-china-eyes-carbon-neutrality/>

CLARIANT. Clariant completes construction of first commercial sunliquid® cellulosic ethanol plant in Podari, Romania, 2021. Disponível em: <https://www.clariant.com/en/Corporate/News/2021/10/Clariant-completes-construction-of-first-commercial-sunliquid-cellulosic-ethanol-plant-in-Podari-Rom>

COADY, D.; PARRY, I.; SEARS, L.; SHANG, B. How Large Are Global Energy Subsidies?. IMF Working Paper No. 15/105. 2015. Disponível em: <https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2016/12/31/How-Large-Are-Global-Energy-Subsidies-42940>.

COMISSÃO EUROPEIA. Council Directive: Restructuring the Union framework for the taxation of energy products and electricity. Bruxelas, 14 de julho de 2021.

CONAB. Série Historica das Safras, 2022. Disponível em:
<https://www.conab.gov.br/info-agro/safras/serie-historica-das-safras#gr%C3%A3os-2>

CONSECANA. Circular nº 01/1, de 29 de abril de 2011.

CORTEZ, L. A. (org.) Proálcool: 40 anos. Universidades e empresas: 40 anos de ciência e tecnologia para o etanol brasileiro. São Paulo: FAPESP/Blucher, 2015.

COPERSUCAR. Açúcar ou etanol: usinas decidem o que produzir, 2021. Disponível em: <https://www.copersucar.com.br/noticias/acucar-ou-etanol-usinas-definem-o-que-produzir/>

COUNCIL OF THE EU. "Fit for 55": Council agrees on higher targets for renewables and energy efficiency, 2022. Disponível em:
<https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/06/27/fit-for-55-council-agrees-on-higher-targets-for-renewables-and-energy-efficiency/>

DAMODARAN, A. Measuring Investment Returns. Stern School of Business, 2021. Disponível em: <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pdfiles/ovhds/ch5.pdf>

DAMODARAN, A. Estimating Inputs for Valuation Estimation of Discount Rates, 2022. Disponível em:
https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/lectures/dcfinput.html

DAMODARAN, A. Estimating Risk Parameters, 2021. Disponível em:

<https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pdfiles/papers/beta.pdf>

DEMIRBAS, A. Progress and Recent Trends in Biofuels. Progress in Energy and Combustion Science, 33, 1-18, 2007

DOHM, J.; MINOCHE, A.; HOLTGRAWE, D. et al. The genome of the recently domesticated crop plant sugar beet (*Beta vulgaris*). Nature, vol. 505, 2014.

DONGYAN, M.; MIN, M; KROHN, B.; MULLINS, K.; RUAN, R.; HILL, J. Life Cycle Environmental Impacts of Wastewater-Based Algal Biofuels. Environmental Science & Technology, 2014

DUARTE, I. Abiove: indústria quer retomada da mistura obrigatória de 15% no diesel em 2023. UDOP: Energia que Inova, de 03 de outubro de 2022.

DURASAM, R.; SALELGN, K.; BEREKETE, A. K. Production of Beet Sugar and Bio-ethanol from Sugar beet and its Bagasse: A Review. International Journal of Engineering Trends and Technology (IJETT), vol. 43, n. 4, 2017.

EC, European Commission. Restructuring the Union framework for the taxation of energy products and electricity (recast), Bruxelas, 2021.

EIA. Eliminating MBTE in Gasoline in 2006. Environmental Information Administration, 22 de fevereiro de 2006.

EIA; HANSON, S.; AGARWAL, N. The United States continues to export MTBE, mainly to Mexico, Chile, and Venezuela, 13 de julho de 2018.

EIA. Biofuels Explained: Ethanol, 2022. Disponível em:
<https://www.eia.gov/energyexplained/biofuels/ethanol-supply.php>

EIA. Advanced Biofuels – Potential for Cost Reduction, 2020.

EIA. International Energy Outlook, 2021. Disponível em:
<https://www.eia.gov/outlooks/ieo/>

ENGINEERING TOOLBOX. Fuels - Higher and Lower Calorific Values, 2003.
Disponível em: https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html

EPA, United States Environmental Protection Agency. RIN Trades and Price Information, 2022. Disponível em: <https://www.epa.gov/fuels-registration-reporting-and-compliance-help/rin-trades-and-price-information>

EPA. Overview for Renewable Fuel Standard, 2022. Disponível em:
<https://www.epa.gov/renewable-fuel-standard-program/overview-renewable-fuel-standard>

EPA. Renewable Fuel Annual Standards, 2022. Disponível em:
<https://www.epa.gov/renewable-fuel-standard-program/renewable-fuel-annual-standards>

EPBR. Setor de Biodiesel se articula para garantir B20 em lei, de 9 de agosto de 2020. Disponível em: <https://epbr.com.br/setor-de-biodiesel-se-articula-para-garantir-b20-em-lei/>

EPBR. Diesel verde: B20 e aumento de capacidade nacional. As tendências para o mercado de biodiesel, 6 de março de 2020. Disponível em:

<https://epbr.com.br/diesel-verde-b20-e-aumento-de-capacidade-nacional-as-tendencias-para-o-mercado-de-biodiesel/>

EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia (2026), BRASÍLIA, p. 195-214, 2017.

EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia (2031), BRASÍLIA, 2022.

EPE. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030: Oferta de Biocombustíveis (2020), BRASÍLIA, 2020.

ETIP Bioenergy. Advanced Bioenergy in Europe, 2021. Disponível em:

<https://www.etipbioenergy.eu/advanced-biofuels-overview>

FAURÉ, E.; ARUSHANYAN, Y.; EKENER, E. et al. Methods for assessing future scenarios from a sustainable perspective. European Journal of Futures Res, vol 5, p. 17, 2017.

FERNANDES, I. Cana-de-açúcar: a cultura que potencializou o Brasil!, Agropós, 2021.

FERNANDES JR., O. Combustível com futuro - Brasil precisa investir para aproveitar crescimento do consumo mundial de álcool. IPEA-Desafios do Desenvolvimento, Ano 4 . Edição 33, 10 de abril de 2007.

FLACH, B.; LIEBERZ, S.; BOLL, S. USDA – Biofuels Annual – European Union. Report Number: E42022-0048, 2022.

FOCUS. Relatório de Mercado – 04/11/2022, 7 de novembro de 2022. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus/04112022>

GUPTA, R.; DEMIRBAS, A. Gasoline, Diesel, and Ethanol Biofuels from Grasses and Plants, 2010

GUSTAFSON, C. History of Ethanol Production and Policy. Energy Briefs, North Dakota State University. 2016.

IATA. Developing Sustainable Aviation Fuel (SAF). 2022. Disponível em: <https://www.iata.org/en/programs/environment/sustainable-aviation-fuels/>

ICCT, International Council on Clean Transportation. The European Commission's Renewable Energy Proposal For 2030, janeiro de 2017. Disponível em: https://theicct.org/sites/default/files/publications/RED%20II_ICCT_Policy-Update_vF_jan2017.pdf

ICCT, International Council on Clean Transportation. Indirect greenhouse gas emissions of molasses ethanol in the European Union, 2017.

IEA. World Energy Outlook 2021, IEA, Paris. 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>

IEA. World Energy Outlook 2022, IEA, Paris. 2022. Disponível em:
<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>

IEA. *Aviation*, IEA, Paris. 2022. Disponível em:
<https://www.iea.org/reports/aviation>

IEA (2021), *Renewables 2021*, IEA, Paris. Disponível em:
<https://www.iea.org/reports/renewables-2021>

IEA. *Transport Biofuels*, IEA, Paris. 2021. Disponível em:
<https://www.iea.org/reports/transport-biofuels>

IEA. *Bioenergy*, IEA, Paris. 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/bioenergy>

IEA (2022), *Global Energy and Climate Model*, IEA, Paris. Disponível em:
<https://www.iea.org/reports/global-energy-and-climate-model>

IEA (2021), *Net Zero by 2050*, IEA, Paris. Disponível em:
<https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

IEA (2022), *Global Energy and Climate Model*, IEA, Paris. Disponível em:
<https://www.iea.org/reports/global-energy-and-climate-model>

IEA. Directive on Biofuels for Transport (2003/30/EC), 2019. Disponível em:
<https://www.iea.org/policies/4445-directive-on-biofuels-for-transport-200330ec>

IPEA. Série Eixos do Desenvolvimento Brasileiro – Comunicados do IPEA nº 53, 2010.

IRENA. Advanced biofuels. What holds them back?, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.

JO, Ahmed. The effect of biofuel crops cultivation on food prices stability and food security-A Review. Eurasian Journal of Biosciences, vol. 14, p.613-621, 2020.

JOHNSON, C.; MORIARTY, K.; ALLEMAN, T.; SANTINI, D. History of Ethanol Fuel Adoption in the United States: Policy, Economics, and Logistics. National Renewable Energy Laboratory/ Argonne National Library, 2021.

J.P. MORGAN. Advanced Biofuels 101, 24 de setembro de 2021.

KNOTHE, G. Biodiesel and renewable diesel: A comparison. Progress in Energy and Combustion Science, Volume 36, 2010.

LEWANDROWSKI, J.; ROSENFELD, j.; PAPE, D.; HENDRICKSON, T.; JAGLO, K.; MOFFROID, K. The greenhouse gas benefits of corn ethanol – assessing recent evidence, 2018

LORENZI, B.; ANDRADE, T. O Etanol De Segunda Geração No Brasil: Políticas e Redes Sociotécnicas, 2019.

MACHADO, F. de B. Brasil, a doce terra. UDOP: Energia que Inova, 2006.

MARTINS, R. Etanol de Beterraba – Revista Intraciência, Edição 10, dezembro de 2015.

MELLIOS, G. e GOULIAROU, E. Greenhouse gas intensities of road transport fuels in the EU in 2018. Eionet Report - ETC/CME 2/2020, novembro de 2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Petróleo, gás natural e biocombustíveis, de 12 de agosto de 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/combustivel-do-futuro>

MIRANDA-STALDER, S; BURNQUIST, H. L. A importância dos subprodutos da cana-de açúcar no desempenho do setor agroindustrial. Revista de Economia e Sociologia Rural, vol. 34, n. 3, p. 103-119, 1996.

MORAES, M. A. A desregulamentação do setor sucroalcooleiro brasileiro. Tese de Doutorado. Piracicaba: Universidade de São Paulo, 1999.

MORGAN STANLEY. Decarbonisation: The Race to Net Zero, 2019

MORGAN STANLEY. A Fuel for Transition: The Renewable Diesel Opportunity, 2020

MT, Governo do Mato Grosso. Governador e presidente participam da inauguração da primeira usina de etanol de milho do país, 2017. Disponível em: <http://www.mt.gov.br/-/7987057-governador-e-presidente-participam-da-inauguracao-da-primeira-usina-de-etanol-de-milho-do->

[pais#:~:text=Mato%20Grosso%20ganhou%20nesta%20sexta,milho%20e%20energia%2C%20por%20ano](#)

NESTE. Annual Report 2021, 4 de março de 2022. Disponível em:

<https://www.neste.com/investors/materials#06b5ff87>

NESTE. Neste to enable production of up to 500,000 tons/a of Sustainable Aviation Fuel at its Rotterdam renewable products refinery, 29 de abril de 2021. Disponível em: <https://www.neste.com/releases-and-news/renewable-solutions/neste-enable-production-500000-tonsa-sustainable-aviation-fuel-its-rotterdam-renewable-products>

NORDHAUS, W. The ‘Dice’ Model: Background and Structure of a Dynamic Integrated Climate-Economy Model of the Economics of Global Warming, 1992.

NOVACANA. História da legislação sobre o etanol, 2012. Disponível em:

<https://www.novacana.com/etanol/historia-legislacao>

NOVACANA. Aspectos do plantio da cana-de-açúcar, 2013. Disponível em:

<https://www.novacana.com/cana/aspectos-plantio-cana-de-acucar>

NOVACANA. Usinas recebem bilhões em indenização e produtores de cana podem ficar de fora do rateio, de 11 de outubro de 2018. Disponível em:

<https://www.novacana.com/n/industria/usinas/usinas-bilhoes-indenizacao-produtores-cana-fora-rateio-111018>

NOVO, L. P. Novas perspectivas para uma biorrefinaria de cana-de-açúcar no Brasil, Tese de Doutorado: Universidade de São Paulo, 2016.

OECD/FAO. Agricultural Outlook 2020-2029. Roma/Paris: OECD Publishing 2020.

O'MALLEY, J; SEARLE, S.; PAVLENKO, N. Indirect Emissions From Waste And Residue Feedstocks: 10 Case Studies From The United States, 2021.

OPEC. World Energy Outlook, 2021.

OPEC. World Energy Outlook, 2022.

PARLAMENTO EUROPEU. Revision of the Renewable Energy Directive: Fit for 55 package, 2022. Disponível em:
[https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/698781/EPRS_BRI\(2021\)698781_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/698781/EPRS_BRI(2021)698781_EN.pdf)

PETROLI, Viviane. UNEM: Produção de etanol de milho deve dobrar até 2030, Canal Rural, 30 de agosto de 2022.

RAÍZEN ENERGIA S.A. Formulário de Referência 2022/2023. Disponível em:
<https://ri.raizen.com.br/divulgacoes-e-documentos/formulario-de-referencia-e-cadastral/>

RAÍZEN ENERGIA S.A. Raízen Day 2022-2023. Disponível em:
<https://ri.raizen.com.br/en/raizen-day/>

RAÍZEN ENERGIA S.A. Raízen Day 2021-2022. Disponível em:

<https://ri.raizen.com.br/en/raizen-day/>

RAÍZEN ENERGIA S.A. Comunicado ao Mercado – Comercialização de Etanol de Segunda Geração (“E2G”) com Receita Mínima de EUR 3,3 bilhões e Programa de Investimentos em 5 Novas Plantas. 7 de novembro de 2022. Disponível em:

<https://ri.raizen.com.br/divulgacoes-e-documentos/avisos-comunicados-e-fatos-relevantes/>

RAÍZEN. Release de Resultados – 2T23, 2022. Disponível em:

<https://ri.raizen.com.br/informacoes-financeiras/central-de-resultados/>

RAÍZEN. Release de Resultados – 4T22, 2022. Disponível em:

<https://ri.raizen.com.br/informacoes-financeiras/central-de-resultados/>

REICHLE, D. The Global Carbon Cycle and Climate Change, 2020.

REIJNDERS, L. e HUIJBREGTS, M. Palm Oil and the Emission of Carbon-Based Greenhouse Gases. Journal of Cleaner Production, 2008.

RITCHIE, H. Cars, planes, trains: where do CO2 emissions from transport come from?, 2020. Disponível em: <https://ourworldindata.org/co2-emissions-from-transport>

SEBER, G; MALINA, R; PEARLSON, M; OLCAY, H; HILEMAN, J; BARRET, S. Environmental and economic assessment of producing hydroprocessed jet and diesel fuel from waste oils and tallow, Biomass and Bioenergy, Volume 67. 2014

SOIMAKALLIO, S.; MÄKINEN, T.; EKHOLM, T.; PAHKALA, K.; MIKKOLA, H.; PAAPPANEN, T. Greenhouse gas balances of transportation biofuels, electricity and heat generation in Finland—Dealing with the uncertainties, Energy Policy, Volume 37, 2009

SWART, R. J.; RASKIN, P.; ROBINSON, J. The Problem of the Future: Sustainability Science and Scenario Analysis. Global Environmental Change, vol. 14, p. 137-146, 2004.

TCFD. The use of scenario analysis in disclosure of climate-related risks and opportunities, 2021, Disponível em: <https://www.tcfhub.org/scenario-analysis/>

TCFD. Task Force on Climate-related Financial Disclosures Guidance on Scenario Analysis for Non-Financial Companies, 2020. Disponível em: https://assets.bbhub.io/company/sites/60/2020/09/2020-TCFD_Guidance-Scenario-Analysis-Guidance.pdf

UDOP. A História da Cana-de-açúcar - Da Antiguidade aos Dias Atuais, 2003. Disponível em: <https://www.udop.com.br/noticia/2003/01/01/a-historia-da-cana-de-acucar-da-antiguidade-aos-dias-atuais.html>

UDOP. Abiove: indústria quer retomada da mistura obrigatória de 15% do biodiesel no diesel em 2023, 3 de outubro de 2022. Disponível em: <https://www.udop.com.br/noticia/2022/10/03/abiove-industria-quer-retomada-da-mistura-obrigatoria-de-15-do-biodiesel-no-diesel-em-2023.html>

UDOP. A expansão do etanol de milho deve chegar a 10 bilhões de l no Brasil, 30 de maio de 2022. Disponível em: <https://www.udop.com.br/noticia/2022/05/30/a-expansao-do-etanol-de-milho-deve-chegar-a-10-bilhoes-de-l-no-brasil.html>

UNEM, União Nacional do Etanol de Milho. 2020. Disponível em:

<http://www.etanoldemilho.com.br/>

UNICA. Observatório da Cana e Bioenergia – Consumo de combustíveis. 2021.

Disponível em: <https://observatoriodacana.com.br/historico-de-consumo-de-combustiveis.php?idMn=11&tipoHistorico=10&acao=visualizar&idTabela=2484&produto=Etanol%20Banidro%20Bcombust%2526iacute%253Bvel&nivelAgregacao=1>

USDA. Feed Grains: Yearbook Tables. Economic Research Service, 2022.

USDA. Biofuels Annual – Brazil, Report Number: BR2021-0030, 30 de agosto de 2021

USDA. Biofuels Annual – China, Report Number: CH2022-0089, 6 de setembro de 2021