



**Desafios Tecnológicos e Econômicos no
Projeto Industrial de uma Planta de
Etanol de Segunda Geração**

Matheus Bimbi Mallat Tostes

Projeto de Final de Curso

Orientadora

Prof. Flávia Chaves Alves,

Julho de 2022

DESAFIOS TECNOLÓGICOS E ECONÔMICOS NO PROJETO INDUSTRIAL DE UMA PLANTA DE ETANOL DE SEGUNDA GERAÇÃO

Matheus Bimbi Mallat Tostes

Projeto de Final de Curso submetido ao Corpo Docente da Escola de Química, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Engenheiro Químico.

Aprovado por:

Prof^ª. Ana Mehl, D. Sc.

Júlia Pancini, M. Sc.

Orientado por:

Flávia Chaves Alves, D. Sc.

Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Julho de 2022

Tostes, Matheus Bimbi Mallat

Desafios tecnológicos e econômicos no projeto industrial de uma planta de etanol de segunda geração / Matheus Bimbi Mallat Tostes. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2022.

viii, 126 p.; il.

Projeto Final – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2022.

Orientadora: Flávia Chaves Alves.

1. Etanol. 2. Hidrólise. 3. Biomassa. 4. Projeto Final. (Graduação – UFRJ/EQ). 5. Flávia Chaves Alves. I. Desafios tecnológicos e econômicos no projeto industrial de uma planta de etanol de segunda geração.

Dedico este trabalho a minha esposa, Amanda, a
minha mãe Lucia e a meu pai Marcelo, *in memoriam*

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiro a quem esteve mais imediatamente próximo deste trabalho, minha orientadora, Prof^a Flávia, por ter aceitado o convite de me orientar, pelo grande conhecimento acerca da área deste trabalho e pelos *insights* que me deu no processo.

Estendo esse agradecimento à UFRJ e a todo corpo docente, diante da iminência da conclusão do curso. Sou grato pela oportunidade de ter estudado em uma universidade de tanto prestígio e com tantos grandes Professores.

Agradeço também a minha família, que me deu o suporte, estabilidade e provisão precisos para completar meus estudos, e a quem eu espero poder retribuir com os conhecimentos adquiridos.

Agradeço a Deus, que com sua Providência, quis e fez com que tudo isso acontecesse.

Resumo do Projeto de Final de Curso apresentado à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheiro Químico.

**AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM PROJETO DE ETANOL DE
SEGUNDA GERAÇÃO A PARTIR DE BIOMASSA LIGNOCELULÓSICA
DE CANA-DE-AÇÚCAR**

Matheus Bimbi Mallat Tostes

Julho, 2022.

Orientadora: Prof^ª. Flávia Chaves Alves, D. Sc.

A preocupação das políticas públicas com o impacto humano no meio ambiente é crescente. Dentre os esforços para reduzir as emissões de gases de efeito estufa, o etanol apresenta uma possibilidade de substituir combustíveis fósseis em veículos. O etanol é quase totalmente produzido pela rota biotecnológica – a partir do milho nos EUA, maior mercado, e da cana-de-açúcar no Brasil, o segundo. O desenvolvimento de tecnologias para produzir etanol a partir de resíduos lignocelulósicos – de segunda geração – deparou-se com desafios operacionais ou de custo. Em 2021, a Raízen anunciou que havia se tornado a primeira empresa a dominar a tecnologia de modo rentável e iria expandir sua produção. Este trabalho é baseado em relatório técnico do *National Renewable Energy Laboratory* de conversão de biomassa lignocelulósica em etanol. A partir de seus dados e da literatura de avaliação de projetos industriais na indústria química, construiu-se um modelo de fluxo de caixa descontado para avaliar uma planta semelhante à da Raízen no Brasil. Constatou-se a viabilidade do projeto, embora o produto seja incapaz de competir com o etanol convencional em termos de preço. Em seguida, foram realizadas análises de sensibilidade que indicaram que a Raízen pode se aproveitar de sinergias para reduzir custos e investimentos, robustecendo o retorno do projeto. Além disso, a empresa dispõe de vasto suprimento próprio de cana-de-açúcar, o que representa um diferencial competitivo. Assim, é possível que a Raízen esteja em posição vantajosa no mercado para comercializar esse produto.

ÍNDICE

1.	INTRODUÇÃO	1
2.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	6
2.1	Caracterização do etanol	6
2.2	Histórico do etanol como biocombustível.....	8
2.3	Projeções do mercado de etanol combustível	12
2.4	O E2G como opção sustentável para a expansão da demanda.....	14
2.5	Precificação do etanol e créditos de descarbonização.....	18
2.5.1	Brasil – Precificação e competitividade do etanol	18
2.5.2	Brasil – RenovaBio	20
2.5.3	Estados Unidos – Renewable Fuels Standard	23
2.5.4	União Europeia – RED-II.....	28
2.5.6	Resumo.....	29
2.6	Rotas de produção	29
2.6.1	Rota química	30
2.6.2	Rota termoquímica	31
2.6.3	Rota biotecnológica.....	34
2.7	E1G e E2G	36
2.7.1	E1G	37
2.7.2	E2G	42
3.	METODOLOGIA	55
3.1	Localização	55
3.2	Investimento.....	55
3.2.1	Investimentos Fixos Diretos.....	56
3.2.2	Investimentos Fixos Indiretos e Capital de Giro.....	57
3.2.3	Fator de escala.....	59
3.2.4	Fator de atualização.....	60
3.2.5	Fator de nacionalização.....	61

3.3 Principais custos operacionais e valores assumidos.....	61
3.3.1 Custos de produção	61
3.3.2 Despesas operacionais.....	67
3.4 Cálculo do ponto de nivelamento.....	68
3.5 Fluxo de caixa descontado (FCD) e valor presente líquido (VPL)	69
3.6 Taxa interna de retorno (TIR)	73
3.7 Payback descontado	73
3.8 Análise de Sensibilidade	73
4. Discussão dos resultados.....	75
4.1 Estimativas de Investimento	75
4.2 Estimativas de Custos	79
4.3 Custo médio ponderado de capital	82
4.4 Ponto de Nivelamento Operacional.....	83
4.5 VPL	84
4.6 TIR	84
4.7 Payback.....	84
4.8 PMV	84
4.9 Análises de sensibilidade	85
4.9.1 Custos variáveis	85
4.9.2 Sinergias de integração com outras biotecnologias.....	91
4.9.3 Cenários de financiamento.....	96
5. Conclusão.....	99
Referências Bibliográficas	105
APÊNDICE A.....	121
APÊNDICE B	123
APÊNDICE C	125

1. INTRODUÇÃO

Toda época tem seus desafios técnicos, que cabe à engenhosidade do homem superar. Em caso notável, no século XIX, o economista Thomas Malthus asseverou, em seu *Essays on the Principle of Population* o fim iminente da espécie humana, uma vez que a população cresceria em progressão geométrica e a capacidade produtiva, aritmética. As décadas subsequentes o provaram errado, com a revolução industrial e o imenso progresso científico trazendo consigo uma expansão exponencial da produção agrícola, de bens de consumo a baixo custo e do manejo da saúde humana, para citar alguns exemplos. Hoje, as mudanças climáticas causadas pelo homem são um relevante desafio, conforme a opinião de diversas organizações nacionais¹ e multilaterais², bem como fundações filantrópicas³ e comunidade intelectual⁴. Embora a ação governamental nacional e internacionalmente coordenada⁵ seja vital para o combate às mudanças climáticas, para que suas ações se deem em prol – e não em detrimento – do bem-estar humano, necessitam estar a serviço do progresso técnico-científico.

Há um forte consenso científico de que as evidências de mudança climática globalmente possuem sua melhor explicação na ação humana. O químico teórico Eugene Stoermer e o limnólogo Paul Crutzen cunharam o termo Antropoceno para descrever o período da história do planeta em que a ação humana é a maior força biofísica do planeta⁶(CRUTZEN e SOERMER, 2000). Os autores sugeriram 1784 como o início dessa alegada⁷ era, devido ao advento da Revolução Industrial na Inglaterra. Durante o século, houve uma enorme expansão no uso de combustíveis fósseis, especialmente carvão (SMIL, 2017), e as emissões humanas de gás carbônico na atmosfera cresceram conjuntamente. De

¹ No Brasil, EPE (Mudanças Climáticas e Desdobramentos sobre os Estudos de Planejamento Energético: Considerações Iniciais, 2018); nos EUA, NASA (Environmental Resources Document, 2015).

² Principalmente o Painel Internacional de Mudanças Climáticas das Nações Unidas. A organização publicou sua última revisão de dados sobre as mudanças climáticas (Climate Change 2021: The Physical Science Basis, 2021) realçando a aceleração nas tendências disruptivas do clima global.

³ As doações filantrópicas anuais dobraram entre 2015 e 2020, de US\$0.9 bi para US\$1.9 bi, de acordo com o relatório da ClimateWorks Global Intelligence (Funding trends 2021: Climate change mitigation philosophy). Segundo o mesmo relatório, as doações para esta causa ainda somam apenas 3% do total.

⁴ American Association for the Advancement of the Sciences (How We Respond, 2014); American Geophysical Union (Society Must Address the Growing Climate Crisis Now, 2019).

⁵ A Organização das Nações Unidas, em sua Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável, delineou dezessete Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), dentre os quais dois são relativos ao combate às mudanças climáticas e um especificamente ao desenvolvimento de uma matriz energética limpa.

⁶ A primeira utilização de “Antropoceno” ocorre em seu artigo “The Anthropocene” (Crutzen, P.J.; Stoermer, E.F. (2000) The “Anthropocene”. Global Change Newsletter, 41, 17). O termo utiliza a morfologia comum à denominação de épocas geológicas, em especial a atual, o holoceno.

⁷ O termo não foi formalmente adotado pelo organismo competente, a União Internacional de Ciências Geológicas (IUGS), portanto sua existência ainda é discutida.

acordo com o IPCC (2021), a principal causa das mudanças climáticas é a emissão de gases de efeito estufa (GEE). Por isso, a solução para esse desafio global perpassa necessariamente a redução no volume de emissões. Para esse fim, são estudadas formas de energia alternativas visando substituir a matriz energética atual por fontes que não emitam GEE, especialmente CO₂.

Nesse contexto, os biocombustíveis detêm posição ímpar, como inovação tecnológica. Apesar de sua queima resultar na emissão de CO₂ e água, tal como hidrocarbonetos, o organismo originador da biomassa absorveu esse carbono do meio externo, de modo que a emissão líquida ao longo do ciclo de vida do biocombustível seria nula⁸. Além disso, há muitas externalidades econômicas positivas advindas de seu fomento – dentre elas a geração de empregos, o aumento da renda, o desenvolvimento tecnológico e a redução do impacto na saúde humana.

O biocombustível é um “combustível líquido, sólido ou gasoso produzido pela conversão de biomassa, tais como o bioetanol da cana-de-açúcar ou do milho ou restos de madeira e biogás da decomposição anaeróbica de resíduos” (OCDE, 2002, p. 203). Antes da Revolução Industrial, a fração majoritária da matriz energética global era de biocombustíveis tradicionais, basicamente madeira (SMIL, 2017). A dominância dos fósseis veio primeiro com o carvão, no século XIX, e em seguida com o petróleo no século XX. Entretanto, em momentos de escassez de combustíveis fósseis, a busca por alternativas energéticas levou muitas vezes ao retorno à biomassa. Na Segunda Guerra Mundial, por exemplo, o gás de madeira foi usado em automóveis. Posteriormente, durante as crises do petróleo de 1973 e 1979, houve uma expansão exponencial da pesquisa e desenvolvimento em biocombustíveis, como o Proálcool no caso brasileiro.

No contexto brasileiro, o etanol de cana-de-açúcar é o biocombustível predominante, e um caso de sucesso global. Dentre os motivos, pode-se citar o manejo agrícola eficiente, do lado da oferta; a frota de carros *flex* e o *mix* obrigatório de etanol anidro na gasolina, do lado da demanda (FGV ENERGIA, 2017). A razão de uso de etanol como combustível automotivo em relação à gasolina no Brasil é muito superior ao dos Estados Unidos (EUA) e da União Europeia (UE) – 1:1 vs. 1:10 e 1:15, respectivamente (FREITAS, 2021). A implementação de uma política pública coerente e mantida no longo prazo demonstrou-se pilar dessa construção. Nesse sentido, um outro avanço recente na

⁸O balanço de massa de CO₂ em teoria é zero. Mas há dispêndio de energia referente às atividades como operação da planta industrial, plantio, colheita, transporte, comercialização entre outros. Na literatura há estudos concluindo que a produção de biocombustíveis de algumas fontes de biomassa (como o milho e a grama) resultam em demanda líquida positiva de energia, e, portanto, emissão líquida de CO₂ (PIMENTEL; PATZEK, 2005).

regulação vem sendo tratado como um novo marco para o setor – o RenovaBio. Segundo projeções da Empresa de Pesquisa Energética (2021), na esteira do RenovaBio, que institui incentivos financeiros chamados CBios, a oferta brasileira de etanol deverá crescer de 32,7 bilhões de litros em 2022 para 50,9 bilhões de litros em 2031, uma taxa de 5,1% a.a. Esses instrumentos funcionam como créditos de carbono, remunerando os produtores de biocombustíveis (etanol, biodiesel e biogás) em função das emissões evitadas pela substituição em potencial de combustíveis fósseis. Isso aumenta a atratividade dos projetos de biocombustíveis e por isso o setor sucroenergético nacional tem sido fonte de renovada atenção das empresas.

O etanol costuma ser diferenciado em relação à fonte de biomassa – cana-de-açúcar, milho, resíduos agroindustriais, algas – e segundo as denominadas “gerações”. No caso da cana, o etanol de primeira geração (E1G) é obtido a partir da fermentação dos açúcares solúveis do caldo, e o de segunda geração (E2G), da hidrólise enzimática do material lignocelulósico do bagaço ou palha. O etanol de terceira geração (E3G) é uma tecnologia mais recente que consiste no cultivo de biomassa marinha (comumente algas) para produção do biocombustível. Em escala mundial, a maior parte da produção comercial origina-se do etanol de milho nos EUA (53% da produção global) e cana-de-açúcar no Brasil (30% da produção global) (*United States Department of Agriculture (USDA)*, 2021; União Nacional de Produtores de Cana-de-Açúcar (ÚNICA), 2022), porém todo etanol de cana-de-açúcar comercial é, hoje, produzido pela rota estabelecida (E1G). O bagaço é principalmente queimado para cogeração de eletricidade, e a palha não é muito explorada, sendo em maior parte deixada no campo como adubo (JÚNIOR, 2009). Portanto, com o renovado interesse no setor de biocombustíveis devido ao momento global de busca por alternativas renováveis e o impulso fornecido pelos CBios, a exploração do E2G de cana-de-açúcar no Brasil se apresenta como destino interessante de investimentos.

Ao longo da última década muitas empresas em todo o globo vêm investindo em pesquisa sobre o E2G e estabelecendo plantas industriais para teste da tecnologia. Observa-se, nesse processo, diversos tipos de dificuldades que impedem o progresso comercial da tecnologia, como desafios relacionados à enzima, matéria-prima, taxas de conversão, entre outros. Mais de vinte empresas no mundo construíram usinas de etanol de segunda geração, mas nenhuma decidiu expandir essa linha de negócio. Entretanto, surpreendeu o mercado quando a empresa brasileira Raízen – utilizando tecnologia da americana Iogen, adquirida pela Shell, sua parceira – anunciou que seria não somente a primeira empresa a construir

uma segunda planta de etanol de segunda geração, mas captou fundos em uma oferta pública de ações para construir outras vinte até o ano de 2030⁹.

Nesse contexto, o objetivo geral do presente trabalho é realizar uma análise de viabilidade econômica para implantação de uma planta de E2G, de forma a discutir o que pode ter motivado a Raízen a anunciar uma expansão do seu parque industrial de etanol 2G, visto que nenhuma outra empresa havia decidido expandir além da primeira planta. A discussão ocorrerá em torno de quais soluções a companhia pode ter encontrado para viabilizar o projeto, como o acesso a um suprimento de qualidade e baixo custo de matéria-prima, a integração com usinas de etanol 1G e aproveitamento de subprodutos.

Para atingir este objetivo geral, tem-se os seguintes objetivos específicos:

- 1) realizar uma revisão bibliográfica sobre o etanol como biocombustível no contexto global e brasileiro e projeções futuras; as diversas rotas tecnológicas para produção de E2G, apresentando especialmente o modelo desenvolvido pela Raízen;
- 2) produzir uma estimativa das despesas de capital e operacionais associadas a uma planta de etanol de segundo geração, através de metodologias estabelecidas da Engenharia Química e por meio da revisão de artigos acadêmicos;
- 3) determinar o preço mínimo de venda que viabiliza o investimento, levando em consideração benefícios globalmente concedidos a biocombustíveis, como os CBios (Brasil), LCFS (Califórnia), RIN (EUA);
- 4) por meio de uma análise de sensibilidade, verificar quais variáveis podem ter maior impacto no retorno sobre investimento de uma usina de etanol de segunda geração.

Este trabalho encontra-se estruturado de maneira que, após a presente introdução, será apresentada a revisão bibliográfica, na qual será caracterizado quimicamente o etanol, descrito seu histórico de utilização, discutido o potencial do mercado e a precificação do etanol. Ainda no Capítulo 2, serão apresentadas as principais rotas industriais de obtenção do etanol, com ênfase as biotecnológicas, e especialmente o E2G. Dentro dessa seção serão discutidas as prováveis configurações da planta sendo construída pela Raízen. O terceiro capítulo será de metodologia, em que serão apresentados os principais parâmetros do modelo: o investimento a ser executado, o custo das matérias-primas, os parâmetros de

⁹Essa informação consta do prospecto da oferta (OPA) da Raízen. Em comunicado ao mercado publicado em 25/6/2021, a empresa anunciou que iniciou o investimento em sua segunda planta de etanol 2G, com previsão para início de operação em 2023. A planta já começará a produzir com 91% de sua capacidade contratada em contratos internacionais de longo-prazo, estratégia da companhia para ancorar a demanda do produto e garantir a viabilidade do projeto.

custos fixos e operacionais baseado na literatura, as premissas do fluxo de caixa e os cenários de sensibilidade. O quarto capítulo traz os resultados obtidos no modelo, que serão discutidos juntamente com as análises de sensibilidade. Por último, no quinto capítulo, são apresentadas as conclusões do trabalho, e são discutidos suas limitações e sugestões para futuros estudos.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo será dividido em duas seções. A primeira trata do etanol e seu mercado e terá três partes principais: caracterização química da molécula, sua posição no mercado e perspectivas com foco no uso como biocombustível– e sua precificação no mercado, com ênfase nos sistemas de incentivo públicos. A segunda seção trata das rotas tecnológicas e terá duas partes principais: rotas químicas e rotas biotecnológicas, com maior ênfase à rota E2G, em que serão discutidas as tecnologias disponíveis para cada etapa do processo.

O objetivo do capítulo é a contextualização e embasamento dos capítulos posteriores. A primeira seção busca contextualizar o etanol como bioproduto e seu papel nas cadeias de suprimento de combustíveis. O propósito é mostrar a demanda existente e crescente pelo etanol e a sua precificação atraente (especialmente do E2G). A segunda seção busca apresentar as rotas industriais e, no caso do E2G, suas múltiplas possibilidades tecnológicas. Dentro dessa seção, na parte relativa a E2G, se discutirá a rota adotada pela Raízen/Iogen.

2.1 Caracterização do etanol

O etanol é uma molécula orgânica com fórmula C_2H_6O . Possui dois carbonos e um grupo funcional hidroxila, o que o caracteriza como um álcool. À temperatura ambiente, é líquido, apresentando ponto de fusão a $-114,1^{\circ}C$ e ponto de ebulição a $78,2^{\circ}C$. Sua aparência é incolor e apresenta um odor forte e característico. É um ótimo solvente, tanto polar, devido à hidroxila (OH), quanto apolar, devido ao grupamento etil (C_2H_5). O etanol pode misturar-se com a água até a proporção em que formam um azeótropo, em 95,6% p/p de etanol.

Apesar de conhecido desde tempos pré-históricos, foi isolado em forma pura pela primeira vez por Johann Lowitzem (1757-1804), por meio da mistura com excesso 2:1 de um álcali anidro e o azeótropo água-etanol, e então destilando sob calor baixo¹⁰. Devido ao azeótropo que forma com a água é impossível separá-los por destilação acima de 95,6% de pureza. Para obter o etanol sem água, denominado etanol anidro, é preciso utilizar agentes dessecantes ou processos com peneiras moleculares (DIAS *et al.*, 2015). Sua fórmula

¹⁰A descrição do experimento e sua atribuição a Lowitz consta do livro “Chemische Anallen für die Freundeder Naturlehre, Aerznengetartheir, Haushaltungskunde und Manufakturen”, publicado por Lorenz von Crell em 1796.

química foi definida por Nicolas-Théodore de Suassure em 1807 (SUASSURE, 1814), e, cinquenta anos depois, Archibald Scott Couper (COUPER, 1858) publicou a fórmula estrutural conhecida hoje.

O primeiro contato humano conhecido com essa substância data do período Neolítico presente em bebidas fermentadas (ROACH, 2005). Até hoje, o contato mais comum da população com o etanol – comumente chamado de álcool etílico, ou somente álcool – é em bebidas, que são consumidas na maioria dos povos ao redor do mundo. Atualmente, outro contato comum com o etanol é como combustível automotivo, usado amplamente no Brasil, Estados Unidos e Índia, para citar alguns exemplos. Além desses usos, o etanol também é usado como antisséptico e como solvente e reagente químico nas indústrias farmacêutica, de tintas e pigmentos e de cosméticos (KOSARIC *et al.*, 2011). Em termos de poder calorífico, é possível constatar que o etanol, seja hidratado ou anidro, possui menor densidade energética que outros combustíveis de petróleo refinado, como o diesel e a gasolina, e até mesmo que outro biocombustível, o biodiesel. A Tabela 1 apresenta a comparação de diferentes combustíveis em relação às densidades e poder calorífico inferior (PCI).

Tabela 1: Densidade e PCI de diversos combustíveis.

Combustível	Densidade (t/m ³)	Poder calorífico inferior (kcal/kg)
Etanol Anidro	0,79	6,75
Etanol Hidratado	0,81	6,30
Biodiesel (B100)	1,03	9,00
Gasolina A	0,74	10,40
Gasolina C	0,75	9,40
Óleo Diesel	0,84	10,10
GLP	0,55	11,10
QAV	0,80	10,40
Coque verde de petróleo	1,04	8,39
Parafinas	0,82	10,41
Nafta	0,70	10,63
Gas natural seco	0,74 x 10 ⁻³	8,80
Petróleo	0,85	10,19

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2015).

Em razão de sua miscibilidade com a água, o álcool é utilizado em diversos graus de pureza. Seu teor em bebidas, no Brasil, pode ir de 0,5% a 54% em volume a 20 °C, sendo o restante principalmente água e outros componentes responsáveis por render as propriedades desejadas da bebida. Essa regulamentação é dada pelo MAPA (Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento) em seu Decreto N°8.671/2009. O etanol combustível, por sua vez, é regulado pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

na sua Resolução Nº 19/2015, dividido em três tipos: etanol anidro combustível (EAC), etanol hidratado combustível comum e premium (EHC e EHCP). A Tabela 2, retirada do DOU de 17/4/2015, resume as especificações:

Tabela 2: Propriedades reguladas do etanol pela ANP

CARACTERÍSTICA	UNIDADE	LIMITE			MÉTODO	
		EAC	EHC	EHCP	NBR	ASTM/EN/ISO
Aspecto	-	Limpido e Isento de Impurezas (LII)			Visual	
Cor	-				Visual	
Acidez total, máx. (em miligramas de ácido acético)	mg/L	30			9866 16047	ISO 17315
Condutividade elétrica, máx.	µS/m	300			10547	ISO 17308
Massa específica a 20°C.	kg/m³	791,5 máx.	805,2 a 811,2	799,7 a 802,8	5992 15639	D4052
Teor alcoólico ^{7, 8}	% massa	99,3 mín.	92,5 a 94,6	95,5 a 96,5	5992 15639	-
Potencial hidrogeniônico (pH)	-	-	6,0 a 8,0		10891	-
Teor de etanol, mín.	% volume	98,0	94,5	96,3	16041	D5501
Teor de água, máx. ¹⁰	% massa	0,7	7,5	4,5	15531 15888	E203 E1064
Teor de metanol, máx. ¹⁰	% volume	0,5			16041	-
Resíduo por evaporação, máx.	mg/100mL	5			8644	-
Teor de hidrocarbonetos, máx. ¹²	% volume	3			13993	-
Teor de cloreto, máx.	mg/kg	1			10894	D7328 D7319
Teor de sulfato, máx.	mg/kg	4			10894	D7328 D7319
Teor de ferro, máx. ¹⁵	mg/kg	5			11331	-
Teor de sódio, máx. ¹⁵	mg/kg	2			10422	-
Teor de cobre, máx.	mg/kg	0,07	-		11331	-
Teor de enxofre, máx.	mg/kg	Anotar			-	D5453 EN 15485 EN 15486 EN 15837

Fonte: DOU, 17 de abril de 2015

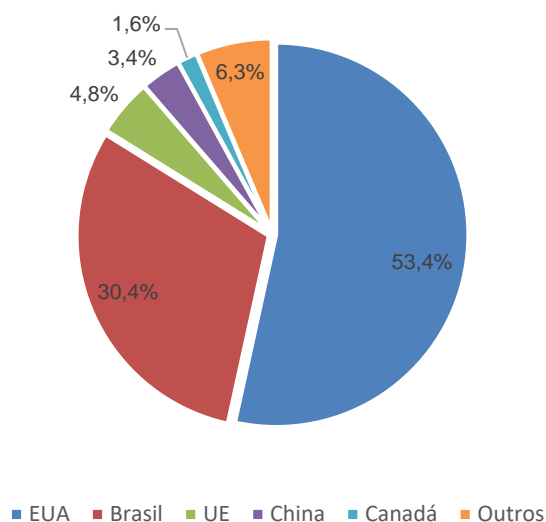
Os tipos de etanol descritos pela ANP, apesar de terem pequenas diferenças em suas formulações, servem para propósitos distintos. O etanol anidro é utilizado em mistura com a gasolina em um percentual de 27% v/v desde 2015 (NOVACANA, 2015). Já o etanol hidratado é utilizado como combustível por si só, em competição com a gasolina. O primeiro uso é mais antigo, regulado pela primeira vez em 1938, enquanto o segundo remonta às crises do petróleo da década de 1970 e a instituição do Proálcool (NOVACANA, 2013).

2.2 Histórico do etanol como biocombustível

Os primeiros experimentos no uso do etanol como combustível veicular datam anteriormente à Segunda Guerra Mundial e tiveram Henry Ford – uma figura histórica do setor automobilístico – como seu principal proponente (NBC, 2006). Segundo o mesmo autor, o Brasil foi pioneiro mundial no primeiro projeto de larga escala de produção de etanol com o Proálcool em 1975. Essa iniciativa precedeu a expansão da produção de etanol de milho nos Estados Unidos, que surgiria no mesmo contexto, porém só cresceria na

década de 1980, quando o preço do biocombustível se tornou competitivo com a gasolina. Brasil e EUA foram os primeiros a aderir ao bioetanol combustível e são, até hoje, os principais produtores. A Figura 1 a seguir apresenta a produção mundial de etanol por país.

Figura 1: Produção de etanol por país, 2020



Fonte: Elaboração própria, a partir de dados de AFDC (2021)

Na Europa, já havia projetos, em países como a Alemanha e Reino Unido, anteriormente às ações da União Europeia. Entretanto, a União Europeia teve papel importante na promoção do uso de biocombustíveis nos países-membros. A política de promoção teve início em 2003 com a Diretiva 2003/30/CE da Comissão Europeia aprofundando-se em regulamentações e incentivos posteriores. Segundo a Comissão Europeia (2003), o principal motivo é porque biocombustíveis “servem como alternativa renovável aos combustíveis fósseis para o setor de transportes da União Europeia, auxiliando na redução de gases de efeito estufa e melhorando a segurança de suprimento da EU”¹¹ (COMISSÃO EUROPEIA, 2022).

A China e a Índia também instituíram, nos anos 2000, programas de incentivo à produção de etanol combustível. Nesses países, os principais motivadores foram semelhantes. No caso indiano, de acordo com Blanchard *et al* (2015), as altas taxas de crescimento econômico e populacional acarretaram crescentes demandas energéticas e o aumento na dependência externa de importações de petróleo e gás natural. O incentivo aos biocombustíveis, nesse contexto, busca principalmente reduzir o volume de importações de

¹¹Essa citação consta do website da Comissão Europeia, órgão executivo da UE, em tradução livre do inglês. No formato original: “They serve as a renewable alternative to fossil fuels in the EU's transport sector, helping to reduce greenhouse gas emissions and improve the EU's security of supply.”

petróleo e seus derivados, diversificar a matriz e aumentar a segurança energética, mas também mitigar a emissão de GEE.

Essa breve exposição do histórico do etanol como biocombustível nas principais regiões produtoras revela uma semelhança nas motivações, apesar dos diferentes contextos geográficos, históricos e econômicos. Percebe-se três motivos:

- a) aumento da segurança energética prevenindo situações de escassez;
- b) redução da dependência externa de petróleo e consequente melhoria na balança comercial para países importadores de petróleo e derivados;
- c) redução da emissão de GEE e mitigação dos impactos ambientais.

Há também outro benefício associado aos biocombustíveis, que é a geração de emprego e renda fora dos grandes centros urbanos, gerando desenvolvimento regional.

Esses quatro motivos apresentados são fatores que contribuem para a manutenção dos incentivos governamentais ao setor de biocombustíveis. Em especial o último motivo, pelo qual muitas comunidades e fazendeiros se tornam dependentes desse setor, formou um significativo grupo de pressão nos países que adotaram essas políticas públicas.¹² Devido às externalidades positivas e interesses políticos supracitados, embora biocombustíveis sejam dependentes de incentivos governamentais, é improvável que eles sejam retirados.

O formato mais comum de incentivo público e com grande impacto no caso do etanol são os mandatos de mistura, também chamados de *blend*. São adotados na maioria dos países como uma política pública de biocombustíveis e consistem em um percentual em volume de etanol que deve ser misturado à gasolina. No Brasil, essa mistura é obrigatória para a comercialização da gasolina e com o percentual mais alto do mundo, 27%¹³. Isto é, não há a possibilidade de adquirir gasolina pura ou com menor percentual de etanol (exceto no caso da gasolina tipo *premium*, que tem *mix* de 25%). Esse tipo de mistura mandatória está presente regionalmente em estados de alguns outros mercados relevantes, como os EUA, China e Canadá. A nível nacional, no entanto, esses países, bem como a União

¹²É comum encontrar notícias sobre a atuação do *lobby* de agricultores pressionando o governo acerca da manutenção de incentivos. Exemplo no Brasil: <https://www.reuters.com/markets/commodities/brazils-biofuel-farm-lobbies-push-reversal-blending-decision-2021-12-01/>. Exemplo nos EUA: [MaizeFarmers Lobby to SupplyBiofuelIndustry – AdvancedBioFuels USA](#). No Brasil, inclusive, formou-se em 2021 a Biocoalção Parlamentar com representantes da agropecuária, biocombustíveis e energias renováveis. Disponível em: [Frentes parlamentares se unem pela promoção do desenvolvimento sustentável - Notícias - Portal da Câmara dos Deputados \(camara.leg.br\)](#)

¹³Disponível em: [Brasil é o país que mais realiza mistura na gasolina, mostra estudo \(gazetadopovo.com.br\)](#)

Europeia, somente permitem a comercialização de gasolina misturada a etanol e instituem metas de venda¹⁴. Essa política pública de mistura obrigatória e metas de comercialização fornecem um mercado garantido para o biocombustível e ancoram a demanda independente da competitividade em termos de preço do etanol.

Além de ser o único grande mercado com obrigatoriedade nacional de mistura e percentual expressivo, a excepcionalidade brasileira aparece ainda em outra faceta do mercado de etanol. O Brasil também é o único grande mercado em que o etanol, na forma de EHC (etanol hidratado combustível) compete diretamente com a gasolina. Nos EUA, por exemplo, o percentual mais alto de pureza é o E85 (85% etanol, 15% gasolina). Assim, no caso brasileiro, quando o consumidor considerar vantajoso em termos de preço, pode optar por abastecer com o biocombustível. Em geral, a paridade de preço é considerada de 70% etanol/gasolina, porém a literatura tem sugerido que essa razão pode estar defasada devido a melhorias na eficiência de motores *flex*, e poderia estar mais próxima de 80% (HOLLANDA, 2015).

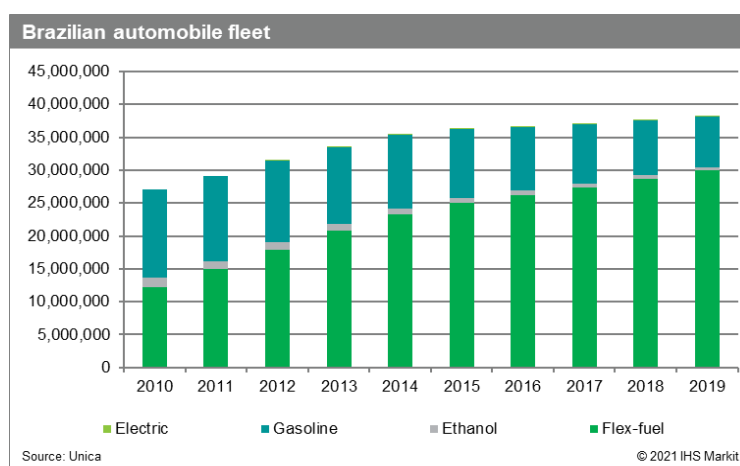
Segundo Cordellini (2018), um dos principais motivos para o sucesso do etanol combustível no Brasil, tanto na modalidade misturada com a gasolina quanto como competidor dela, reside na extensa frota de carros *flex*¹⁵ do país. Isso se dá, pois os motores dos automóveis são capazes de operar em segurança com qualquer grau de mistura de etanol/gasolina, desde 0% (gasolina pura) até 100% (EHC). Outros países que perseguem metas igualmente arrojadas, como a Índia, estão passando pela necessidade de adaptar suas frotas automotivas¹⁶. A Figura 2, produzida pela consultoria IHS Markit (2021), apresenta a frota automotiva brasileira, separada por tipo de automóvel – elétrico (verde claro), gasolina (azul), somente etanol (cinza) e *flex* (verde escuro). Pode-se constatar que em 2010 os veículos *flex* já representavam aproximadamente 50% da frota, e antes do final da década alcançariam patamar próximo a 80%.

¹⁴O relatório “Biofuels Mandates Around the World” (2021) da revista Biofuels Digest descreve com detalhe o estado das políticas de mistura obrigatória/facultativa de etanol e biodiesel ao redor do mundo. Disponível em: [The Digest’s Biofuels Mandates Around the World 2021 :BiofuelsDigest](#)

¹⁵O termo *flex*, usado para referir-se a um tipo de veículo, é forma encurtada de *flex-fuel*, isto é, flexível em termos de combustível.

¹⁶A referência a essa dificuldade se encontra na mídia indiana, por exemplo: [flexfuelvehicles: India to introduceflexiblefuelvehiclessoon to increaseethanol use, Auto News, ET Auto \(indiatimes.com\)](#). Há também documentos governamentais, como o Roadmap for Ethanol Blending in India 2020-2025, do Ministério de Petróleo e Gás Natural; disponível em [Expert-Committee-Report-3rd-June-2021.pdf \(mygov.in\)](#)

Figura 2: Frota automobilística brasileira, em milhões de veículos, por tipo



Fonte: IHS (2021)

Existem muitas classes de políticas públicas voltadas ao desenvolvimento de cadeias produtivas de biocombustível além dos mandatos de mistura. Pode-se citar, no âmbito dos EUA, o *Biomass Research and Development Act*, cujo foco é o incentivo a P&D, a *Green Purchasing Affirmative Procurement Act*, uma garantia de compra de biocombustíveis por parte do *United States Department of Agriculture (USDA)*, dentre muitos outros. Oliveira (2018) apresenta um sumário das políticas públicas dos Estados Unidos. Os mandatos de mistura permitem estimar de modo simples o crescimento na demanda, por meio de comparação do consumo atual com o consumo na meta

Os carros elétricos são a principal concorrência dos biocombustíveis no mercado de descarbonização. No entanto, a expectativa de eletrificação da frota na Europa e Estados Unidos já é considerada nas projeções, enquanto os mercados em desenvolvimento devem seguir utilizando motores a combustão por mais tempo. O que pode impactar as perspectivas de demanda do etanol não seria, portanto, a eletrificação. O biocombustível apenas seria impactado caso a eletrificação ocorra mais rápido do que hoje se projeta.

2.3 Projeções do mercado de etanol combustível

Segundo projeções da consultoria IHS Markit (2021), o mercado de etanol continuará a se expandir nos próximos anos. Os dados referem-se aos três principais mercados consolidados, nos quais não se espera aumento agressivo das metas. Pelos dados

da consultoria¹⁷, cerca de 9,75 bilhões de litros adicionais serão necessários para suprir o consumo crescente nos EUA, Brasil e Europa, sendo 5,2 bilhões de litros somente para atender a demanda brasileira. A Tabela 3 contém as estimativas da IHS para demanda (por segmento) para os principais mercados de etanol.

Tabela 3: Projeções de demanda de etanol por setor e País/Região

	EUA		Brasil		Europa Ocidental	
	2020	2025	2020	2025	2020	2025
Combustível	47,93	51,99	27,54	32,52	5,48	6,25
Solvente	0,45	0,40	0,21	0,20	1,72	1,32
Precursor químico	1,09	1,12	0,55	0,65	0,40	0,45
Consumo humano	0,24	0,29	0,22	0,29	1,03	1,10
Outro	0,05	0,05	0,17	0,19	—	—
Total	49,76	53,85	28,68	33,85	8,63	9,12

Fonte: Elaboração própria, a partir de IHS (2021)

Um relevante motor do crescimento nos próximos anos deve ser o mercado asiático. Nessa região, muitos países têm apresentado metas arrojadas de mistura de etanol na gasolina, requerendo grande expansão do uso do biocombustível frente aos níveis atuais (USDA, 2021). A Tabela 4 apresenta os dados, para alguns países e interesse, de *mix* médio atual de etanol, consumo de etanol, e meta de *mix*, com base nos relatórios da USDA (2021).

Tabela 4: Impacto das metas atuais de mix de etanol nos países asiáticos na demanda global

	Mix Atual (%)	Consumo 2021e (10 ⁹ litros)	Meta	Consumo Meta (10 ⁹ litros)	Volume Adicional (10 ⁹ litros)
China 1	2,1%	4,2	E10	20,0	15,8
China 2	2,1%	4,2	E5	10,0	5,8
Índia	7,5%	2,7	E20	7,2	4,5
Tailândia	12,8%	1,5	E20	2,5	1,0
Filipinas	8,8%	0,6	E10	0,6	0,1
Total 1		13,2		30,3	21,4
Total 2		13,2		20,3	11,4

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da USDA (2021)

A partir dos dados nas três primeiras colunas, foi possível estimar o consumo na meta, através de uma proporção entre o consumo atual, o *mix* atual e a meta de *mix*. Exemplificando: se o *mix* atual é de 2%, com uma meta de 10% e o consumo atual é de 100

¹⁷ Os volumes da tabela consideram apenas a demanda doméstica de etanol, não o excedente exportado. Em 2020, por exemplo, o Brasil produziu 33,65 bilhões de litros de etanol, segundo a mesma IHS (2021)

unidades, portanto o volume atual de etanol é de duas unidades e o volume de etanol para atingir a meta é de 10 unidades. Assim, é possível chegar a uma estimativa de volume adicional de etanol (além do que já é consumido hoje) de 21,4 bilhões de litros. Esse valor é superior ao dobro do necessário para atender à futura demanda dos mercados consolidados.

Ressalta-se que, embora a meta oficial da China seja o E10, sua implementação já se encontra atrasada (prazo seria 2020) e ainda está distante. O país vem encontrando desafios em avançar no uso de etanol e suspendeu o programa desde 2020, citando a covid-19, embora as dificuldades antecedessem a pandemia.¹⁸ No cenário em que a China regride para uma meta de E5, ainda assim os volumes requeridos seriam expressivos, de 11,4 bilhões de litros do biocombustível. Deve-se ressaltar que a estimativa apresentada é conservadora, dado que a meta de mistura deverá ser implementada gradualmente, e, portanto, o volume base irá aumentar (a estimativa foi feita com volumes de 2021).

Em uma hipótese conservadora, supondo que a China reverta oficialmente para a meta de E5, o volume adicional requerido cai para 11,4 bilhões de litros. Considerando que o Brasil capture 20% dessa nova demanda externa (patamar inferior ao seu *market share* global atual), somando-se aos 5,2 bilhões de litros para atender a demanda doméstica (Tabela 3), a indústria brasileira terá que expandir sua produção em 7,45 bilhões de litros de etanol. Comparado à produção atual de 26,78 bilhões de litros na safra 2021/22 (CONAB, 2021), representa um incremento de 27,8%.

2.4 O E2G como opção sustentável para a expansão da demanda

A produção de etanol convencional a partir de cana-de-açúcar, também chamado de etanol de 1ª geração (E1G), pode ser expressa como um produto da área plantada, produtividade agrícola (toneladas de cana por área), concentração de açúcar na cana (kg de ATR¹⁹/t) e *mix* de etanol da safra (% de ATR destinado para etanol). O aumento da produção nacional, portanto, necessariamente requer um aumento de um desses parâmetros.

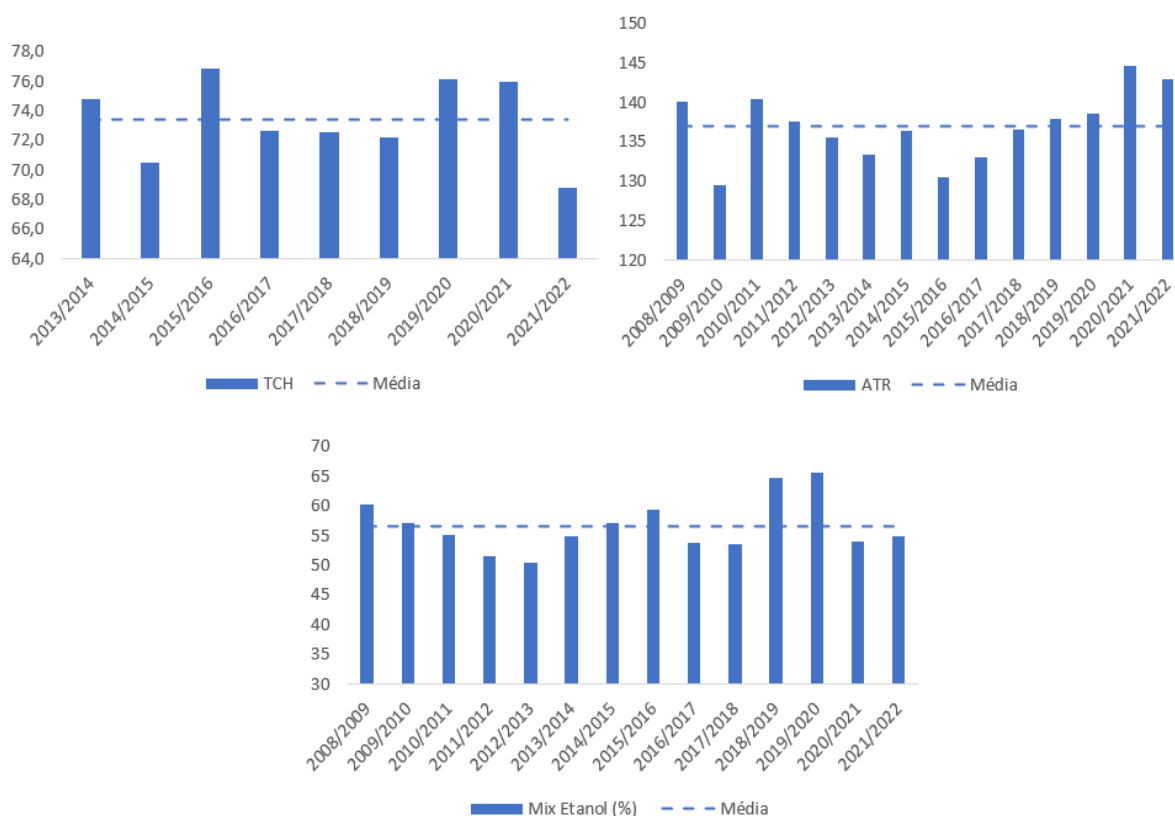
Dentre esses, a produtividade agrícola e concentração de açúcares são fatores variáveis, associados a diversos outros, como clima, pragas, manejo e qualidade do solo (COSTA, 2012). Podem ser incrementados por técnicas simples como adubação do solo

¹⁸ A suspensão do mandato de E10 foi considerada um desapontamento para produtores do Brasil e EUA, que haviam investido com vistas a atender a futura necessidade de importação da China. Reportagem da Reuters disponível em: <https://www.reuters.com/article/us-china-ethanol-policy-exclusive-idUSKBN1Z71R8>

¹⁹ATR: açúcares totais recuperáveis. Representa quanta matéria-prima a cana-de-açúcar fornece para a produção de açúcar e etanol.

(CAIONE *et al.*, 2010) e irrigação (EMBRAPA, 2017). Apesar de a produtividade por área da cana-de-açúcar brasileira ter aumentado de 45 t/ha no início do Proálcool a 75-80 t/ha hoje (NOVACANA, 2013)²⁰, e esse avanço ter ocorrido mais expressivamente que a média mundial, o aumento foi menor que para outras culturas cultivadas no Brasil como soja e milho (NOVACANA, 2013). Além disso, a produtividade e concentração de açúcares não parece apresentar crescimento há mais de dez safras, variando em torno de uma média. O estudo da Novacana (2013) chega a essa constatação tendo como última amostragem a safra 2011/2012, porém os dados a seguir, compilados de relatórios da Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB, 2021) e União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA, 2021) parecem corroborar a tese da estagnação da produtividade. A Figura 3 mostra três gráficos, que apresentam a evolução por safra do TCH (toneladas de cana por hectare), ATR (açúcares totais recuperáveis, a quantidade de quilogramas açúcar por tonelada de cana) e o *mix* de safra (qual percentual do ATR total é destinado para produção de etanol) no Brasil.

Figura 3: TCH (t de cana/hectare), ATR (kg ATR/t de cana) e Mix de Etanol (% de ATR destinado à produção de etanol) para uma série de safras



Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da Novacana (2022)

²⁰ O Portal Novacana disponibiliza o artigo em PDF, porém o link para o documento está inoperante. O texto na íntegra pode ser acessado no website e está disponível em <https://www.novacana.com/estudos/a-evolucao-da-atividade-da-cana-de-acucar-160813>

Outro fator capaz de aumentar a disponibilidade de etanol é o deslocamento do *mix* de produção²¹. A flexibilidade das usinas brasileiras de escolher seu *mix* de produção a partir de uma mesma matéria-prima é uma vantagem competitiva da indústria sucroalcooleira nacional, além de única no mundo (LUCCA, 2020). A opção de alternar entre produtos em uma janela de tempo curta confere melhor desempenho financeiro das operações, ao permitir a arbitragem do melhor preço. Não é possível aumentar de modo sustentado a oferta de etanol baseando-se no deslocamento do *mix* de produção, pois isso reduziria a oferta de açúcar, aumentando preços e a atratividade do adoçante e levando o *mix* de volta ao equilíbrio. A literatura mostra que vantagens de preço são o principal fator determinante na escolha do *mix* em um ano-safra (LUCCA, 2020).

Assim, nas condições de estagnação dos índices de produtividade e considerando as dificuldades associadas ao deslocamento do *mix*, o único fator remanescente para a expansão da produção de etanol convencional é o aumento da área plantada. Essa opção, no entanto, apresenta problemas do ponto de vista ambiental. Segundo dados da FAO de 2018, o uso de terra em agricultura no Brasil é de 28,3%. Esse valor é inferior aos EUA (44,4%), China (56,1%), França (52,3%) e Argentina (54,4%). Apesar da existência de novas terras agricultáveis não ser um problema, há questionamentos ambientais sobre essa via de crescimento. Dados de satélite indicam que aproximadamente 12% da expansão de área ocorre por via de desmatamento direto (SANT'ANNA, 2015). Assim, o impacto ambiental seria alto, mesmo que no longo prazo os ciclos da cana-de-açúcar compensassem. Sant'anna (2015) estima um *payback* ambiental²² – considerando o CO₂ emitido no preparo e tratamento da terra – de aproximadamente 20 anos. Considerando que um dos principais motivadores do uso do etanol biocombustível é evitar emissões de GEE, expandir a produção por aumento de área aparenta ser contraditório.

Nesse contexto, o etanol de segunda geração (E2G), oferece uma opção sustentável. Dentro do contexto da cana-de-açúcar, as matérias-primas para obtenção do E2G são: o bagaço (biomassa que sobra após a moagem da cana) e a palha (composta de folhas secas, verdes e o ponteiro da cana-de-açúcar). Hoje, o bagaço é principalmente queimado para cogeração de eletricidade, e a palha não é muito explorada, sendo em maior parte deixada no campo como adubo (JÚNIOR, 2009). A produção do E2G, como será discutido em

²¹ O *mix* de produção mede o quanto do ATR – açúcar total recuperável – é destinado para a produção de etanol, e quanto para açúcar.

²² O conceito de *payback* ambiental é definido em Sant'Anna (2015) como o tempo necessário para que os benefícios advindos da substituição de combustíveis fósseis por biocombustíveis compensarem as emissões causadas pela mudança no uso da terra.

detalhes na próxima seção, consiste na hidrólise da matéria-prima lignocelulósica em açúcares menos complexos e sua posterior fermentação. Sendo assim:

- a) não requer aumento de TCH, pois utiliza simplesmente a biomassa que já é produzida hoje;
- b) não requer aumento de kg de ATR/t pois não utiliza os açúcares concentrados e sim a massa lignocelulósica;
- c) não afeta a produção de açúcar pois, diferente do caldo, não há competição da matéria-prima entre alimento/combustível;
- d) não requer aumento de área plantada pelo mesmo motivo de a).

Segundo Milanez *et al.* (2015), a tecnologia de etanol de segunda geração permitiria o incremento de 50% da produção por área. A Raízen (2021), no prospecto de sua oferta pública, estima um aumento menor, de 35%. De um ponto de vista ambiental, além de não requer expansão de terra plantada, o E2G tem maior potencial de reduzir os GEE que o E1G. De uma perspectiva técnica e econômica, não compete com o alimento.

É possível separar os principais desafios para a expansão do E2G em dois tipos: operacionais e econômicos. O primeiro tipo se refere a dificuldades industriais com *scale-up* da capacidade instalada, tempos de reação que aumentam o custo do processo, ineficiência na colheita, corte e armazenamento, por exemplo. A segunda classe de desafios é econômica e diz respeito a dificuldade de projetos em etanol de segunda geração remunerarem adequadamente o investidor. Os investimentos costumam ter um alto nível de despesas de capital e a produção de E2G tende também a ter uma despesa operacional unitária, superior ao E1G. Além disso, há a necessidade de estruturação da demanda, posto que o custo elevado do E2G prejudica sua habilidade em competir com o E1G (OLIVEIRA, 2018). Nesse quesito, políticas públicas de crédito são essenciais para equilibrar a competição. Serão apresentadas, na seção a seguir algumas dessas políticas públicas a nível nacional e internacional.

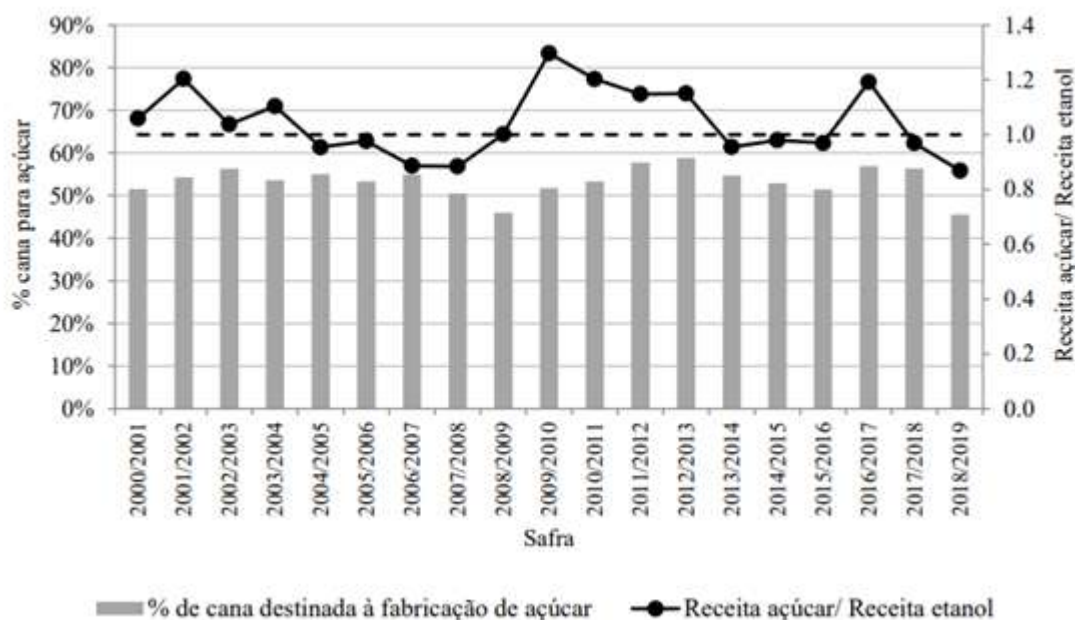
2.5 Precificação do etanol e créditos de descarbonização

2.5.1 Brasil – Precificação e competitividade do etanol

A oferta e a demanda, como é o padrão no caso de *commodities* em um mercado livre, regula também o preço do etanol. Como mostra Lucca (2018), há uma correlação clara entre o *mix* de safra – quanto açúcar recuperável é utilizado para etanol e quanto para açúcar – e a arbitragem do preço mais favorável entre os dois produtos. Essa flexibilidade permite uma resposta rápida às mudanças nas cotações das *commodities*, uma vantagem competitiva do Brasil frente a outras agroindústrias canavieiras no mundo.

Assim, quando o preço de etanol está maior que o do açúcar, usinas aumentam o percentual de cana destinado ao álcool, disponibilizando maior oferta e reduzindo a oferta do adoçante, assim reequilibrando o mercado. A Figura 4 apresenta o comportamento por ano safra do *mix* de safra (% de ATR destinado a açúcar) com a rentabilidade relativa dos produtos (receita açúcar/receita etanol).

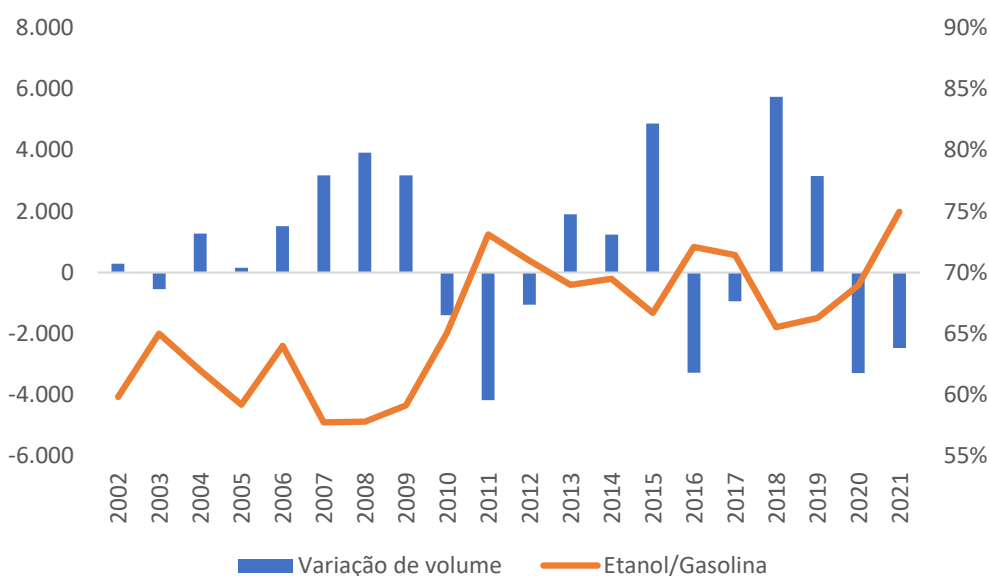
Figura 4: Relação entre rentabilidade relativa açúcar/etanol e % da safra destinada ao açúcar



Fonte: Lucca (2018)

O preço elevado na bomba, correlacionado²³ ao preço do etanol na usina, também é controlado pela via da demanda, quando preços altos do álcool mudam as preferências dos consumidores. A paridade considerada pelos consumidores é que o etanol é favorável caso esteja a menos que 70% do preço de bomba da gasolina. A Figura 4 apresenta esse comportamento a nível nacional. Quando o preço médio na bomba é inferior a essa paridade, há uma expansão ano contra ano no volume de etanol consumido; quando o preço está acima da paridade, há uma retração. No período de 20 anos apresentados, em apenas 3 anos (2003, 2010 e 2020) o consumo nacional não se comportou dessa forma. Nota-se que em um desses três anos, 2020, houve uma queda generalizada no consumo de combustíveis por conta da redução de mobilidade associada às medidas de combate à pandemia.²⁴ A Figura 5 apresenta a variação anual de volume consumido de etanol em milhões de litros (esquerda) em relação à razão média do preço etanol/gasolina na bomba no ano (direita).

Figura 5: Variação no consumo anual de etanol (10⁶ litros) e razão média de preços etanol/gasolina no ano



Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da ANP (2022)

Nesse contexto de competição, em que o produto compete com o açúcar pelo lado da oferta e com a gasolina pelo lado da demanda, o preço é uma variável essencial nas

²³ O preço do etanol na bomba pode ser quebrado nos seguintes componentes: 1) preço de venda do produtor de etanol; 2) PIS/PASEP e COFINS do produtor (impostos federais); 3) ICMS (imposto estadual); 4) frete e margem do distribuidor; 5) PIS/PASEP e COFINS do distribuidor (impostos federais); 6) frete e margem do revendedor. A formação do preço o etanol e outros combustíveis é disponibilizada pela ANP em: [Composição e estruturas de formação dos preços — Português \(Brasil\) \(www.gov.br\)](http://www.gov.br/composicao-e-estruturas-de-formacao-dos-precos)

²⁴ Nota da ANP sobre queda na comercialização de combustíveis em 2020: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/comercializacao-de-combustiveis-em-2020-teve-queda-de-5-97-na-comparacao-com-2019-devido-a-pandemia

cadeias de suprimento do etanol. Por isso, uma outra classe de políticas públicas voltadas para os biocombustíveis se desenvolveu, cujo objetivo é remunerar o produtor de biocombustível pelo volume produzido. Esse incentivo garante uma vantagem extra ao biocombustível frente seus competidores por matéria-prima (no caso do etanol, açúcar) quanto por consumidores (para o etanol, gasolina). Frequentemente, como é o caso dos instrumentos que serão apresentados, há uma meta de incremento de volume utilizado no país/região associada ao prêmio financeiro.

Essa classe de política pública está presente em diversos países. Ao longo desta seção serão apresentados os principais instrumentos no Brasil (RenovaBio – CBio) e Estados Unidos (RFS), os principais mercados produtores de etanol.

2.5.2 Brasil – RenovaBio

O RenovaBio é o nome comum para a Política Nacional de Biocombustíveis, instituída pela Lei No 13.576/2017. Mesmo após sanção em 26/12/2017, o RenovaBio teve seus instrumentos regulados pela Resolução ANP N° 758/2018 (certificação de usinas), pelo Decreto N° 9.888/2019 (metas), pela Portaria MME N°412/2019 (transações com CBIOS) e pela Resolução ANP N° 802/2019 (lastro CBIOS). O programa entrou em funcionamento pleno em 24 de dezembro de 2019. Seus objetivos são, no texto da própria Lei, Art. 1º:

- I - Contribuir para o atendimento aos compromissos do País no âmbito do Acordo de Paris sob a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima;
- II - Contribuir com a adequada relação de eficiência energética e de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa na produção, na comercialização e no uso de biocombustíveis, inclusive com mecanismos de avaliação de ciclo de vida;
- III - Promover a adequada expansão da produção e do uso de biocombustíveis na matriz energética nacional, com ênfase na regularidade do abastecimento de combustíveis;
- IV - Contribuir com previsibilidade para a participação competitiva dos diversos biocombustíveis no mercado nacional de combustíveis. (Lei 13.576/2017, Art. 1º)

O programa se aplica atualmente a quatro biocombustíveis – etanol, biodiesel, biometano e bioquerosene. Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME, 2019), o RenovaBio tem “três eixos principais” para alcançar seus objetivos:

- 1) CBIOS: são títulos gerados pelo produtor do biocombustível equivalentes a uma tonelada de CO₂, cuja emissão na atmosfera foi evitada devido ao volume de sua produção;
- 2) certificações: os produtores de biocombustíveis devem ser certificados para poderem emitir CBIOS. Essa certificação é uma análise de ciclo de vida que estipula para cada produtor um coeficiente que relaciona qual volume de produção equivale a um CBIO, baseada em sua eficiência energético-ambiental;
- 3) metas: determinam a quantidade de CBIOS que devem ser negociados anualmente no período 2020-2030 bem como sua faixa de tolerância. Os CBIOS devem ser adquiridos por distribuidores de combustíveis (compradores compulsórios) que possuem suas metas proporcionais ao volume de combustíveis fósseis comercializados.

As metas de comercialização de CBIOS, primeiramente instituídas em 2019, foram revisadas na Resolução CNPE N° 8/2020 devido à perturbação econômica causada pela pandemia de Covid-19. As metas atuais encontram-se na Tabela 5:

Tabela 5: Metas de CBIOS para o período 2020-2030

<i>(milhões de CBIOS)</i>	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Meta	14,53	24,86	34,17	42,35	50,81	58,91	66,49	72,93	79,29	85,51	90,67
Limite superior	0	0	42,67	50,85	59,31	67,41	74,99	81,43	87,79	94,01	99,17
Limite inferior	0	0	25,67	33,85	42,31	50,41	57,99	64,43	70,79	77,01	82,17

Fonte: Elaboração própria, a partir de CNPE (2020)

Como o MME nota, os CBIOS não são impostos ou subsídios. Trata-se de uma mudança na regulamentação do setor que remaneja recursos já existentes para privilegiar um produto em detrimento de outro e tornar sua comercialização mais atrativa tanto para produtores, quanto para distribuidores e consumidores finais. Uma vez que as metas de compra compulsória são baseadas nas vendas de fósseis, isso incentivará as distribuidoras a favorecerem a oferta de biocombustíveis. Na Tabela 6, encontram-se as metas de compra para as 5 maiores distribuidoras, que conjuntamente correspondem a aproximadamente 70% das metas:

Tabela 6: Meta de CBIOS e impacto financeiro para principais distribuidoras, 2021

Distribuidora	Meta (milhões de CBIOS)	Impacto (R\$ milhões, C BIO = R\$38,43)	Volume de vendas (milhões de litros)	Impacto (R\$ cent/l)
Vibra Energia	6.550.557	252	33.162	0,8
Ipiranga	4.715.191	181	21.809	0,8
Raízen	4.383.828	168	22.623	0,7
Alesat	912.098	35	3.011	1,2
Petróleo Sabbá	674.423	26	2.802	0,9

Fonte: Elaboração própria a partir de CNPE (2020)

A Tabela 6 também contém a estimativa de impacto no financeiro total e por litro de combustível vendido.

Para a Tabela 6, foram utilizadas as metas revisadas para o ano de 2021, o preço médio de comercialização de CBIOS no ano (R\$38,43)²⁵ e os dados de volume de venda da ANP de combustíveis líquidos (gasolina, etanol hidratado, óleo diesel e óleo combustível). Como se pode notar, o impacto foi de aproximadamente um centavo por litro de combustível fóssil vendido. Embora o valor não seja elevado, há que se considerar: 1) As metas serão crescentes ao longo do decênio 2020-2030, aumentando quase 4 vezes entre 2021 e 2030, como se pode ver na Tabela 5; 2) A tendência é que a cotação do CBIO aumente com a maior demanda ocasionada pelas maiores metas (o preço médio em janeiro/2022 foi superior a R\$70) e 3) A margem unitária EBITDA²⁶ das principais distribuidoras listadas na B3 nos 9M2021 foi de R\$0,098/l²⁷ (9,8 centavos por litro), portanto o impacto dos CBIOS pode ser relevante a ponto de afetar sua lucratividade – e assim servir de mecanismo para que se comercialize preferencialmente biocombustíveis.

O programa e suas metas foram fortemente apoiados por entidades setoriais²⁸ (UNICA, 2020). A Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2019) estima que o RenovaBio será responsável por elevar o nível de investimentos no setor de biocombustíveis: R\$78

²⁵Os dados foram obtidos no Painel Dinâmico RenovaBio de Certificação de Biocombustíveis (ANP), que pode ser acessado no link: [Microsoft Power BI](#) (ANP, 2022)

²⁶ A margem EBITDA unitária é uma métrica calculada dividindo o EBITDA (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) pelo volume de bens vendidos. Serve para indicar a eficiência operacional de uma empresa – no caso das distribuidoras de combustíveis, quanto lucro operacional caixa (descontada a depreciação, que não tem efeito em caixa) é gerado por unidade de volume de combustível vendido.

²⁷ Média simples das margens EBITDA (EBITDA/m³) calculadas a partir dos dados disponíveis nas divulgações trimestrais de resultado – Vibra Energia, Raízen e Ultrapar (Ipiranga) – relativas ao terceiro trimestre de 2021 considerando o acumulado do ano.

²⁸Quando da pressão sobre o governo federal visando à redução de metas de CBIOS por conta da pandemia, O MME recebeu um manifesto conjunto assinado por não menos que 29 associações trabalhistas e empresariais interessadas na manutenção integral do programa.

bilhões em CAPEX (despesas de capital) e R\$925 bilhões em OPEX (despesas operacionais) no decênio 2020-2030, conforme aparece na Tabela 7.

Tabela 7: Estimativas de investimentos no setor de biocombustíveis brasileiro para o período 2020-2030

	CAPEX	OPEX
Etanol	49	659
1G	38	645
2G	6	8
Milho	5	6
Biodiesel	10	252
Biometano	19	14
Total	78	925

Fonte: EPE (2019)

Dentre os investimentos apresentados, a EPE (EPE, 2019) estima que a capacidade brasileira de produção de E2G (etanol lignocelulósico) atingirá 1 bilhão de litros em 2030. Essa capacidade será atingida por meio de unidades anexas às de primeira geração, com capacidade média de 90 mil m³/dia. Os parâmetros utilizados nos cálculos foram de um investimento de R\$5,60/l de capacidade instalada por unidade e R\$2,50/l de despesas operacionais (EPE, 2019).

O RenovaBio não estabelece metas específicas para o etanol de segunda geração, porém o privilegia indiretamente através de seu processo de certificação. Por conta da metodologia utilizada, que leva em conta a análise de ciclo de vida do etanol de uma usina, o E2G deverá apresentar um coeficiente eficiência energético-ambiental superior ao E1G, devido a sua pegada de carbono inferior (JESWANI *et al.*, 2020). Isso significa que um volume de etanol produzido por rota 2G reivindicará ao produtor um número superior de CBIOS se comparado ao mesmo volume em rota E1G. Atualmente, a ANP reconhece uma nota de eficiência energética apenas ~3% superior da rota integrada E1G/E2G frente ao E1G (60,70 gCO₂/MJ vs. 59,14 gCO₂/MJ para o EHC)²⁹ (ANP, 2022), porém o espaço amostral de volume de etanol 2G ainda é pequeno e esse percentual pode mudar.

2.5.3 Estados Unidos – Renewable Fuels Standard

O RFS é uma sigla cujo significado é *Renewable Fuels Standard*, nome que pode ser traduzido livremente como Norma de Combustíveis Renováveis. O programa foi

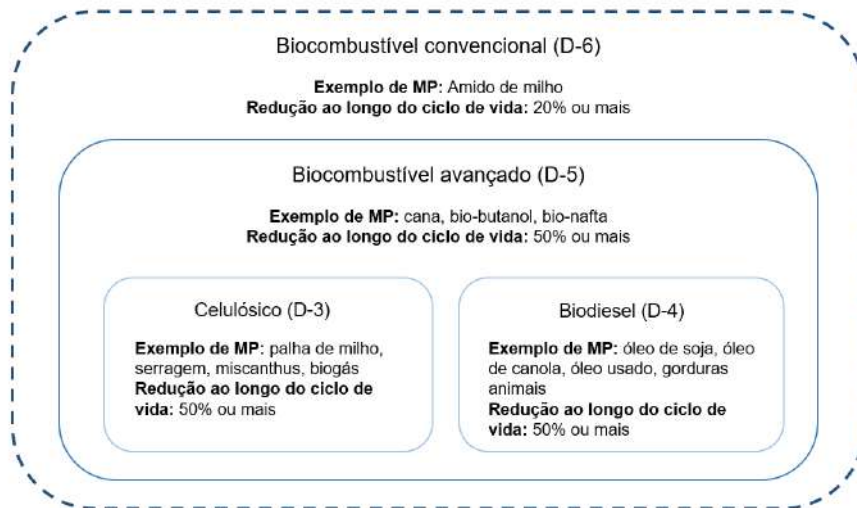
²⁹ Os dados foram obtidos no Painel Dinâmico RenovaBio de Certificação de Biocombustíveis (ANP), que pode ser acessado no link: [Microsoft Power BI](#)

estabelecido em 2005 na forma de Lei pelo Congresso como uma emenda ao *Clean Air Act* e determina que todo combustível de transporte nos EUA possua um determinado percentual de biocombustível. Os volumes mandatados foram inicialmente designados pelo Congresso, porém a autoridade para regular as metas cabe à EPA – *Environment Protection Agency*, Agência de Proteção Ambiental.

Enquanto no RenovaBio as metas são de descarbonização – baseada no número de CBIOS transacionados – no RFS as metas são relativas ao volume de biocombustíveis comercializado anualmente. Outra diferença em comparação com o programa brasileiro é que não há uma meta anual única, mas metas individuais para quatro classes de biocombustíveis: convencionais, biodiesel, celulósicos e avançados.

Além de atender aos requerimentos de matéria-prima estipulados para cada classe, de modo a qualificar para o programa, o biocombustível em questão precisa ser aprovado em uma análise de ciclo de vida confirmando que ele imprima uma redução mínima estipulada para cada classe em relação à emissão de GEE frente à gasolina ou diesel. A Figura 6, traduzida do *website* da EPA (2022), apresenta as classes de biocombustíveis segundo o *Renewable Fuels Standard*.

Figura 6: Classes de biocombustíveis e créditos associados segundo o *Renewable Fuels Standard*



Fonte: Adaptado de EPA (2022)

A figura mostra as classes de biocombustíveis e uma relação qualitativa do tamanho do crédito concedido (consequentemente, quanto maior o crédito, maior o interesse governamental em incentivá-los). Por exemplo, todos os biocombustíveis se encaixam como D-6, e, portanto, recebem um crédito desta categoria. Os que se encaixam como D-5,

recebem um crédito cujo tamanho é equivalente ao D-6 mais um diferencial. Semelhantemente para o D-4 por cima do D-5, e o D-3 por cima do D-4.

Uma das principais críticas ao programa, no entanto, tem sido a dificuldade de cumprir as metas, pois só foram atendidas basicamente as metas relativas aos biocombustíveis convencionais (CRS, 2019). Também foram cumpridas as metas de biodiesel, porém estas não são significativas em volume. Os resultados têm sido especialmente desafiadores para os biocombustíveis celulósicos, visto que apenas uma fração pequena das metas tem sido atingida (5,6% das metas originais atingidas em 2020, ver Tabela 8). Como nota Oliveira (2018):

Por fim, ainda existem barreiras tecnológicas, econômicas e logísticas para o desenvolvimento do Etanol 2G em todo o mundo. Os problemas técnicos e não técnicos que dificultam o desenvolvimento e o amplo sucesso comercial desse biocombustível incluem o alto custo de produção, que está associado às questões de desenvolvimento tecnológico mais economicamente viável e a operações logísticas mais econômicas e eficientes também, sendo intimamente relacionados (Oliveira, 2018, p. 34)

Reconhecendo os desafios atuais do etanol de segunda geração (celulósico), a própria EPA promoveu uma ampla revisão de metas para os anos de 2020, 2021 e 2022 (EPA, 2021). A redução no volume estipulado de biocombustíveis avançados chegou a 66% para 2020, 71% para 2021 e 73% para 2022. No caso dos biocombustíveis celulósicos, a redução foi ainda maior – 94% (2020) e 95% (2021 e 2022). Essas são consideradas metas “propostas” e se diferenciam das metas “estatutárias” que foram estabelecidas em lei. A Tabela 8 apresenta as metas inicialmente apresentadas (“estipulado”), revisadas (“proposto”) as realizadas (“final”).

Tabela 8: Metas e resultados do *Renewable Fuels Standard*

Ano	Tipo	Convencional	Biodiesel	Celulósico	Avançados
2010	Estipulado	12,00	0,65	0,1000	0,95
	Final	12,00	1,15	0,0065	0,95
2011	Estipulado	12,60	0,80	0,2500	1,35
	Final	12,60	0,80	0,0060	1,35
2012	Estipulado	13,20	1,00	0,5000	2,00
	Final	13,20	1,00	0,0105	2,00
2013	Estipulado	13,80	> 1,00	1,0000	2,75
	Final	13,80	1,28	0,0008	2,75
2014	Estipulado	14,40	> 1,00	1,7500	3,75
	Final	13,61	1,63	0,0330	2,67
2015	Estipulado	15,00	> 1,00	3,0000	5,50
	Final	14,05	1,73	0,1230	2,88
2016	Estipulado	15,00	> 1,00	4,2500	7,25
	Final	14,50	1,90	0,2300	3,61
2017	Estipulado	15,00	> 1,00	5,5000	9,00
	Final	15,00	2,00	0,3110	4,28
2018	Estipulado	15,00	> 1,00	7,0000	11,00
	Final	15,00	2,10	0,2880	4,29
2019	Estipulado	15,00	> 1,00	8,5000	13,00
	Final	15,00	2,10	0,4180	4,92
2020	Estipulado	15,00	2,43	10,5000	15,00
	Final	15,00	2,43	0,5400	5,04
	Proposto	15,00	2,43	0,5900	5,09
2021	Estipulado	15,00	2,43	13,5000	18,00
	Proposto	15,00	2,43	0,6200	5,20
2022	Estipulado	15,00	2,43	16,0000	21,00
	Proposto	15,00	2,43	0,77	5,77
2023+	Estipulado	A ser determinado pela EPA			
	Final				

Fonte: Adaptado de EPA (2021)

Segundo a agência (EPA, 2021), embora ela reconheça os muitos benefícios da adoção de biocombustíveis celulósicos (redução maior de GEE, ausência de competição com gêneros alimentícios e menor uso de terra agricultável), os custos de produção são demasiado altos devido a baixos rendimentos e altos custos de capital. Por isso, segundo a EPA, pelo menos até 2022 será preciso um valor alto de RINs e outros incentivos como os LCFS da Califórnia para viabilizá-los a nível competitivo.

Os RINs são os instrumentos financeiros do RFS, semelhantes aos CBIOS no caso brasileiro. A sigla representa *Renewable Identification Number*, Número de Identificação de Renovável. Cada RIN representa um galão equivalente de etanol. Ao produzir/importar um combustível derivado de petróleo, a refinaria/importador incorre em um RVO (*Renewable Volume Obligation*, em tradução livre Obrigação de Volumes Renováveis) que requer a compensação pelo RIN. Esses RINs são gerados pelos produtores de biocombustíveis, e são adquiridos pelas distribuidoras juntamente com os biocombustíveis e combustíveis fósseis para a mistura. Assim, o RVO é cumprido e o RIN é aposentado – isto é, chegou ao fim de sua trajetória e pode ser usado para demonstrar conformidade com o RFS.

Quanto à precificação do RIN, há uma para cada classe de biocombustíveis do RFS: D-6 (convencionais), D-4 (biodiesel), D-5 (avançados) e D-3 (celulósicos). Os preços são determinados a nível de mercado, dentro de uma banda estabelecida de US\$0,50-US\$3,00, exceto para o D-3 que possui banda máxima US\$3,50³⁰. Os preços de D-3 são historicamente mais altos que os demais e encontram-se atualmente a um nível elevado de ~US\$3/RIN³¹. Na cotação atual do dólar, esse valor corresponde a R\$3,45/l, um patamar bastante atraente para produtores –para fins de comparação, o etanol Paulínia, referência da ESALQ, foi vendido pelo produtor (descontado PIS/COFINS e ICMS) por R\$2,96 na média de 2021³².

Nesse caso, como foi observado por Oliveira (2018) e citado nesta seção, os desafios para o aumento da comercialização de etanol celulósico é de oferta, não de demanda. Está mais relacionado a desafios operacionais e tecnológicos do que à disposição do mercado (com incentivos governamentais) a pagar um preço remunerativo para os produtores.

Além do RFS, produtores no Estado da Califórnia também estão sujeitos ao programa *Low Carbon Fuels Standard* (LCFS). Ele tem sido apontado (BIOFUELS DIGEST, 2017) como superior e mais bem sucedido que aquele. Dentre as razões do sucesso, reconhecido por conta dos volumes e preços de créditos de carbono crescentes, cita-se especialmente que ele não substitui o RFS, mas constrói em cima dele, providenciando um incentivo adicional aos produtores. Além disso, a matriz californiana de transporte é mais limpa, portanto as análises de redução de GEE ao longo do ciclo de vida (responsáveis por estipular o coeficiente de geração de créditos de carbono) são mais favoráveis na Califórnia que na média nacional. Embora com formatos semelhantes, há uma diferença fundamental: as metas do LCFS são baseadas em volumes de emissões de CO₂ evitadas, não de biocombustíveis. Portanto, o programa californiano guarda mais semelhança com o RenovaBio nesse aspecto. Diferente do programa brasileiro, no entanto, o LCFS diferencia metas entre biocombustíveis convencionais e avançados. A sua meta é de redução de 20% em 2030 contra 2011 do impacto de carbono da matriz de transportes do estado.

³⁰ Os dados são da EPA, e podem ser acessados no seu *website*: [RIN Trades and Price Information | US EPA](#)

³¹ Os preços atuais, bem como o histórico de cotações, também podem ser obtido no website da EPA da nota acima

³² Média de Janeiro a Dezembro de 2021 dos dados de preço do Indicador Semanal do Etanol Hidratado Combustível CEPEA/ESALQ – São Paulo. Preço na usina, sem frete, ICMS e PIS/COFINS. Disponível em: [Etanol - Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada - CEPEA-Esalq/USP](#)

2.5.4 União Europeia – RED-II

Apesar de ser um mercado produtor menor que os EUA e o Brasil, a União Europeia é um grande mercado consumidor – 447,8 milhões de habitantes segundo dados do Banco Mundial (2020)³³. Além disso, a Comissão Europeia definiu metas arrojadas de descarbonização, intencionando atingir a neutralidade de carbono até 2050 (COMISSÃO EUROPEIA, 2018).

As metas específicas estão definidas no RED-II. Em 2009, a União Europeia estabeleceu o RED (*Renewable Energy Directive*, em tradução livre Diretiva para Energias Renováveis) reconhecendo que “[...] a promoção de formas de energia renovável é um dos objetivos da política energética da União. A presente diretiva visa alcançar esse objetivo”. O programa tratava de metas para o período de 2010-2020. No ano de 2018, a Comissão Europeia estipulou uma reedição desse programa, o RED-II, relativo ao período de 2020-2030. A diretiva estipula uma meta de utilização de energia renovável de 32% da matriz energética, sendo 14% para a matriz de transportes, em 2030³⁴, em relação aos biocombustíveis especificamente. No relatório anual sobre o estado das energias renováveis na UE publicado em 2021, nota-se que o percentual de biocombustíveis correspondeu, em 2019³⁵, a 8% da matriz energética (meta: 8,5%) e 8,9% da matriz de transportes. Energias renováveis em geral perfizeram 19,7% (meta: 20,6%) da matriz energética (COMISSÃO EUROPEIA, 2021).

O programa estabelece uma série de incentivos aplicáveis ao etanol 2G. O etanol produzido a partir de biomassa lignocelulósica é considerado um biocombustível avançado pelo RED-II e, como tal, conta em dobro para o atingimento da meta. A diretiva impõe um teto para os biocombustíveis cuja matéria-prima compete com gêneros alimentícios, equivalentes às metas estabelecidas pelo RED-I para 2020 acrescidas de 1%. Além disso, o programa também define um teto para o uso de óleo de cozinha usado e outras categorias de gordura animal (muito utilizados na Califórnia, por exemplo) de apenas 1,7% da matriz energética de transporte, forçando o uso de biocombustíveis avançados de outras matérias-primas. Por fim, o programa determina que, a partir de 2021 a redução de emissão de GEE

³³ Base de dados do Banco Mundial disponível em: [Population, total - European Union | Data \(worldbank.org\)](https://data.worldbank.org)

³⁴ Metas disponíveis no website da Comissão Europeia: [Renewable Energy – Recast to 2030 \(RED II\) \(europa.eu\)](https://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&code=sdg_7_3_2030)

³⁵ Os dados são compilados no relatório completo com dois anos de diferença. Portanto, este ano serão sabidos os números de 2020.

ao longo do ciclo de vida do biocombustível supera 65%, patamar elevado que favorece opções de alta eficiência energético-ambiental como o E2G.

2.5.6 Resumo

As três grandes políticas de incentivo ao uso de energias renováveis (mais especificamente combustíveis) no Brasil, EUA e União Europeia apresentam uma perspectiva favorável em termos de demanda. Isso não ocorre somente para o etanol como produto final, mas no caso norte-americano e europeu há metas explícitas relativas às rotas de obtenção e favoráveis ao etanol 2G.

Além da sustentação via demanda, as políticas no Brasil e nos EUA garantem aos produtores de biocombustível a geração de créditos de carbono e um mercado compulsório de distribuidores. Esse incentivo é capaz de viabilizar alguns biocombustíveis que seriam incapazes, sem eles, de apresentar preços competitivos a nível de mercado (EPA, 2021).

2.6 Rotas de produção

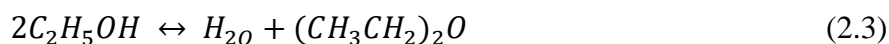
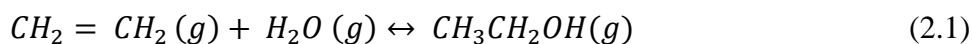
Há três principais classes de rotas para obtenção de etanol: química, termoquímica e biotecnológica. A via química, também denominada sintética, consiste na hidratação do eteno, normalmente de origem fóssil (HIDZIR *et al.*, 2014). A rota termoquímica utiliza biomassa, que é convertida nos biocombustíveis desejados através de processos termoquímicos, que envolvem o tratamento da matéria-prima em altas temperaturas (NREL, 2007). As rotas biotecnológicas consistem na fermentação alcoólica de biomassa, e se dividem em gerações, que se diferenciam pelo tipo de biomassa utilizado. A primeira geração consiste no etanol produzido a partir de biomassa sacarínea e amilácea, e a segunda geração, de biomassa lignocelulósica (LORA; VENTURINI, 2012). Há também uma terceira geração, que consiste no etanol produzido da fermentação de algas, que ainda não é explorada em escala comercial, e não será abordada neste capítulo.

Nesta seção serão apresentadas brevemente as três principais rotas tecnológicas. A rota biotecnológica é o foco do presente estudo e será aprofundada na subseção 2.6.3.

2.6.1 Rota química

A rota sintética mais comum para a obtenção do etanol é a hidratação direta do etileno por catálise ácida. Esse método é responsável por aproximadamente 7% da produção mundial, em plantas de multinacionais como a Sasol na Europa e África, a Equistar nos EUA e a SADAF na Arábia Saudita (ROOZBEHANI *et al.*, 2013). As maiores plantas, com capacidade produtiva de 140.000 toneladas por ano, localizam-se na Alemanha e na Escócia. Roozbehani *et al.* (2013) ponderam que, embora o processo seja mais caro em relação à rota biotecnológica, devido ao maior custo relativo da matéria-prima, a tecnologia pode ser interessante em países com suprimento limitado de biomassa, como os do Oriente Médio.

O processo da hidratação direta foi introduzido em escala industrial pela Shell em 1947, utilizando o ácido fosfórico como catalisador (HIDZIR *et al.*, 2014). O etileno reage com a água em um reator de fase gasosa em uma reação exotérmica que forma o etanol (2.1). Ocorrem duas reações paralelas, também reversíveis, que formam acetaldeído (2.2) e dietil-éter (2.3).

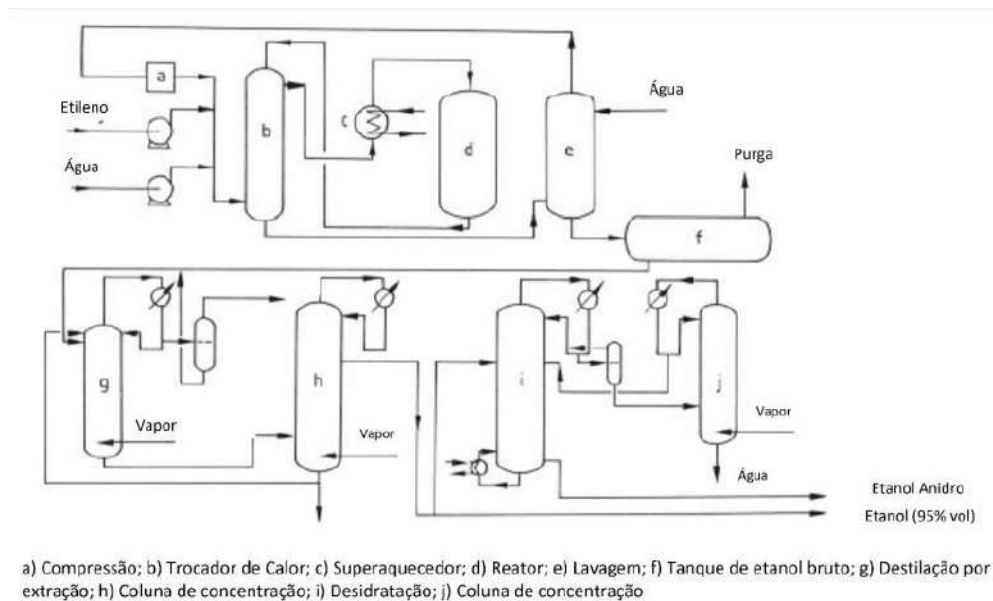


A reação é alimentada com uma razão de água/etileno = 0,6 em mol, com o excesso de etileno objetivando o deslocamento da reação 1 para a direita segundo o princípio de Le Chatelier. A razão água/etileno deve ser limitada para evitar perdas de catalisador. O reator é mantido a 250-300 °C, e pressão de 70-80 atm (HIDZIR *et al.*, 2014). Dado que a reação é exotérmica, o reator precisa ser resfriado para manter-se nessa faixa de temperatura. A pressão elevada tem a intenção de deslocar os equilíbrios favoravelmente no sentido da formação de etanol (reações 2.1 e 2.3), porém se for excessivamente elevada pode levar à isomerização do etileno. A seletividade do etileno em relação ao etanol é elevada, 98,5% molar. Essa reação tem uma taxa de conversão baixa, apenas 4-5%, e, portanto, o etileno é reciclado ao reator. O etanol bruto produzido é armazenado em um tanque, após o qual é destilado, concentrado e desidratado, para a produção flexível de etanol anidro e hidratado.

Essa rota é uma elaboração de uma outra mais antiga, sua precursora, desenvolvida pela *Union Carbide Corporation*, em 1930 (AIDIC, 2018), chamada catálise indireta de

etileno. Consistia na reação do etileno com ácido sulfúrico concentrado, formando sulfato de etila. Esse sulfato de etila era então hidrolisado para formar o etanol e reformar o ácido sulfúrico catalisador. Chama-se hidratação indireta, pois o sulfato de etila é hidratado, não o etileno. Também é chamado processo de esterificação-hidrólise ou processo de sulfatação-hidrólise (AIDIC, 2018). A Figura 7 apresenta o fluxograma de uma planta industrial de produção de etanol por via química.

Figura 7: Fluxograma de uma planta industrial de produção de etanol por via química



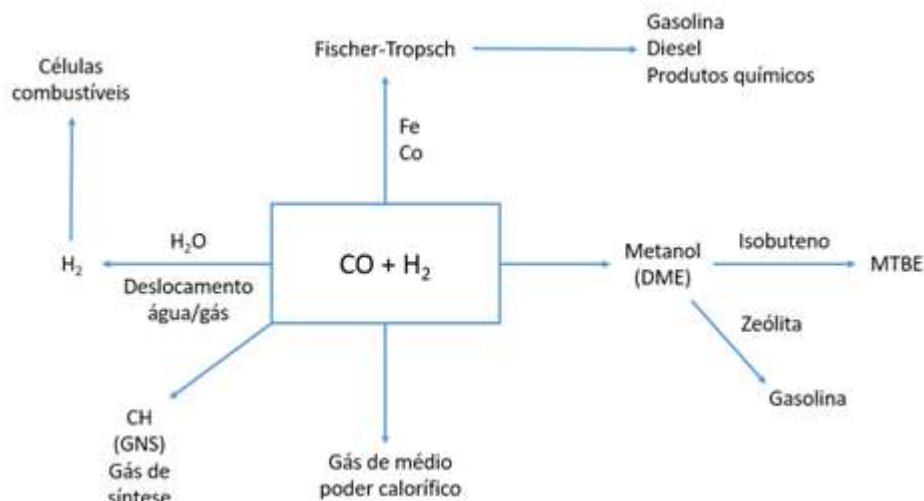
Fonte: Freitas (2021), adaptado de Ullman (2011)

2.6.2 Rota termoquímica

A via termoquímica de obtenção de etanol parte da biomassa como matéria-prima, em oposição à rota sintética que utiliza etileno de origem fóssil. A biomassa utilizada na rota termoquímica é a lignocelulósica, usualmente madeira ou resíduos sólidos urbanos (RSU) (NREL, 2009).

A rota termoquímica passa pela obtenção do gás de síntese, um gás pobre em termos caloríficos, que consiste principalmente de CO, H₂, CO₂, H₂O N₂ e hidrocarbonetos (NREL, 2009). O gás de síntese é uma mistura com grande potencial, que pode passar pelos processos de síntese catalítica ou fermentação visando a obtenção de hidrocarbonetos, álcoois, hidrogênio, amônia, gás natural sintético e outros (LORA; VENTURINI, 2012). A Figura 8 a seguir apresenta os diversos usos potenciais do gás de síntese.

Figura 8: Usos potenciais do gás de síntese



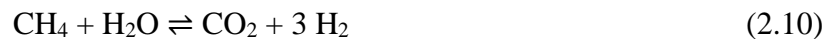
Fonte: Elaboração própria, adaptado de Lora e Venturini (2012)

Há dois processos de transformação termoquímica relevantes nesse contexto: gaseificação e pirólise.

Por meio da pirólise, ocorre a degradação termoquímica da matéria aplicando calor na ausência de um agente oxidante. A biomassa é, nesse processo, transformada em uma fração sólida – cinzas e carbono – uma fração líquida – os chamados óleos pirolíticos ou bio-óleo – e uma fração gasosa – gás de síntese. A quantidade e qualidade de cada fração depende das condições de operação do processo, mas segundo observaram Zabaniotou *et al.* (2008), a temperatura tem especial importância.

A pirólise sozinha é comum em plantas cujo objetivo é a produção de bio-óleo, porém ela pode ter um papel relevante no processo de gaseificação. Van Swaaij *et al.* (2004) notaram que esse método pode ser de auxílio na obtenção de gás de síntese por meio de gaseificadores ao superar limitações de capacidade, pois a pirólise concentra energeticamente a biomassa. A pirólise, nesse caso, serviria como uma espécie de pré-tratamento da biomassa e facilitaria seu transporte e armazenamento.

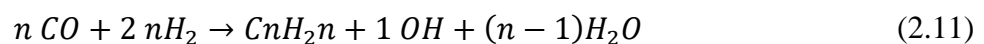
A gaseificação é, de acordo com Warnecke (2000), um processo localizado entre a combustão e a pirólise, devido à quantidade sub-estequiométrica com que é alimentado o reator. Trata-se de uma combustão incompleta que dá origem a outros compostos combustíveis – principalmente CO , H_2 e CH_4 – frações menores de resíduos de combustão completa – CO_2 e H_2O – e pequenas frações de hidrocarbonetos como C_2H_4 e C_2H_6 . Também pode haver presença de N_2 , caso o agente gaseificante utilizado tenha sido o ar, e outros compostos de enxofre devido à presença dessa molécula na estrutura da biomassa. As principais reações que ocorrem na gaseificação são:



Os reatores em que é conduzida a gaseificação são chamados gaseificadores. Há diversos tipos de gaseificadores, mas os mais comuns são a contracorrente e co-corrente, nomeados após o tipo do fluxo que o agente gaseificador (ar ou oxigênio) é introduzido em relação à biomassa. (LORA; VENTURINI, 2012)

Após a reação no gaseificador, o efluente deve ter o alcatrão (óleos pirolíticos) removido, bem como o material particulado, por meio de processos de limpeza e condicionamento e assim está disponível para uso posterior.

A síntese do etanol é uma reação entre os dois principais componentes do gás de síntese, monóxido de carbono e hidrogênio, e segue a forma genérica abaixo para álcoois (NREL, 2009):



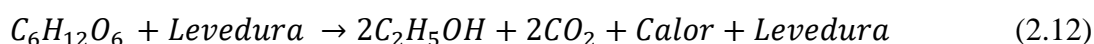
A escolha de um catalisador específico para a síntese de etanol é importante, devido à riqueza de componentes que podem ser formados no reator de síntese – metanol, metano, etano, propanol, butano, entre outros (NREL, 2009). As companhias Dow e Union Carbide foram pioneiras, desenvolvendo conjuntamente um processo que utiliza sulfeto de molibdênio (MoS₂). Após o reator de síntese, o efluente do reator é despressurizado. Então, passa por um processo de desidratação e separação. Nele, são separados os gases (gás de síntese remanescente e CO₂ subproduto do deslocamento gás-água) e a água. Em seguida, a mistura de álcoois é alimentada a uma coluna de destilação que separa o metanol/etanol dos álcoois superiores, e a mistura de metanol/etanol é levada a uma segunda coluna para sua separação (NREL, 2009).

2.6.3 Rota biotecnológica

2.6.3.1 Fermentação

As rotas biotecnológicas para a produção de etanol são as principais usadas no mundo. É um conhecimento milenar da humanidade, já estando presente embrionariamente em todo processo de fabricação de bebidas alcoólicas. Consiste, em resumo, da fermentação alcoólica de carboidratos (açúcares) por meio de leveduras. A depender da matéria-prima utilizada, pode requerer tratamentos anteriores e, a nível industrial, requer processos de purificação posteriores, porém a essência do processo é a fermentação de açúcares.

A fermentação alcoólica conduzida pelas leveduras consiste na conversão de glicose em etanol através de uma série de reações bioquímicas, que podem ser representadas globalmente por:



Pela estequiometria teórica da reação 2.12, 100 kg de glicose permitem obter 51,1 kg de etanol e produzem 48,9 kg de gás carbônico. O rendimento real, no entanto, é inferior ao teórico posto que parte da glicose, aproximadamente 5-10% (FRIEDERICH, 1999) é utilizado para a produção de novas células. De uma perspectiva biológica, o microrganismo está metabolizando anaerobicamente a glicose a fim de produzir adenosina trifosfato para a realização de suas funções fisiológicas e para processos de crescimento e multiplicação da população de microrganismos.

As leveduras mais usadas são: *Saccharomyces cerevisiae*, *S. ellipsoideus*, *S. anamensis*, *Candida pseudotropicalis*, *S. carlsbergensis*, *Kluyveromyces marxianus*, *Candida berthelli*, *Pichia stipitis* entre outras (ROMANO *et al.*, 2005).

2.6.3.2 Matérias-primas

Há uma grande diversidade de matérias-primas que pode ser utilizada para fermentação alcoólica. Em geral, são de origem agrícola. Por isso, diferentes regiões do planeta possuem sua fonte de biomassa que permite flexibilidade em termos de condições climáticas, sazonalidades e fatores regionais ideais para cada cultivo. Essa versatilidade

favorece a produtividade e o crescimento adaptados a uma gama ampla de geografias. Friedlich (1999) propôs separar as matérias-primas em três tipos, conforme a Tabela 9.

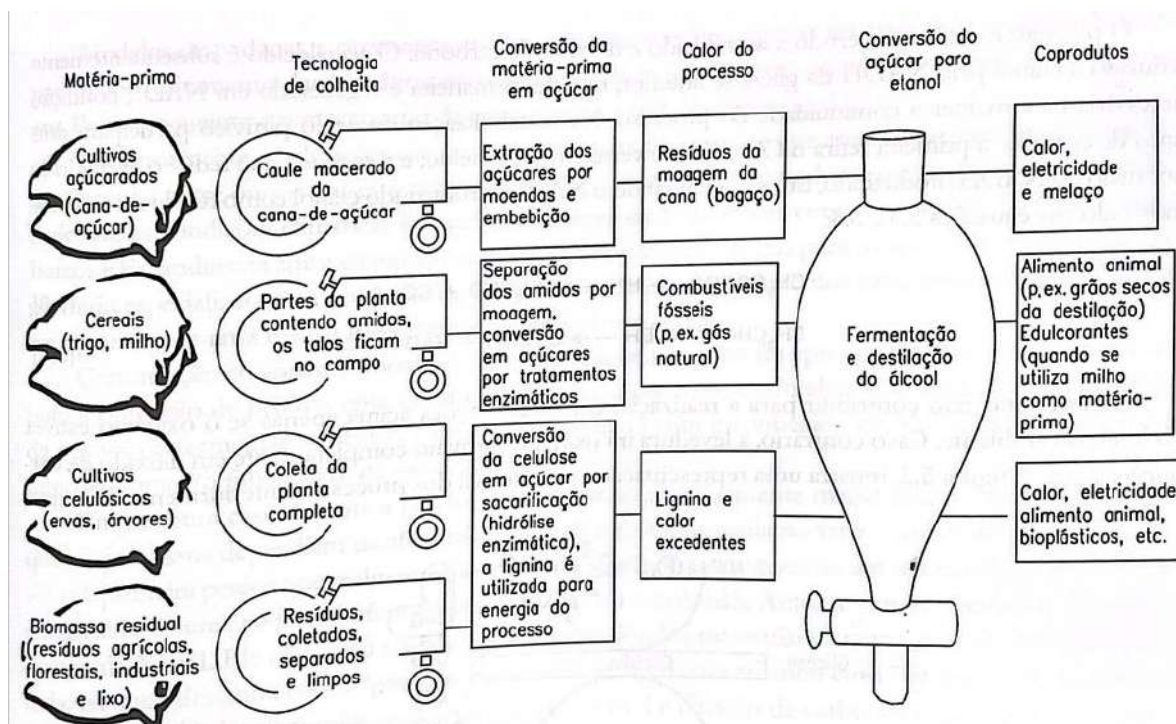
Tabela 9: Classificação de matérias-primas utilizadas na fermentação alcoólica

Açucaradas	Mostos e sucos de diferentes frutas	
	Beterraba e cana-de-açúcar	
	Sorgo açucarado	
Amiláceas	Cereais	Milho
		Cevada
		Malte
		Trigo
		Aveia
		Centeio
		Arroz
	Tubérculos	Batata
		Batata-doce
		Raiz de girassol
Celulósicas	Madeira	
	Bagaço e palha de cana-de-açúcar	
	Palha de trigo	
	Resíduos de milho	
	Polpa de beterraba	

Fonte: Lora e Venturini (2012), adaptado de Friedlich (1999)

Essa diversidade de matérias-primas tem como consequência que os processos de produção do etanol desde o campo até o produto variam bastante a depender da origem da biomassa. O processo bioquímico de fermentação é comum a toda produção pela rota biotecnológica. Como é possível ver na equação 2.12, a matéria-prima dessa cadeia de reações é a glicose. No entanto, a biomassa utilizada como insumo do processo, pode não possuir glicose pura disponível aos microrganismos. Os vegetais acumulam carboidratos em moléculas mais longas e complexas que a glicose, por isso é necessário algum tipo de pré-tratamento para disponibilizá-la no meio. Esse procedimento também varia bastante dependendo da origem da biomassa. A fermentação é o elo comum entre todas as cadeias agroindustriais de produção de etanol. Os subprodutos, por sua vez, também são distintos a cada tipo de cultivo. A IEA (2004) construiu um quadro sintético dessas diferenças, dividindo as cadeias agroindustriais em quatro elos que as diferenciam (tecnologia de colheita, conversão da MP para açúcar, calor do processo, coprodutos), e um elo que as unifica (conversão do açúcar para etanol). O quadro está apresentado na Figura 9.

Figura 9: Classificação de matérias-primas utilizadas na fermentação alcoólica



Fonte: Lora e Venturini (2012), adaptado de EIA (2004)

No Brasil, a matéria-prima predominantemente utilizada para a produção de etanol é a cana-de-açúcar, por meio da rota convencional. Há um número crescente de projetos de etanol de milho (UNEM, 2021) e essa biomassa já é responsável por 12% da produção brasileira do biocombustível (NOVACANA, 2021).

2.7 E1G e E2G

Como a cana ainda é a biomassa predominante no Brasil e o escopo deste trabalho é explorar os desafios do etanol de segunda geração a partir do bagaço de cana, essa seção será limitada a apresentar a produção industrial de etanol a partir deste cultivo. Primeiramente será apresentada a rota E1G (convencional) e, em seguida a rota E2G, a qual será dada maior ênfase por ser o objeto de estudo.

2.7.1 EIG

Moura e Medeiros (2008) propuseram a divisão da destilaria de etanol(que eles denominaram cadeia produtiva) em três blocos básicos: fermentação, destilação e desidratação. Os autores registraram as múltiplas configurações possíveis para cada um desses blocos baseando-se no número de tipo de equipamentos industriais, configuração de correntes e outras variáveis de processo. Esta seção será baseada no seu trabalho e apresentará as configurações que eles observaram como mais comuns no Brasil.

Os autores propuseram dez parâmetros que devem ser levados em consideração para a otimização da configuração de cada um dos critérios:

1. consumo de energia / Integração Energética: consumo de energia e vapor por unidade de produto;
2. custos de investimento: inicial total;
3. produtividade: tamanho da planta em relação à produção;
4. custos de manutenção;
5. disponibilidade de água: adequação logística e custo da disponibilidade;
6. disposição da vinhaça: adequação logística e de custo de disposição;
7. rendimento: potencial intrínseco de geração de etanol frente ao açúcar convertido;
8. custos operacionais: para manter a planta operando nos níveis desejados;
9. robustez: pouca sensibilidade do processo a perturbações e impurezas, menor descontrolo de temperatura, teor de sais, etc;
10. risco na aplicação: tempo que a tecnologia já foi testada pelo mercado.

Foram apresentadas sete configurações de fermentação (F1 a F7), seis configurações de destilação (D1 a D6) e oito configurações de desidratação (D1 a D8). As configurações foram dispostas em uma tabela que registram suas características industriais e em quais dos dez critérios elas seriam melhores ou piores. Os autores apresentaram diagramas e discutiram cada uma das 21 configurações. Contudo, neste trabalho serão apresentados os resumos das configurações, e em mais detalhe somente uma configuração para cada estágio, que for apresentada pelos autores como a mais usual.

Embora o escopo deste trabalho não seja a rota E1G, mas sim a E2G, faz-se necessário olhar para a primeira com cuidado posto que, da fermentação em diante ambas são essencialmente iguais.

2.7.1.1 Fermentação

A Tabela 10 apresenta as principais configurações de fermentação disponíveis no mundo, a partir de suas características. Cada característica é apresentada com suas vantagens e desvantagens, em termos dos dez critérios descritos na seção 2.7.1.

Por exemplo, a linha F indica uma configuração contínua, sem leveduras floculantes e com circulação de leveduras. A tabela também indica que configurações em batelada são melhores em 9 (robustez/invariabilidade de resultados) e 10 (risco baixo), enquanto são piores em 2 (custo de investimento) e 8 (custos operacionais).

Tabela 10: Configurações industriais de fermentação e suas características

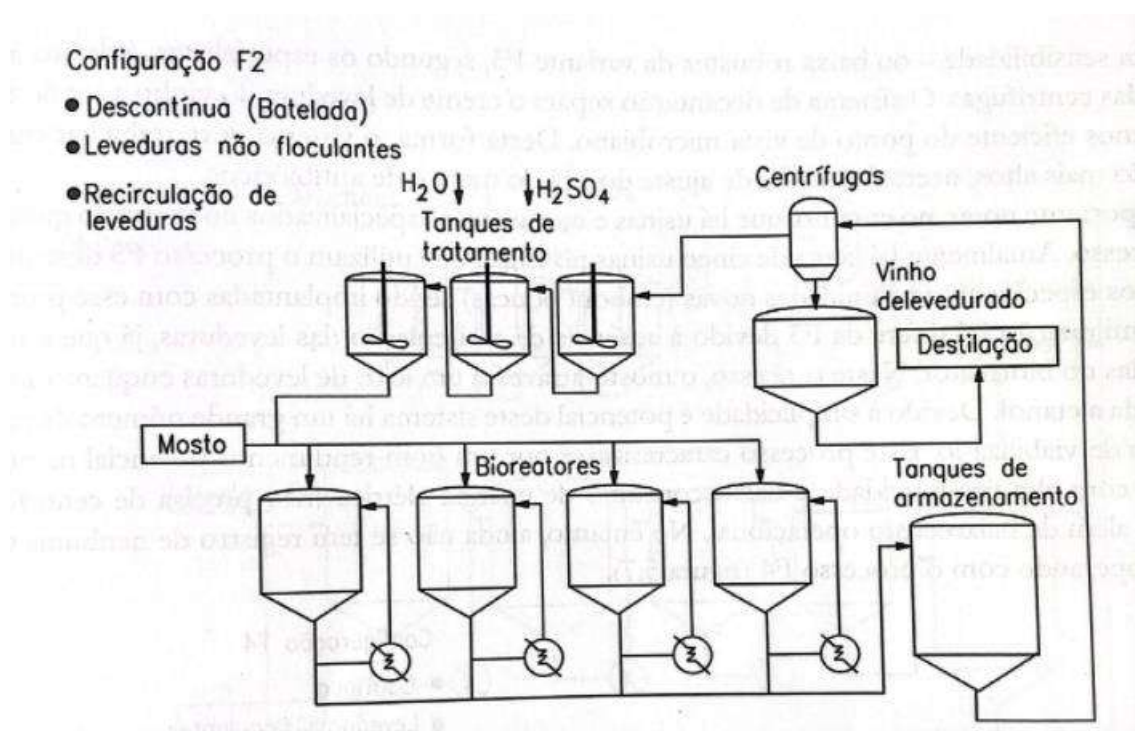
	Contínuo	Batelada	Leveduras floculantes - sedimentação	Sem leveduras floculantes (centrífugas)	Com recirculação das vinhaças	Com recirculação das leveduras	Leveduras imobilizadas
F1	X			X		X	
F2		X		X		X	
F3	X		X			X	
F4	X		X				X
F5	X			X	X	X	
F6	X		X		X	X	
F7	X			X			
Melhor	2, 3, 8	9, 10	1	3, 9	5, 6	7	1, 3, 7, 8
Pior	9	2, 8	7	1, 4	10, 3, 9	8	9, 10

Fonte: Lora e Venturini (2012)

Moura e Medeiros (2008) notaram que a configuração F2 é, sem dúvida, a mais utilizada no Brasil. Consiste em um sistema com alimentação em batelada com uma série de biorreatores que alimentam outra série de centrífugas que fornecem uma alimentação semicontínua de vinho para a destilaria. Tanques de armazenamento após os biorreatores e as centrífugas servem como normalizadores do fluxo de efluente. A limpeza é fácil, pois os reatores são preenchidos e esvaziados a cada batelada e por isso esse sistema apresenta índices de infecção inferiores a todos os outros.

A configuração em batelada é utilizada somente na F2, sendo todas as outras contínuas. Por um lado, essa tecnologia possui maior robustez (menor variabilidade de resultados) e é a mais testada pelo mercado. Por outro, apresenta valores de investimento relativamente superiores aos pares e produtividade relativamente inferior. A Figura 10 abaixo apresenta a configuração F2.

Figura 10: Configuração F2 de fermentação



Fonte: Lora e Venturini (2012), adaptado de Moura e Medeiros (2008)

2.7.1.2 Destilação

A destilação é empregada para separar uma mistura binária miscível ou uma corrente multicomponente com (dois ou mais componentes) baseado na diferença de volatilidade de cada componente (SUBHABATRA; DAS, 2020). A operação da destilação é essencial para muitas indústrias como a petrolífera, petroquímica e alimentícia. No âmbito da produção de etanol, tem como objetivo a remover o excesso de água e outros subprodutos secundários do processo de fermentação (açúcares não fermentados, álcoois, aldeídos, ésteres etc.) (LORA; VENTURINI, 2012).

A Tabela 11 segue a mesma organização da tabela 10, porém para as configurações de destilação.

Tabela 11: Configurações industriais de destilação e suas características

	Colunas atmosféricas	Colunas a vácuo	Colunas pressurizadas	Colunas com bandejas perfuradas	Colunas com bandejas valvuladas	Colunas de recheio	Colunas com concentração integrada de vinhaça
D1	X			X	X		Col B
D2		X	X	X	X		Col A
D3		X	X	X		X	Não
D4	X		X	X	X		Col A
D5		X			X	X	Não
D6	X	X			X		Não
Melhor	2,9	6,1	3,2	2,3	9	3,1	6
Pior	1	2,3	2	9	10	9,10	2,8

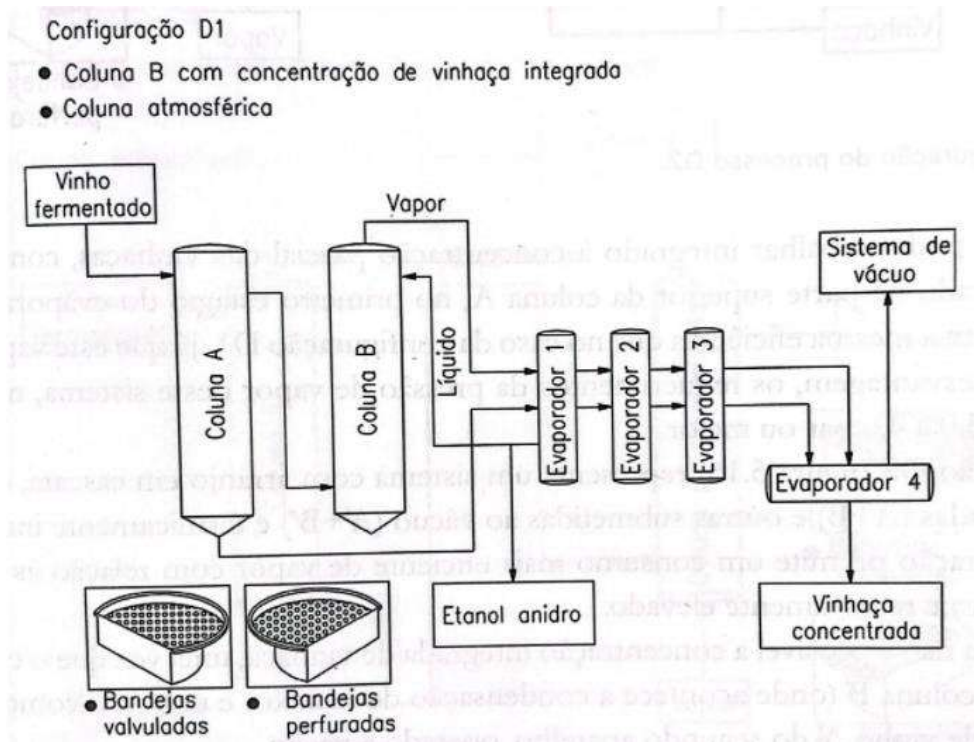
Fonte: Lora e Venturini (2012), adaptado de Moura e Medeiros (2008)

Não há uma discussão em Moura e Medeiros (2008) sobre qual seria a configuração mais utilizada. Entretanto, como as duas tecnologias mais utilizadas de fermentação são o F1 e F2 e estas não geram incrustações excessivas no vinho fermentado, não há necessidade no destilador de uma coluna de esgotamento a vácuo. Isso permite uma redução nos investimentos por permitir as adoções de D1 e D4, que tem menor custo de aquisição.

A configuração D1 encontra-se apresentada na Figura 11 por ter boa produtividade, confiabilidade e por ser econômica. Segundo os autores, permite trabalhar unicamente com vapor a 0,8 barg (pressão manométrica) e uma integração energética que permite concentrar 70% da vinhaça produzida. Na Figura 11, a coluna A é uma coluna de esgotamento, onde se retira vinhaça na base. A coluna B é uma coluna de retificação em que se obtém etanol hidratado no topo. A série de evaporadores concentra a vinhaça e o etanol hidratado e separa água que pode ser utilizada em outros locais na planta.

Separar a maior parte da vinhaça já concentrada é uma vantagem econômica da configuração D1. A vinhaça pode ser reaproveitada, por exemplo, na fertirrigação do campo, que minimiza os gastos das usinas com fertilizantes. Algumas empresas, como a Raízen, produzem biogás a partir de vinhaça e torta de filtro (NOVACANA, 2020). A concentração da vinhaça permite a redução de 90% de seu volume, assim diminuindo os custos de aplicação do resíduo, que hoje são altos (RPA NEWS, 2018).

Figura 11: Configuração D1 de destilação



Fonte: Lora e Venturini (201), adaptado de Moura e Medeiros (2008)

2.7.1.3 Desidratação

Como foi discutido na seção de caracterização da molécula, o etanol forma uma mistura azeotrópica que limita a concentração máxima de álcool a 96 graus Gay Lussac na evaporação ou destilação simples. O etanol pode ser comercializado nessa forma – chamado etanol hidratado – mas para que se obtenha o etanol pro – denominado etanol anidro – é necessária mais uma operação, a desidratação.

Lora e Venturini (2012) registram cinco principais tecnologias de desidratação: destilação azeotrópica, destilação extrativa, destilação a vácuo, adsorção com peneiras moleculares e desidratação por membranas. Moura e Medeiros (2008) compilaram quatro dessas tecnologias (todas menos destilação a vácuo) em oito configurações industriais.

A Tabela 12 tem a mesma organização que as Tabelas 10 e 11, porém referente às configurações de desidratação.

Tabela 12: Configurações industriais de desidratação e suas características

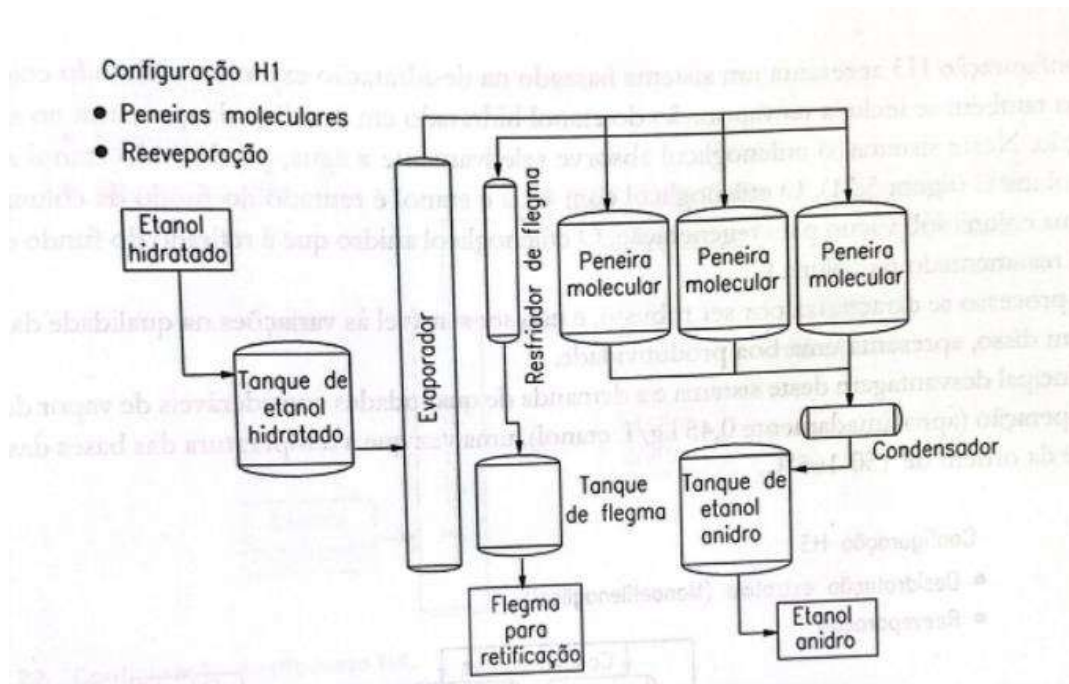
	Peneiras moleculares	Desidratação extrativa, utilizando monoetilenoglicol	Desidratação azeotrópica, utilizando ciclo-hexano	Desidratação através de membranas	Com injeção direta da coluna B	Reevaporação
H1	X					X
H2			X			X
H3		X				X
H4				X		X
H5				X	X	
H6	X				X	
H7			X		X	
H8		X			X	
Melhor	1, 9, 3	9,3	2	1, (3)	1	9
Pior	2	8	8, 5	10, 2	-	1

Fonte: Lora e Venturini (2012), adaptado de Moura e Medeiros (2008)

A configuração que aqui será apresentada em mais detalhe será a H1, pois demanda vapor de baixa pressão, 0,8 barg, e tem a mesma pressão do vapor demandado na etapa de destilação D1, selecionada como mais interessante na seção anterior. Segundo os autores, a H1 pode ser considerada uma alternativa interessante para plantas com geração de energia.

A H1 utiliza-se de evaporação e peneiras moleculares. O etanol hidratado que entra em fase líquida é evaporado antes de passar pelo sistema de peneiras moleculares. Peneiras moleculares são sistemas de adsorção em fase vapor em que se usam materiais com adsorvidade preferencial para o gás que deseja ser separado (LORA; VENTURINI, 2012). No caso do sistema etanol-água, utiliza-se zeólitas adsorventes por conta de sua afinidade com a água. A Figura 12 apresenta a configuração H1.

Figura 12: Configuração H1 de desidratação



Fonte: Lora e Venturini (2012), adaptado de Moura e Medeiros (2008)

2.7.1.4 Configurações de processo

Segundo Moura e Medeiros (2008) as configurações mais sinérgicas e econômicas para usinas sucroalcooleiras são a F5/F6 – D2 – H5, F5/F6 – D1 – H6 (chamadas de configuração I) e F1/F2 – D1 – H2 (chamada de configuração II).

As duas primeiras têm um consumo aproximado de 2,5 kg de vapor por litro de etanol produzido a uma pressão de 0,8 barg, e tem como principal vantagem a capacidade de reduzir a vazão de vinhaças produzidas.

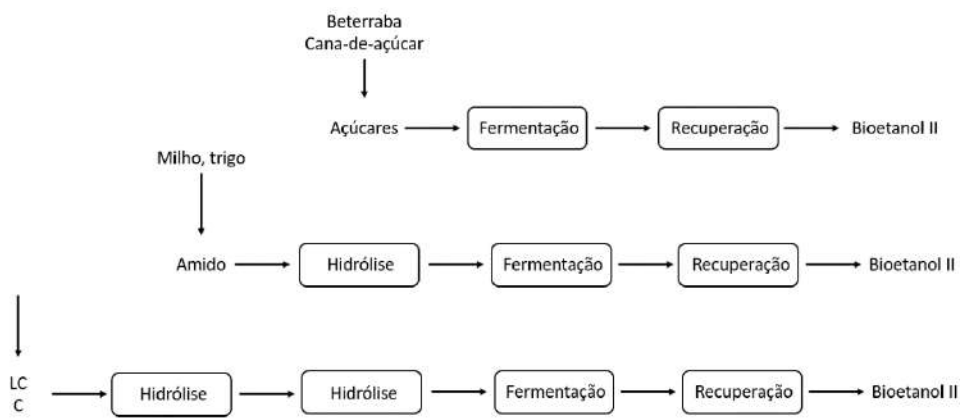
A terceira configuração tem um consumo aproximado de 2,7 kg de vapor por litro de etanol produzido a uma pressão de 0,8 barg e tem como principal vantagem a integração da concentração de vinhaça e não necessitar a recirculação de vinhaça na fermentação, o que melhora a robustez do processo. Caso as regulamentações não exijam redução no efluente de vinhaça, a configuração II é mais competitiva economicamente que a I.

2.7.2 E2G

O E2G é etanol produzido a partir de biomassa lignocelulósica. Como está exposto nas Figuras 9 e 13, a rota biotecnológica converge, para todas as fontes de biomassa, na etapa da fermentação. Porém, para que haja a fermentação é preciso que o substrato esteja

disponível na forma de glicose para o microrganismo. Nesse sentido, a particularidade associada a cada fonte de biomassa reside em como originar (colher, transportar) e pré-tratar a biomassa. No caso da matéria-prima lignocelulósica, esse processo é particularmente difícil devido aos carboidratos de cadeia longa e complexa. No caso da cana-de-açúcar, a matéria-prima para o E2G é o bagaço, a palha e as pontas. A Figura 13 apresenta as fontes de matéria-prima para produção do bioetanol e os respectivos tratamentos a que se submetem. Na figura, LC e C representam, respectivamente, lignocelulose e celulose.

Figura 13: Fontes de matéria-prima para o bioetanol e as etapas no seu processo de conversão

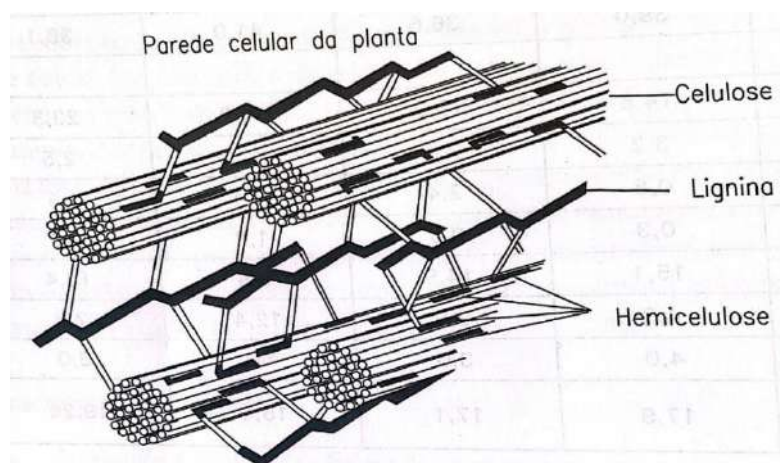


Fonte: Lora e Venturini (2012)

2.7.2.1 Composição da matéria-prima

A matéria-prima lignocelulósica consiste essencialmente de três componentes: celulose, hemicelulose e lignina (HAMELINCK *et al.*, 2005). A hidrólise é o processo pelo qual os dois primeiros, que são polissacarídeos, são decompostos em hexoses (C₆) e pentoses (C₅) que podem ser fermentados para produção do etanol. Um esquema da estrutura da matéria-prima lignocelulósica pode ser visto na Figura 14.

Figura 14: Esquema da estrutura da matéria-prima lignocelulósica



Fonte: Lora e Venturini (2012)

A celulose é um polissacarídeo, polímero linear de glicoses (C_6) unidas por meio de ligações B 1-4 glicosídicos. É uma molécula muito difícil de hidrolisar por conta das ligações de hidrogênio entre as hidroxilas dos açúcares (SOUZA, 2015).

A hemicelulose é um polissacarídeo que consiste em pequenas cadeias ramificadas, especialmente dexilose (C_5), arabinose (C_5), galactose (C_6), glicose (C_6) e manose (C_6). Por conta de sua natureza amorfa e ramificada, é mais fácil de hidrolisar (LORA; VENTURINI, 2012).

A lignina é uma fibra presente em toda biomassa lignocelulósica. É um polímero complexo de fenilpropano e grupos metoxílicos que reveste as paredes das células vizinhas, sendo assim responsável pela rigidez da biomassa lignocelulósica. Como não pode ser convertida em açúcares, a lignina constitui-se em subproduto do processo de produção de etanol pela rota biotecnológica. Pode ser convertido em produtos de maior valor agregado em outras cadeias. (SALVE, 2020)

A Tabela 13 mostra a composição de algumas biomassas secas, com os componentes divididos nos açúcares obtidos após a hidrólise.

Tabela 13: Composição bioquímica das principais matérias-primas lignocelulósicas

	Resíduos de milho	Palha de trigo	Palha de arroz	Bagaço de cana	Eucalipto
Celulose					
glicose (C6)	39,0	36,6	41,0	38,1	49,5
Hemicelulose					
xilose (C5)	14,8	19,2	14,8	23,3	10,7
arabinose (C5)	3,2	2,4	4,5	2,5	0,3
galactose (C6)	0,8	2,4	0,4	1,1	0,8
manose (C6)	0,3	0,8	1,8	ND	1,3
Lignina	15,1	14,5	9,9	18,4	27,7
Cinzas	4,3	9,6	12,4	2,8	1,3
Proteínas	4,0	3,0	ND	3,0	ND
Poder calorífico (PCS, GJ/ton seca)	17,9	17,1	15,4	19,3	19,5

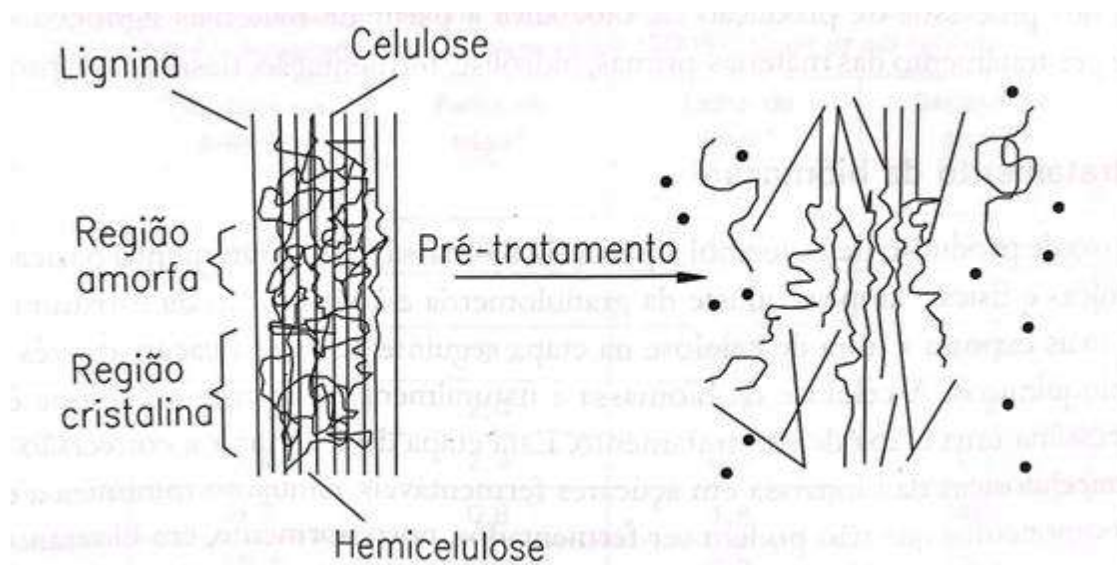
Fonte: Lora e Venturini (2012)

2.7.2.2 Pré-tratamento

Como foi desenvolvido na subseção anterior, a biomassa lignocelulósica apresenta uma estrutura, também chamada morfologia, resistente. Não obstante os polissacarídeos resistentes à hidrólise, a lignina torna o acesso à celulose difícil, afetando a eficiência do processo. Nesse sentido, o objetivo do pré-tratamento seria a remoção da lignina ou modificação de sua estrutura de modo a facilitar o ataque enzimático (SANTOS, 2019).

O pré-tratamento pode ser conceituado como uma das etapas mais importantes na conversão da biomassa lignocelulósica em etanol, pois reduz sua recalcitrância, isto é, sua resistência (BEZERRA *et al.*, 2015). Essa redução na recalcitrância é atribuída por Bezerra *et al.* (2015) a vários fatores: 1) mudanças na interação da hemicelulose, celulose e lignina; 2) aumento na acessibilidade da celulose; 3) remoção de lignina e carboidratos complexos; e 4) possíveis reduções na cristalinidade da celulose na parede celular vegetal. A Figura 15 apresenta um esquema da transformação promovida pelo pré-tratamento na matéria-prima.

Figura 15: Representação do impacto do pré-tratamento na estrutura da lignocelulose



Fonte: Lora e Venturini (2012)

Quantos aos principais objetivos de um pré-tratamento, Sun e Cheng (2002) atribuem quatro parâmetros de sucesso:

- melhorar o rendimento da formação de açúcares ou do potencial de formação de açúcares na hidrólise;
- limitar a perda ou degradação de carboidratos;
- evitar a formação de subprodutos inibidores da hidrólise e fermentação subsequentes;
- viabilidade econômica (custos baixos).

Há três principais classes de pré-tratamentos: físicos, físico-químicos e biológicos. Os tratamentos podem ser combinados entre classes diferentes. Nesta subseção, serão abordados alguns dos pré-tratamentos possíveis em uma planta de E2G.

2.7.2.2.1.1 Pré-tratamentos físicos

A biomassa pode ser cominuída por trituração, esmagamento e moagem a fim de reduzir a cristalinidade da celulose e aumentar sua superfície específica. O tamanho granular da matéria-prima após a trituração usualmente é de 10-30 mm, e após a moagem é 0,2-2 mm (SUN e CHENG, 2002). A desvantagem associada a esse método é o elevado consumo de energia (LORA; VENTURINI, 2012).

2.7.2.2.2 Pré-tratamentos físico-químicos

2.7.2.2.2.1 Explosão a vapor

Nesta técnica o material é aquecido com vapor saturado, na faixa de 160-240°C (6-34 bar) por 1-15 minutos (LORA; VENTURINI, 2012). A explosão a vapor, em que pode haver impregnação prévia da biomassa com água ou solução de ácido, é um método eficiente que atua física e quimicamente na transformação, porém as reações químicas são as vias dominantes. Durante o processo de explosão, a hemicelulose é hidrolisada por ácido acético e outros ácidos liberados no meio, configurando uma auto hidrólise. Por isso, o processo também é chamado de auto hidrólise (SUN e CHUNG, 2002). Os carboidratos liberados pela hemicelulose podem sofrer degradação e parte da lignina pode ser arrastada para o hidrolisado. Além disso, compostos da degradação podem ter efeito inibitório na fermentação.

As vantagens da explosão a vapor são o menor impacto ambiental, baixo custo, eficiência energética e pouco ou nenhum uso de químicos. Já as desvantagens são a degradação parcial de hemiceluloses e a formação de compostos tóxicos que podem afetar a hidrólise enzimática à jusante (SABIHA-HANIM e ABD-HALIM, 2018).

Cardona e Sanchez (2007) afirmam que explosão a vapor catalisada por ácido diluído é a tecnologia utilizada pela *Iogen Energy Corporation*, a empresa que desenvolveu a tecnologia proprietária da Raízen e da qual a Raízen é proprietária com participação de 50% (RAÍZEN, 2021).

2.7.2.2.2.2 Hidrotermólise

Método que utiliza água pressurizada a 170-230°C durante 1-15 minutos em contato com a biomassa (BOBLETER, 1994). A água promove a cisão das ligações hemiacetálicas dos carboidratos, liberando ácidos durante a hidrólise da biomassa (LORA; VENTURINI, 2012). Não há necessidade de reduzir o tamanho da matéria-prima, visto que ela se rompe ao contato com a água. Os parâmetros de rendimento são bons, e, em geral produz-se

polpas celulósicas com elevada reatividade de fibra – isto é, adequada fermentabilidade para a produção de etanol.

2.7.2.2.2.3 Ácido diluído

Segundo Macedo (2008) o pré-tratamento por ácido diluído é semelhante à hidrotermólise. Geralmente o ácido utilizado é o sulfúrico (H_2SO_4), mas também pode ser o nítrico, fosfórico e clorídrico. A mistura de biomassa e solução ácida pode ser aquecida indiretamente no reator ou diretamente por injeção de vapor, caso no qual o pré-tratamento se assemelha à explosão de vapor catalisada por ácido. Esse método apresenta algumas dificuldades: o uso de ácido sulfúrico gera inconvenientes no tocante à corrosão de equipamentos, há necessidade de neutralização do efluente e lavagem prévia da biomassa para redução do teor de cinzas e impureza (devido ao seu caráter tamponante) (LORA; VENTURINI, 2012).

As principais vantagens são os altos rendimentos de recuperação de hemiceluloses e alta digestibilidade de celulose à jusante. No entanto, é desvantajoso que o processo demande configurações de equipamento complexas, além de elevado consumo de água e energia (MACEDO, 2008).

2.7.2.2.2.4 Processos alcalinos

Utilizam níveis moderados de temperatura e pressão relativo aos pré-tratamentos ácidos e consistem basicamente em processos de deslignificação. Esse método emprega várias possíveis bases ou combinações de bases, como hidróxido de sódio (NaOH), hidróxido de cálcio ($Ca(OH)_2$), hidróxido de potássio, amônia aquosa, NaOH com $Ca(OH)_2$, NaOH com peróxido de hidrogênio (H_2O_2). Os principais mecanismos são: 1) dissolução das hemiceluloses, lignina e sílica; 2) hidrólise de ésteres acéticos e urônicos; e 3) inchaço da celulose. Resulta em duas frações, uma líquida (oligômeros de hemicelulose e lignina) e uma sólida (celulose) (SABIHA-HANIM e ABD-HALIM, 2018).

As principais vantagens dos tratamentos alcalinos são que são mais eficientes na remoção da lignina, deixam a maior parte da celulose e hemicelulose intacta (aumentando o potencial de hidrólise à jusante da biomassa, tanto de glicoses quanto pentoses) e ocorrem em um ambiente livre de ácidos fortes e inibidores de fermentação (SABIHA-HANIM; ABD-HALIM, 2018). Como desvantagens, tem-se que o tempo de pré-tratamento é bem

mais longo que os outros métodos (medido em horas ou dias, comparado a minutos nos pré-tratamentos ácidos) e que o hidrolisado apresenta elevado teor de lignina, demandando um sistema de separação lignina-carboidrato para a recuperação das hemiceluloses (LORA; VENTURINI, 2012).

2.7.2.2.3 Pré-tratamentos biológicos

Esses pré-tratamentos usam fungos para solubilizar a lignina em um processo chamado deslignificação. Como o processo é custoso, com baixos rendimentos e longos tempos de reação, o processo não é muito vantajoso atualmente. Ademais, os derivados da lignina ocasionam o envenenamento dos microrganismos. Contudo, o processo tem como vantagem o baixo consumo de energia e condições moderadas ambientais (HAMELINCK *et al.* 2005).

2.7.2.3 Hidrólise

Há duas principais formas de hidrólise da biomassa, a química, também chamada de hidrólise ácida, e a bioquímica, também chamada de hidrólise enzimática.

O objetivo da hidrólise, como já foi pontuado anteriormente, é a sacarificação da biomassa, isto é, a degradação de polissacarídeos em açúcares conversíveis fermentáveis para a produção de etanol. O pré-tratamento serve para remover a lignina que isola os polissacarídeos, deixando-os expostos à hidrólise à jusante.

A rota química subdivide-se em hidrólise ácida diluída e concentrada. Trata-se, no entanto, de uma tecnologia mais antiga, datado desde 1898, e de menor competitividade que a hidrólise enzimática, que apresenta menor investimento e custos operacionais devido a condições mais brandas (NETO, 2009). O principal desafio da hidrólise enzimática nessa época era o desenvolvimento de uma tecnologia com viabilidade econômica, especialmente pelo custo elevado das enzimas. Lora e Venturini (2012) fizeram uma compilação dos projetos de etanol celulósico ativos. A maior parte dos projetos ativos na época da publicação (2013) era de hidrólise enzimática – das 41 plantas e plantas-piloto compiladas, 22 utilizavam hidrólise enzimática e apenas 4, hidrólise ácida (o restante utilizava via termoquímica ou desconhecida). Além disso, a Raízen já divulgou que a tecnologia

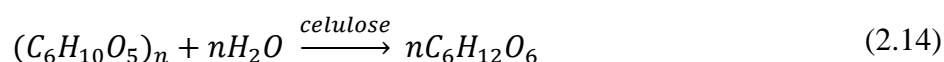
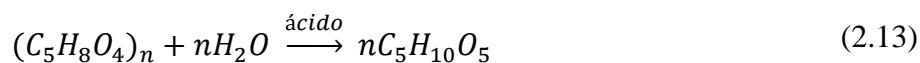
utilizada pela empresa é a de hidrólise enzimática (RAÍZEN, 2021), que constitui o objeto deste trabalho.

Sendo assim, a via que será abordada nesta seção será apenas a hidrólise enzimática.

2.7.2.3.1 Hidrólise enzimática

Nesse processo, enzimas, que podem ser celulasas e pentases, convertem a celulose em glicose em condições moderadas, temperatura de 40-50 °C, pressão atmosférica e pH levemente ácido de 4.5-5 (NCBI, 2021). O processo apresenta rendimentos superiores a 0,85 g glicose/g celulose (LORA; VENTURINI, 2012).

As reações objetivo do processo, a hidrólise da hemicelulose e a conversão da celulose em glicose, podem ser vistas de forma global a seguir:



As enzimas utilizadas são, na verdade, coquetéis de enzimas do tipo glicosil-hidrolases capazes de hidrolisar as ligações B-1,4-D glucanas da celulose. Os principais produtos são glicose, celobiose e celooligossacarídeos. Há 44 famílias de celulasas capazes de degradar a parede celular: endoglucanases, exoglucanases e hemicelulasas, por exemplo. (NCBI, 2021). Vários microrganismos podem ser utilizados na produção das celulasas, sendo os mais utilizados industrialmente os fungos *Trichoderma reesei*. Os fungos são alterados geneticamente para melhorar a produtividade e a atividade enzimática das celulasas sintetizadas (LORA; VENTURINI, 2012).

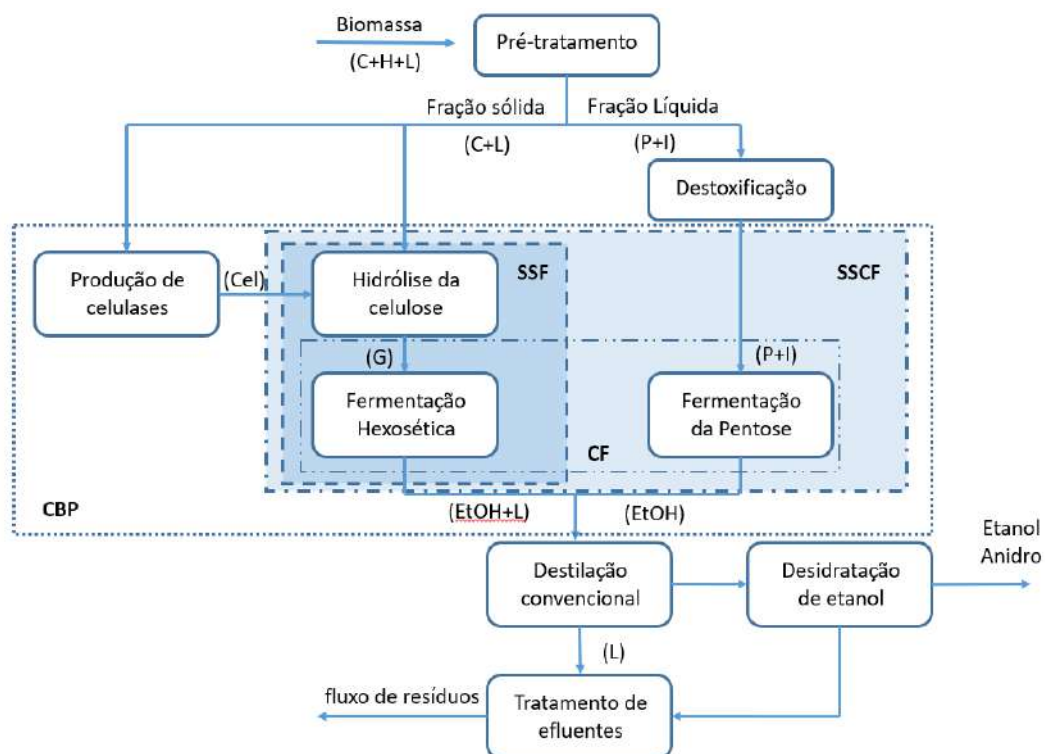
Há cinco principais configurações advindas das possibilidades de integração de reatores, que estão sumarizados por Cardona e Sanchez (2007):

- SHF: fermentação e hidrólise separadas, conduzidas em reatores distintos;
- CF: co-fermentação de pentoses e hexoses, conduzidas no mesmo reator;
- SSF: sacarificação e fermentação simultâneas, leveduras junto com as enzimas, com a conversão contínua de celulose em glicose em etanol;
- SSCF: sacarificação e co-fermentação simultânea, semelhante ao SSF, porém juntamente com a hidrólise da celulose e a fermentação da glicose (hexose), há a simultânea co-fermentação das pentoses;

- CBP: bioprocessamento consolidado, a etapa de produção da celulase pelo microrganismo é conduzida no mesmo reator em que há a hidrólise da celulose e a fermentação das pentoses e hexoses.

A Figura 16 apresenta as configurações de hidrólise, fermentação e produção de enzimas possíveis.

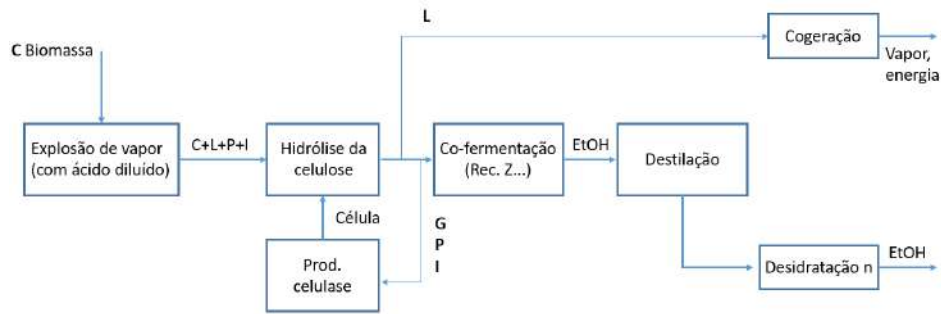
Figura 16: Esquema representativo das configurações possíveis de hidrólise e fermentação



Fonte: Cardona e Sanchez (2007)

Alguns autores (LORA; VENTURINI, 2012; VASIC, 2021) afirmam que o SSF é a configuração mais eficiente, por apresentar maiores taxas, produções e concentrações de bioetanol em comparação com o SHF e maiores taxas de hidrólise, menor carga de enzimas, menores tempos de reação e menores volumes de reator (VASIC, 2021). Mesmo assim, Cardona e Sanchez (2007) observam que a tecnologia utilizada pela Iogen consiste em um SHF com co-fermentação de pentoses e hexoses pela levedura *Z. mobilis*. A Figura 17, adaptada de Cardona e Sanchez (2007) apresenta a configuração desenvolvida pela Iogen.

Figura 17: Proposta de configuração desenvolvida pela Iogen



Fonte: Cardona e Sanchez (2007)

Os principais desafios associados à hidrólise enzimática são: 1) baixas taxas de conversão (VISSER *et al.*, 2015); 2) desativação catalítica por inibição enzimática causada por subprodutos oriundos do pré-tratamento (BUSSAMRA *et al.*, 2020); e 3) custo elevado das enzimas (VISSER *et al.*, 2015).

2.7.2.4 Destoxificação

Ao longo dos processos de pré-tratamento e durante a própria hidrólise pode-se verificar a formação de substâncias que agem como inibidoras da fermentação. A quantidade desses componentes nos hidrolisados depende da matéria-prima, pré-tratamentos, processo de hidrólise e corrente de recirculação do processo (LORA; VENTURINI, 2012). Dentre eles, pode-se citar o ácido acético (produzido quando a estrutura da hemicelulose é degradada), o furfural (coproduto da degradação de açúcares no pré-tratamento), entre outros.

Há vários métodos testados para destoxificação do hidrolisado, buscando aumentar sua fermentabilidade. No entanto, na maioria dos casos os inibidores são apenas parcialmente removidos. O método mais utilizado é o de adsorção em carvão vegetal ativado (LORA; VENTURINI, 2012), que apresenta bons resultados de remoção de inibidores (ARRUDA *et al.*, 2008), é o mais comum (MUSSATO; ROBERTO, 2004) além de ser econômico.

Cardona e Sanchez (2007), não atribuem ao projeto da Iogen nenhuma etapa de destoxificação. Sabe-se que os autores estavam cientes de incluir esse elemento nos *designs* de planta que analisaram, pois em dois dos cinco projetos adicionaram um bloco relativo a essa operação – no modelo proposto por NREL (1999) e Ingram *et al.* (1999), ambos

utilizando pré-tratamento com ácido diluído. Outro modelo que compartilha com o da Iogen o pré-tratamento por explosão de vapor, o da IIT de Delhi, também não consta como possuindo unidade de destoxificação. Há uma possibilidade, portanto, que a necessidade de haver essa operação dependa do processo de pré-tratamento adotado, e no caso a Iogen, não seja necessário.

2.7.2.5 Fermentação

A etapa de fermentação é compartilhada com as rotas de etanol convencionais, porém caso seja desejado fermentar a pentose, seja em co-fermentação ou em separado, há a necessidade de promover uma reação a mais que no E1G. No caso do bagaço de cana-de-açúcar, a pentose majoritária é a xilose, sendo as demais (arabinose e galactose) equivalentes a ~15% da hemicelulose apenas (Tabela 13). As reações globais encontram-se a seguir, e o rendimento máximo teórico é de 0,51 kg de etanol e 0,49 kg de gás carbônico por kg de xilose e glicose (BALAT *et al.*, 2008):



Os métodos de fermentação de hexoses são conhecidos há milênios, desde que se principiou a produção de bebidas alcoólicas. Uma das leveduras mais eficientes para a fermentação da glicose é a *Saccharomyces cerevisiae*. No entanto, esta não pode ser usada para a fermentação de pentoses (BALAT *et al.*, 2008), já que elas não podem metabolizá-los e também devido à falta de transportadores específicos para esse açúcar (NIJLAND e DRIESSEN, 2020).

Como as pentoses representam uma alta porcentagem dos açúcares disponíveis, a habilidade de recuperá-los e fermentá-los é importante para a eficiência e economia do processo (LORA; VENTURINI, 2012). Por isso, foram buscadas espécies de bactérias e leveduras nativas capazes de fermentar C5 e C6, bem como buscou-se desenvolver por meio de engenharia genética outras bactérias e leveduras para que passassem a ser capazes desse objetivo. Outra solução encontrada foi a fermentação com leveduras na presença da enzima xilose isomerase. Como foi notado na seção de hidrólise enzimática, o processo da Iogen realiza co-fermentação de C6 e C5, e o microrganismo de escolha é a *Zymomonas*

mobilis. Essa é uma das bactérias apresentadas por Balat *et al.* (2008) como naturalmente fermentadora de glicose e frutose, engenheirada para fermentar glicose.

Em termos de rendimento total do processo, expresso em etanol produzido em gramas por grama de bagaço, a literatura indica 0,34g/g (GUILHERME *et al.*, 2019), 0,31 g/g (Huang *et al.*, 2015) e 0,32 g/g (YOU *et al.*, 2016), que equivalem a 92,6%,82,3% e 94,33% de rendimento teórico de etanol para configurações SSF dentro dos estudos realizados por esses autores. Esses valores apresentam correspondência com os dados divulgados pela empresa de biotecnologia Genencor, que registra uma produtividade de 424 litros de etanol para cada tonelada de biomassa lignocelulósica em base seca (GENENCOR, 2007) – a partir de uma densidade de 789 kg/m³ para o etanol, pode-se converter 424 litros/t em 0,33 g de etanol/g de biomassa.

3. METODOLOGIA

O objetivo deste capítulo é explicar a metodologia de busca e cálculo de parâmetros que serão utilizados no Capítulo 4. Este capítulo apresenta tanto as fontes das informações quanto a forma de seu tratamento para o projeto que será simulado neste trabalho com a planta da tecnologia Raízen/Iogen, cuja viabilidade econômica busca-se compreender. Será dividido em três grandes temas: investimento, custos e viabilidade financeira/operacional.

No primeiro tema, serão abordados os temas de localização, investimento e capital e fatores de escalonamento, atualização e nacionalização. O segundo tema versará sobre custos variáveis e fixos. O terceiro e último tema tratará de conceitos como: ponto de nivelamento operacional, fluxo de caixa descontado, TMA, TIR, Payback e propostas para análise de sensibilidade.

3.1 Localização

A localização da planta objeto das estimativas deste trabalho é o estado de São Paulo, mais especificamente a mesorregião de Ribeirão Preto que é um polo canavieiro relevante. O estado concentra 53% da produção brasileira de cana-de-açúcar, um total de 342,6 mil toneladas na safra 2020/21 (CONAB, 2021). Por conseguinte, também produz a maior parte do etanol, 47% - 5,0 bi l de anidro e 9,4 bi l de hidratado – na mesma safra (CONAB, 2021). O motivo dessa seleção é que a planta de E2G anunciada pela Raízen será construída anexa ao parque de bioenergia da empresa localizado no município de Guariba/SP (RAÍZEN, 2021), que é localizado na região metropolitana de Ribeirão Preto.

3.2 Investimento

Todo empreendimento precisa de investimentos para se iniciar, crescer e prosperar. Nesse sentido, alguma pessoa financeira, seja pessoa física ou pessoa jurídica, precisou abdicar do gasto financeiro corrente para acumular capital e utilizá-lo com a expectativa de render no futuro mais do que o gasto atual geraria de valor. Tal gasto com expectativa de rendimentos futuros é o Investimento de Capital, ou comumente chamado só de investimento.

O investimento total pode ser dividido em três partes: Investimento Fixo Direto, Investimento Fixo Indireto e Capital de Giro. O investimento fixo direto se refere a todo aquele que se destina as atividades operacionais da planta em que ativamente há a transformação da matéria-prima em produto, como os equipamentos, tubulações etc. O investimento fixo indireto é todo aquele que se faz em torno da operação fim da planta, como custos de supervisão, administração, engenharia etc. O capital de Giro é toda aquela parte do caixa em se destina a manter as operações da planta ocorrendo de forma fluida e ininterrupta (PETERS, TIMMERHAUS, WEST; 2003).

3.2.1 Investimentos Fixos Diretos

Os investimentos fixos diretos são todos aqueles que se referem a produção direta do produto-alvo ou das adjacências da rota principal. Pode ser dividida em ISBL (*inside battery limits*) e OSBL (*outside battery limits*), segundo Towler e Sinnot (2008).

O ISBL é referente ao custo de construção do núcleo da linha direta de produção da planta, sem levar em consideração outros equipamentos acessórios e fisicamente próximos ao processo como trocadores de calor para integração energética, correntes de refluxo e instalação de escritórios e laboratórios. Esses são conhecidos como OSBL, pois são investimentos necessários ao processo diretamente, porém estão nas adjacências da rota principal. (TOWLER e SINNOT, 2008)

As estimativas de investimento ISBL podem ser obtidas através da consulta direta com fornecedores, equipamento por equipamento, ou também verificada em bases de dados de *softwares* de simulação. Para os valores de ISBL deste estudo será utilizado uma adaptação de relatório técnico do NREL (2011). Embora haja na literatura análises técnico-econômicas de projetos de etanol de segunda geração mais semelhantes ao objeto deste estudo (GUBICZA *et al.*, 2016), o estudo do NREL é de detalhamento muito maior e uma análise mais criteriosa.

As principais diferenças entre o modelo apresentado e o objeto deste trabalho que impactam nas estimativas de ISBL são:

- o método de pré-tratamento: ácido diluído ao invés de explosão de vapor com ácido diluído;
- produção interna de enzimas ao invés de aquisição de enzimas.

Além dessas diferenças, as estimativas de investimentos são feitas para uma planta *stand-alone*, ou seja, não leva em consideração possíveis sinergias com um parque bioenergético já existente, especialmente em termos de destilação e desidratação de etanol, cogeração, integração energética e tratamento de rejeitos. No entanto, as sinergias – tanto de despesas de capital quanto despesas operacionais – não serão consideradas na estimativa base de investimento, mas serão analisadas na forma de estudo de sensibilidade.

Outra diferença bastante relevante no projeto é o uso de palha de milho ao invés de bagaço de cana-de-açúcar. Embora isso certamente tenha impacto nas variáveis de processo, há de se notar que a composição química das duas matérias-primas é bastante semelhante (ver Tabela 13) e o rendimento de etanol 2G a partir dos dois materiais lignocelulósicos na hidrólise enzimática é próximo: 424 L/t para o bagaço e 428 L/t para a palha de milho (GENENCOR, 2007). Além disso, há precedente na literatura de estudos (GUBICZA *et al.*, 2016) que estimam a viabilidade técnico-econômica de uma planta de E2G partindo do bagaço de cana utilizando-se do mesmo estudo do NREL baseado em palha de milho.

Para aproximar o estudo do NREL do objeto proposto por este trabalho, serão considerados os investimentos industriais (ISBL + OSBL) decrescidos da planta interna de produção de enzimas. O método diferente de pré-tratamento será mantido, levando a uma fonte de diferença do modelo para a realidade. No entanto, como haverá análises de sensibilidade variando, dentre outras métricas, as despesas de capital e as despesas operacionais, este estudo permitirá a avaliação de cenários em torno do cenário-base. Um método diferente de pré-tratamento afetaria principalmente o investimento fixo, custos de produção e rendimento enzimático.

3.2.2 Investimentos Fixos Indiretos e Capital de Giro

Os investimentos fixos indiretos são aqueles relacionados ao projeto, mas não necessariamente na planta em si. Dentro destes constam os custos de engenharia e supervisão, custos legais, despesas de construção, custos de tecnologia, taxas pagas às empreiteiras e contingências (PETERS, TIMMERHAUS, WEST; 2003).

Chauvel e Lefebvre (1989) propõem um método para integrar todos os componentes abordados anteriormente, disposto na Tabela 14.

Tabela 14: Componentes do Investimento total

Componente	Relação
ISBL	I_1
OSBL	I_2
Total das unidades industriais	$I_1 + I_2$
Engenharia	$I_3 = 0,12 * (I_1 + I_2)$
Contingência	I_4
Custos de tecnologia	$I_5 = 0,1 * (I_1 + I_2)$
Investimento na fábrica	$I_f = I_1 + I_2 + I_3 + I_4 + I_5$
Carga inicial	I_6
Custos de partida	I_7
Investimento fixo	$IF = I_5 + I_6 + I_7$
Capital de giro	$CG = 0,05 * IF$

Fonte: Elaboração própria, a partir de Chauvel e Lefevbre

Os investimentos industriais, I_1 e I_2 , já são dados diretamente pelo estudo do NREL (2011), modificado segundo a discussão proposta anteriormente. Essa escolha é válida metodologicamente pois o estudo base já inclui gastos com tubulações, trocadores de calor e demais processos adjacentes à rota principal.

Essa parcela corresponde à contratação de um profissional ou empresa para realizar serviços de projeto fora da esfera do processo químico. O relatório técnico do NREL considera uma taxa de 20% dos custos diretos totais ($I_1 + I_2$).

Contingência refere-se a peças de reposição adquiridas para caso de efeito, foram considerados 10% dos custos diretos totais, em linha com o NREL (2011).

Custos de partida e carga inicial, juntamente com não especificados “outros custos”, foram considerados no relatório técnico do NREL como 10% do investimento direto. Esses custos são operacionais, relativos ao uso de químicos, enzimas e outros no processo, portanto calculá-los baseado nos custos operacionais da planta seria mais adequado que um percentual do investimento. Foram considerados um ano de operação para os custos de partida e seis meses de operação para a carga inicial, considerando os custos de químicos – isto é, despesas com materiais excluindo bagaço.

Os custos de tecnologia, associados principalmente a licenciamentos, royalties e manuais de operação não serão considerados para o objetivo deste trabalho, pois busca-se simular um caso em que a empresa é proprietária da tecnologia.

A última parcela dos investimentos se refere ao dinheiro em caixa necessário para manutenção das operações de um projeto, chamado por isso de *capital de giro*. É comumente composto por dinheiro para matéria-prima e suprimentos, estoque, recebíveis,

salários, e contas a pagar. De acordo com o relatório base utilizado, corresponde a 5% dos investimentos fixos. Esse valor encontra-se abaixo dos 15% recomendados por Towler e Sinott (2008), percentual que acarretaria um CG de aproximadamente R\$393 milhões, por volta de sete meses de custos operacionais. O projeto do NREL (2011) considera 30 dias como uma suposição conservadora para o tempo de produção, envio e recebimento, portanto um parâmetro menor que 15% do IF pareceria razoável. O relatório técnico aponta que Garrett (1989) sugere uma fração do custo operacional anual de 10-35%. Dentro desses parâmetros, o capital de giro para o projeto analisado neste trabalho seria de R\$55-R\$193 milhões. Por isso, foi adotado o valor de 5% do IF, próximo do teto desse escopo.

O relatório técnico do NREL (2011) considera ainda duas parcelas de investimento. Despesas *pro-rata*, 10% do I_3 , representando seguro do empreiteiro e ganhos/perdas marginais e despesas de campo, igualmente 10% do I_3 , representando gastos com ferramentas, alimentos e outros consumíveis. Esses valores não foram considerados na estimativa de investimento total deste projeto por não se encaixarem na metodologia proposta.

Outras parcelas levadas em conta no relatório técnico utilizado como base podem ser revistas tendo em vista as sinergias de uma planta integrada. Primeiramente, o custo de aquisição de terra não será necessário. Além disso, os custos com desenvolvimento do local – pavimentação, estacionamento, rede de esgoto, ruas – estimado como 9% do ISBL, seria, ao menos, menor. O valor considerado será metade, ou seja, 4,5% do ISBL.

3.2.3 Fator de escala

O fator de escala se deve principalmente pela relação não linear do crescimento do volume em relação à superfície dos equipamentos. A capacidade de produção aumenta mais rápido que o custo de investimento justamente porque a primeira é função do volume e a segunda função da superfície dos reatores. Assim, existe uma vantagem competitiva em se ter uma planta maior, chamada de economia de escala, que consiste na redução do custo unitário (custo/volume produzido) na planta decorrente do aumento de capacidade. Há, além disso, uma redução no investimento unitário (capital investido/capacidade), que também melhora os retornos econômicos do projeto.

Uma relação empírica comum na literatura (PETER; TIMMERHAUS, WEST; 2003), quando não há informação específica sobre como os custos unitários variam em relação à escala é a “*Six-Tenths Factor*” (em tradução livre, “Fator dos Seis Décimos”). Sua

expressão matemática define a proporção entre o investimento (I) para adquirir dois equipamentos, (1 e 2), como igual à proporção de suas capacidades elevada a uma potência de 0,6, conforme equação (3.1):

$$\frac{I_1}{I_2} = \left(\frac{C_1}{C_2}\right)^{0,6} \quad (3.1)$$

A capacidade estimada para a usina será de 61 milhões de galões de etanol por ano, como no relatório técnico da NREL (2011). Esse valor é equivalente a 230,885 milhões de litros por ano. A dimensão da planta da Raízen é de 82 milhões de litros por ano, que representa aproximadamente 36% da NREL. Neste caso específico, não será possível utilizar a fórmula “*six-tenths*” para ajustar a estimativa de investimento para a dimensão da Raízen, pois ela apresenta uma limitação de domínio de -50% a +50% para evitar erros. Por isso foi mantida a capacidade de projeto da NREL. Isso significa que, em termos qualitativos, o cenário-base deste trabalho, por considerar uma planta maior, deveria apresentar uma viabilidade econômico-financeira maior (menor investimento unitário, isto é, menor investimento para a mesma produção, portanto maior VPL relativo) que o projeto da Raízen, todo o resto sendo constante.

3.2.4 Fator de atualização

Ao se considerar o quanto tempo se passou em relação a um investimento referência é necessário atualizar as estimativas de investimento do projeto, dado que existe uma inflação acumulada em tal período e outras variações de preços de materiais relevantes ao projeto. Esse fator de atualização pode ser calculado com base na variação de índices de custos de construção, como o *Intratec Process Plant Cost Index*, mantido pela consultoria Intratec, ou o *Chemical Engineering Plant Construction Index (CEPCI)*, mantido pela revista *Chemical Engineering*. O relatório utilizado como base data de 2012, porém explicita em seus cálculos que utilizou dólares de 2007. O ajuste neste trabalho utilizará o CEPCI, segundo a equação (3.2), que expressa a razão dos investimentos entre dois anos 1 e 2 como a razão entre os índices CEPCI nesses anos:

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{CEPCI_x}{CEPCI_y} \quad (3.2)$$

Na equação acima, os subscritos x e y são, respectivamente, os anos final e inicial de comparação. Os subscritos 1 e 2 indicam o valor do investimento no ano x e y , respectivamente. O ano considerado de início de construção da planta será 2022, portanto a atualização compreenderá o índice para o ano de 2021 inteiro, atualizando assim o valor de investimento para janeiro/2022. Como a motivação deste estudo é compreender a decisão final de investimento da Raízen, tomada em junho/2021 (Raízen, 2021), para uma construção que deve ter iniciado alguns meses depois, o período de início em janeiro/2022 é adequado, mesmo estando defasado em relação ao tempo presente.

3.2.5 Fator de nacionalização

O local em que se está projetando uma planta também precisa ser considerado já que os custos de instalação, produção, logística, e outros são diferentes em cada país. Em alguns casos é possível se fazer uma análise regional ou até municipal dependendo da granularidade da matriz de custo relativa a cada lugar. Essa segregação é especialmente relevante para países de dimensões continentais como o Brasil e os Estados Unidos. Segundo Towler e Sinnott (2008), esse valor é de 1,14 para a transposição de um projeto dos EUA para o Brasil, que será o local designado para a simulação do investimento, mais especificamente no estado de São Paulo.

3.3 Principais custos operacionais e valores assumidos

3.3.1 Custos de produção

Os custos de produção são todos aqueles referentes aos gastos que o projeto necessita para sua operação, e podem ser dependentes do volume produzido, chamados de custos variáveis, ou independentes do volume produzido, chamados de custos fixos.

3.3.1.1 Custos variáveis

Os custos variáveis são todos aqueles que variam de acordo com o volume de produção em determinado período. Englobam matérias-primas, utilidades e químicos como enzimas e catalisadores.

Os parâmetros que irão determinar seu impacto na estrutura de custos da planta são seu volume consumido por unidade de tempo (coeficiente técnico) e seu custo unitário. Desse modo, um produto pode ter alto custo, como um catalisador, e baixo impacto devido a sua carga de uso baixa. Ao mesmo tempo, um insumo pode ser barato e representar a maior parte dos custos, caso seja a principal matéria-prima do processo. Portanto a estrutura de custos variáveis deve levar em consideração o preço e a quantidade de cada insumo utilizado em um processo. A seguir consta a Tabela 15 com os principais elementos do processo segundo o relatório base do NREL (2011). A principal modificação, conforme discutido em seção anterior, foi a remoção dos custos variáveis associados à produção de enzima, substituído pelo preço de aquisição direta.

Tabela 15: Custos variáveis da planta

Insumo	Unidade	Preço	Fonte
Biomassa (bagaço)	R\$/ton	245,4	Elaboração própria
Ácido Sulfúrico	US\$/ton	23,5	Trademap (2020)
Amônia	US\$/ton	224,2	Trademap (2020)
Milhocina	US\$/ton	68,7	NREL (2012)
Fosfato de diamônio	US\$/ton	1.192,5	NREL (2012)
Sorbitol	US\$/ton	1.361,2	NREL (2012)
Enzima	US\$/gal etanol	0,5	LIU et al (2016)
Soda Cáustica	US\$/ton	160,8	Trademap (2020)
Químicos boiler	US\$/ton	6.036,6	NREL (2012)
Carbonato de cálcio	US\$/ton	145,0	Trademap (2020)
Químicos resfriamento	US\$/ton	3.617,7	NREL (2012)
Água de compensação	R\$/m ³	11,8	SABESP
Disposição cinzas	US\$/ton	38,4	NREL (2012)
Eletricidade	R\$/MWh	267,0	Raízen, São Martinho

Fonte: Elaboração própria

Para uma planta integrada de E1G/E2G, como é o caso que este trabalho deseja aproximar, o custo desembolsado pelo bagaço de cana seria nulo. Seria assim pois se trata de um resíduo da moagem que é separado após a extração do caldo, que é fermentado para a produção de açúcar e etanol de primeira geração. No entanto, esse bagaço normalmente é queimado para cogeração de eletricidade, de modo a abastecer a usina e exportar, se houver excesso, para a rede. Portanto, uma estimativa mais conservadora e realista seria considerar o custo de oportunidade de não estar queimando o bagaço que é utilizado na produção do E2G. Para encontrar esse valor, foram necessárias duas informações.

O primeiro dado foi encontrado em um estudo da Novacana (2020) que encontra um valor de 87,8 kWh/t de cana, sendo 140kg de bagaço por tonelada de cana (base seca) e

aproximadamente 90% do bagaço queimado na cogeração, resultando em uma eficiência de 0,7 MWh/t de bagaço de cana-de-açúcar. Esses dados advêm do cenário denominado “Otimizada I” dentre outros dois cenários simulados com o *software* Delphi. A Tabela 16, com os dados retirados da simulação computacional, foi retirada do estudo da Novacana (2020). A Tabela 16 foi reproduzida do estudo mencionado, sendo apenas o cenário Otimizada I utilizado para os cálculos do presente trabalho, por se adequar melhor ao modelo desenvolvido (queima somente de bagaço, 0% do palhiço queimado).

Tabela 16: Parâmetros operacionais para diferentes configurações de cogeração a partir de bagaço/palha de cana-de-açúcar

Configuração	Otimizada I	Otimizada II	Otimizada III
Pressão do vapor (bar)	90	90	90
Temperatura do vapor (oC)	520	520	520
Consumo de vapor de processo (kg/t de cana)	385	444	455
Demanda elétrica do processo (kWh/t de cana)	12	12	12
Demanda elétrica para acionamento do sistema de extração (kWh/t de cana)	16	16	16
Demanda elétrica total (kWh/t de cana)	28	28	28
Fração do bagaço consumido nas paradas do sistema (%)	10	10	10
Fração do bagaço consumido na cogeração (%)	90	90	90
Fração do total de palhiço consumida (%)	0	25	50
Produção de bioetanol (l/t de cana)	88,3	88,3	88,3
Eletricidade excedente gerada (kWh/t de cana)	87,8	121,3	160,2

Fonte: Novacana (2020)

O segundo dado necessário é o preço de venda da eletricidade cogorada. A fim de conseguir a maior proximidade possível com o cenário que será modelado neste trabalho, o valor foi pesquisado nas demonstrações financeiras de duas companhias de açúcar e etanol listadas na bolsa de valores, Raízen e São Martinho. Identificou-se o valor para o ano acumulado no último exercício disponível e calculou-se a média entre as duas empresas. Para os nove primeiros meses da safra 2021/2022 (isto é, o período de março/2021 a dezembro/2021), a São Martinho vendeu eletricidade a uma média de R\$266,5/MWh (SÃO

MARTINHO, 2022) e a Raízen, R\$267/MWh (RAÍZEN, 2022), resultando em uma média de R\$267/MWh (média simples dos dois valores).

De posse desses dois valores (parâmetros de R\$/MWh e MWh/ton), é possível estimar um custo de oportunidade de não queimar o bagaço de R\$245,4/t (base seca). Nota-se que é necessário levar em consideração não somente a energia excedente da cogeração, mas a usada para abastecer o processo, porque em um dos casos ela gera receita e no outro evita despesa.

Também é interessante notar que o valor do insumo lignocelulósico é inferior à palha de milho segundo a estimativa fornecida pelo relatório-base, de US\$46,80. Com correção monetária calculada a partir da inflação divulgada pelo *Bureau of Labor Statistics* (desde janeiro/2007 a janeiro/2022) e convertendo a real pela taxa de câmbio média de 2021 (BRL/USD 5,39), encontra-se um valor de R\$350/m³. Portanto, o custo da biomassa neste trabalho seria 30% inferior ao valor de referência. No entanto, buscando-se cotações da palha de milho, observa-se que os preços nominais não mudaram muito, mesmo com a inflação do período. Edwards (2020) afirma que o valor do fardo no estado produtor de milho Iowa é vendido como alimento para animais a US\$30-40/fardo e estima que cada fardo possua 0,75 toneladas. Assim, o valor por tonelada seria de US\$40-53/ton, que convertendo para real com a cotação média de 2021 equivaleria a R\$215-286/ton, semelhante ao bagaço de cana. O valor da palha de milho não foi utilizado no cenário-base, foi calculado aqui simplesmente a título de comparação do modelo deste trabalho em comparação com o modelo do NREL (2011).

Para os produtos ácido sulfúrico, soda cáustica, amônia e carbonato de cálcio foi utilizada a base de dados *TradeMap*. Esse *website* agrega dados sobre comércio exterior, dos quais foram utilizados o volume de importação em toneladas e o valor de importação e US\$ para o ano de 2020 (último ano fechado na plataforma) e reajustado com correção monetária a partir da inflação divulgada pelo *Bureau of Labor Statistics* desde janeiro/2021 a janeiro/2022.

Para os produtos milhocina, fosfato diamônico, sorbitol e químicos utilizados no resfriador e no boiler foram utilizados os valores diretos do relatório-base do NREL (2011). Esses valores foram reajustados a partir da inflação divulgada pelo *Bureau of Labor Statistics* desde janeiro/2008 a janeiro/2022. A milhocina entra no processo como nutriente dos microrganismos utilizados na fermentação.

Para a enzima, foi observado um estudo de Liu *et al.* (2016). Nesse artigo, os autores observaram seis casos de utilização de enzimas a custos distintos para a produção

de etanol celulósico. Um dos casos observados é o descrito no relatório técnico do NREL em que este trabalho é baseado. Nesse caso, o custo da enzima (produção interna) é de 34 centavos de dólar para cada galão de etanol produzido. No caso de aquisição, em que a enzima adquirida é da Novozymes, o preço sobe para 50 centavos de dólar por galão de etanol produzido. Essa escolha é interessante pois a Novozymes foi a empresa que desenvolveu a enzima utilizada no processo proprietário da Iogen/Raízen, objeto de interesse deste trabalho.

O custo da água foi obtido a partir das tarifas da SABESP (SABESP, 2022), companhia de distribuição do Estado de São Paulo, para clientes industriais com uso superior a 50 m³/mês. O valor da eletricidade foi explicado no parágrafo anterior em que se discutiu o custo de oportunidade do bagaço. Nesse projeto, há cogeração de energia a partir dos resíduos de lignina que não podem ser sacrificados. Assim, é independente em termos de energia, e por isso a eletricidade é considerada apenas um subproduto.

3.3.1.2 Custos fixos

Os custos fixos, por sua vez, independem da operação corrente da planta, ocorrendo inclusive quando a produção se encontra interrompida. Alguns exemplos são os custos de mão de obra, depreciação, taxas e seguros.

Os autores Peters, Timmerhaus e West (2003) apresentam parâmetros de estimativa de custo fixo para casos em que não se conhece de modo aprofundado as particularidades e um projeto. No caso particular, foram eliminadas as despesas com patentes pelo processo ser proprietário. Dentro dos parâmetros em que há um espectro de escolhas possíveis, foi adotado o mais próximo ao relatório NREL (2011). Em relação às despesas de “Mão-de-obra de operação”, ressalta-se que, embora adotado o patamar mínimo dentre o descrito por Peter, Timmerhaus e West (2003) (10%-20%), este ainda se encontra acima do que pode ser constatado em NREL (2011) – aproximadamente 6,5%. Os valores para manutenção e seguros foram considerados os mesmos do relatório NREL (2011), que se encontram dentro dos parâmetros possíveis estabelecidos na metodologia de Peter, Timmerhaus e West (2003). Para as despesas gerais, foi utilizado um valor de 55% (a metodologia indica 50%-70%), mais próximo do piso da metodologia por conta do valor alto de despesas com pessoal (do qual as despesas gerais dependem) e relação ao estudo técnico do NREL (2011).

A metodologia pode ser vista sumarizada na Tabela 17.

Tabela 17: Custos fixos da planta

Custos Fixos		
Tipo	Itens	Parâmetro
Direto	MOP	10% CTP
	Supervisão e Chefia	10% MOP
	Cargos de Laboratório	10% MOP
	Manutenção	3% ISBL
Indireto	Seguro	0,7% IF
	Gerais	55% (MOP + Manutenção)
Total		

Fonte: Elaboração própria

Um outro custo fixo associado ao projeto é a depreciação. O relatório técnico do NREL (2011) em que as estimativas deste trabalho se baseiam, utiliza o chamado *double declining balance* (DDB), ou *200% declining balance* (200% DB). Nesse caso, a depreciação é dada por:

$$D_t = 2 * FL * VR_{t-1} \quad (3.3)$$

$$VR_t = VR_{t-1} - D_t \quad (3.4)$$

Em que D_t é a depreciação no período t , FL o fator linear de depreciação e VR_t é o valor residual no período t .

No Brasil, a Secretaria da Receita Federal, no artigo 305 do RIR/99 estipula que maquinário e equipamentos industriais têm um prazo de 10 anos para sua depreciação. Isto é, o ativo tem uma vida útil de 10 anos para o órgão tributário. No entanto, a Medida Provisória 2.159-70/2001 confere benefício fiscal de depreciação acelerada nos ativos imobilizados (exceto terra nua) ao produtor agroindustrial, direito que foi referendado recentemente pelo Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (Carf) (CONJUR, 2022). A Raízen parece utilizar-se desse benefício, pois afirmou que o tempo de depreciação das suas plantas E2G é de cinco anos (RAÍZEN, 2022), período que será replicado neste trabalho. Entretanto, não há definição obrigatória do método que deve ser usado nas instruções da Receita. Um dos mais comuns e simples é a depreciação linear (INDUSTRIA HOJE, 2017), calculada conforme equação 3.5:

$$Dt = \frac{(V_N - V_R)}{N} \quad (3.5)$$

Em que D_t é a depreciação no período t , V_N é o valor novo do ativo, V_R é o valor residual do ativo e N é a vida útil do ativo. O projeto da planta seguirá o relatório técnico da NREL (2011) no tempo de vida do projeto, 20 anos. Assim, quando o investimento atingir 5 anos o valor residual mantém-se fixo até o fim do projeto, e, portanto, a depreciação é nula do 6º ao 20º ano de operação da planta.

3.3.2 Despesas operacionais

As despesas operacionais são aquelas responsáveis por manter a atividade da empresa, não relacionadas diretamente com a produção (PETERS, TIMMERHAUS, WEST, 2003). Dentre elas, a título de exemplo, despesas de venda, gerais, administrativas e pesquisa. A Tabela 18 apresenta metodologias premissas e cálculos das despesas operacionais consideradas neste trabalho

Tabela 18: Custos operacionais da planta

Custos Operacionais		
Itens	Parâmetro	R\$/ano
Vendas	2% CTP	8.621.064
Administrativas	2% CTP (20% MOP)	13.087.128
P&D	5% CTP	32.717.820
Total		54.426.012

Fonte: Elaboração própria

Segundo os autores, as despesas de venda podem ir desde 2% do custo total de produção (CTP) para um produto produzido e vendido em larga escala até 20% do CTP para produtos novos e de pequena escala. O caso deste estudo assemelha-se mais ao primeiro, porque embora a tecnologia seja nova, o etanol é molecularmente igual ao de primeira geração, trata-se do mesmo produto.

As despesas administrativas incluem principalmente pagamento de salários, mas também comunicações, aluguéis e demais contas, itens de escritório, *softwares* e outros. Normalmente variam, segundo Peters, Timmerhaus e West (2003) entre 15% e 25% do custo de mão de obra total (MOP). Neste trabalho foi considerado 20% do MOP, o meio das estimativas, que equivale a 2% do CTP – outro parâmetro que os autores dão como referência para as despesas administrativas.

Em relação a despesas com pesquisa e desenvolvimento, os autores afirmam que a faixa histórica para empresas do ramo químico é de 2-5% das receitas, ou 5% do CTP. Para

este trabalho, como trata-se de produto único e relacionado a uma commodity (etanol), foi utilizada a métrica relacionada ao CTP.

3.4 Cálculo do ponto de nivelamento

O ponto de nivelamento (*breakeven point*) se dá quando o custo total de produção se iguala com a receita total (PETERS, TIMMERHAUS, WEST; 2003). Pode ser calculado como percentual de utilização da capacidade da planta, dos custos fixos, dos preços unitários e dos custos variáveis unitários, como pode ser visto na equação 3.8. A construção da fórmula 3.8 inicia igualando-se custo total e receita total, conforme a equação (3.6).

$$RT = CT \quad (3.6)$$

Sendo RT a receita total e CT o custo total. Para descobrir a quantidade necessária para se atingir o ponto de nivelamento (PN), pode-se considerar a receita total como o preço de venda do produto (P) multiplicado pela quantidade produzida (Q), assim como o custo total ser separado em custo fixo (CF) e custo variável (CV), este sendo o produto do custo variável unitário (CV_u) e Q.

$$P * Q = CF + CV_u * Q \quad (3.7)$$

A solução dessa equação na quantidade fabricada dita a quantidade necessária para atingir o ponto de nivelamento.

$$Q = \frac{CF}{(P - CV_u)} \quad (3.8)$$

Com essa quantidade consegue-se calcular o ponto de nivelamento dividindo a quantidade produzida pela capacidade de produção da planta (Cap).

$$PN = Q/Cap \quad (3.9)$$

$$PN = \frac{CF}{Cap(P - CV_u)} \quad (3.10)$$

3.5 Fluxo de caixa descontado (FCD) e valor presente líquido (VPL)

Ao se analisar um projeto é importante ter uma métrica que meça a evolução do capital sendo gerado ou consumido. Para isso se utiliza o fluxo de caixa medido anualmente (ou com outra periodização) quanto de caixa foi gerado ou consumido de forma agregada naquele período.

As entradas utilizadas no cálculo do fluxo de caixa consistem em vendas dos produtos, financiamentos e valor residual dos equipamentos considerando sua depreciação; e suas saídas são outros investimentos correntes de operação, custos, despesas operacionais e financeiras, impostos e outros (OLIVEIRA, 2008). No caso deste trabalho, o fluxo de caixa considerado é o fluxo de caixa para firma – isto é, não considerando remuneração de credores (pagamento de principal e juros) e acionistas (pagamento de dividendos).

O fluxo de caixa descontado é uma ferramenta crucial para avaliação de empresas e para a análise de projetos. Sua principal utilidade é trazer a valor presente as estimativas de fluxo de caixa futuros a partir de uma premissa (a taxa de desconto).

Se for aplicada a cada fluxo de caixa anual a taxa de desconto relativa ao período, obtém-se o *fluxo de caixa descontado*. Somando todas as parcelas obtém-se o *valor presente líquido* do projeto (VPL). O VPL é uma grandeza que indica a viabilidade econômica de um projeto – caso ele seja positivo, o projeto é viável; caso seja negativo, não é.

$$VPL = \sum_{t=0}^N FCD_t = \sum_{t=0}^N \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (3.11)$$

Em que i é a taxa de desconto, t o período referente ao fluxo de caixa. No último fluxo de caixa considera-se que se “acaba” o projeto. A vida útil do projeto, isto é, o período para o qual serão trazidos a valor presente os fluxos de caixa é de 20 anos, segundo o relatório-base do NREL (2011).

Dados um número de anos de vida útil e uma taxa de desconto, o preço de venda que produz fluxos de caixa tais que o VPL se iguala a zero é denominado o preço mínimo de venda, ou PMV. Isso significa que o PMV é o preço a partir do qual o projeto passa a ter viabilidade financeira.

Por conta do interesse em analisar as sensibilidades em relação ao financiamento, o fluxo de caixa para o cálculo do VPL será o fluxo de caixa para firma. Essa métrica

representa o fluxo de caixa operacional menos investimentos. Diferencia do fluxo de caixa para os acionistas, que subtrai também o fluxo de juros e amortização do empréstimo. Sob essa ótica, a taxa de desconto precisa ser o custo médio de capital ponderado, ao invés de somente o custo de capital, geralmente considerado como o custo de capital acrescido de um prêmio de risco, denominado a taxa mínima de atratividade (OLIVEIRA, 2008).

O cálculo do custo médio de capital ponderado consiste em pesar os custos de capital próprio e de dívida através de pesos que representam o quanto cada meio financia do projeto. A fórmula pode ser expressa na equação (3.12) (KOLLER, GOEDHART e WESSELS, 2010).

$$CMPC = \left(\frac{E}{V} * K_e\right) + \left(\frac{D}{V} * K_d * (1 - I_R)\right) \quad (3.12)$$

$$V = D + E \quad (3.13)$$

Onde D é o montante financiado por dívida e E é o montante financiado por capital próprio. K_e e K_d representam o custo de capital e o custo de dívida, respectivamente, e I_R é a alíquota de imposto de renda. O valor para o custo de capital representa a taxa livre de risco acrescido de um prêmio de risco associado às incertezas acerca do retorno do projeto que remunera a tomada de risco do investidor.

Este trabalho não faz projeções de impacto de inflação sobre os preços de venda nem aquisição de matéria-prima. Sendo assim, seria metodologicamente impreciso descontar os fluxos de caixa a partir de uma taxa nominal – deveria ser feito a partir de uma taxa real, isto é, descontada a expectativa de inflação do agente econômico, no caso o investidor (capital) e o financiador (empréstimo). A taxa livre de risco será igual à taxa de juros, ambas equivalentes aos juros em um título de dívida de 20 anos do governo brasileiro ajustado pelo IPCA (Tesouro IPCA 2045). O prêmio de risco considerado foi de 9%, um valor elevado que parte de uma abordagem conservadora e reflete os riscos associados a uma tecnologia ainda por se estabelecer no mercado. O projeto base será financiado 50% via capital próprio e 50% via empréstimo, um cenário intermediário. O projeto base considerou 60% financiamento, 40% capital próprio.

O projeto do NREL (2011) indica uma taxa de desconto de 10% anual, em termos nominais (desconsiderando a inflação). Entretanto, há de se notar que em 2012 a taxa livre de risco nos EUA, isto é, o juro sobre o título do governo americano era inferior a 2%, apontando para um prêmio de risco mais elevado. Segundo os autores, eles seguem a

metodologia proposta em Short *et al.* (1995), que propõem uma taxa de desconto de 10% para tecnologias renováveis.

O preço de venda considerado será o valor do mercado doméstico acrescido de um crédito de carbono internacional. Essa estrutura se justifica com base na planta que se deseja emular, o projeto de etanol de segunda geração da Raízen. Segundo a empresa (RAÍZEN, 2021) a produção da planta que estão construindo já se encontra 91% comercializado através de acordos de exportação de longo prazo. Para a referência doméstica, será utilizado o valor de venda médio do etanol hidratado na usina em São Paulo, segundo o CEPEA – Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada. Esse valor foi de R\$2.965/m³, líquido de ICMS, PIS/COFINS e frete. Segundo o formulário de referência da Raízen, o E2G é vendido a um prêmio aproximado de 70% em relação ao E1G (RAÍZEN, 2022), o que significa um total de R\$5.041/m³. O prêmio indica os incentivos como CBIOS, RINs, RED-II quando o comprador é uma indústria de combustíveis bem como a disposição em pagar-se um preço maior quando o comprador é uma indústria não-carburante – farmacêutica, cosméticos, petroquímica e outras. Segundo a empresa, aproximadamente metade de seu etanol é vendido para indústrias não-carburantes.

Para fins de comparação, o RIN de tipo D-3, referente a bicompostíveis avançados celulósicos foi cotado em 2021 a uma média de US\$2,5/gal. Convertido com o dólar médio de 2021 obtém-se R\$3.560/m³. Esse tipo de incentivo só pode ser redimido se a utilização do etanol for como combustível, ou seja, não vale para fins industriais (não-carburantes). Isto significa que o prêmio de 70%, correspondente a ~R\$2.000/m³ é inferior a uma média de um crédito D-3 por metro cúbico de etanol, o que indica parte da produção não gerando crédito, coerente com um cenário em que boa parcela é vendida para uso não-carburante.

O tempo de construção será considerado de acordo com o relatório-base do NREL (2011), que indica um período de três anos para a finalização do projeto. No primeiro ano despende-se 8% do investimento total em atividades como prospecção, obtenção de licenças, design e outras atividades. No segundo ano despende-se 60% do investimento total na fundação do projeto, tubulações, instalações maiores. No terceiro ano, é executado o restante do investimento, 32%, em completar os investimentos iniciados no ano anterior, pré-comissionamento, comissionamento, início de produção e performance de teste. O capital de giro é adquirido no ano de início da operação da planta e é recuperado no último ano de investimento.

Após o fim dos três anos de construção do projeto, a usina iniciará com taxa de utilização de 80% da capacidade no primeiro ano, subindo para 90% no segundo e 100% do

terceiro em diante. O motivo do percentual final ser 100% é que a Raízen comunicou que já possui contratos de longo-prazo comprometendo 91% da capacidade da planta (RAÍZEN, 2021). Além disso, o modelo base NREL (2011) também considera 100% de taxa de utilização final, em curva mais agressiva que a desse trabalho – 87,5% no primeiro ano de operação e 100% do segundo em diante. Acerca do risco de a planta não operar em 100% durante todo o período, se pode contrapor que está considerado no prêmio de risco do custo de capital. A produção iniciará somente em 2025 (três anos de construção a partir de 2022).

No modelo de Fluxo de Caixa para Firma, parte-se do lucro operacional, em cima do qual calcula-se a incidência de imposto de renda, chegando ao NOPAT³⁶ – lucro operacional após impostos. A ele, subtrai-se a depreciação do período, que fora registrada no DRE como custo sem efeito em caixa. Por fim, subtrai-se o CapEx e capital de giro, chegando no Fluxo de Caixa para Firma, também denominado Fluxo de Caixa Livre. As entradas desse fluxo de caixa são a venda de etanol e de eletricidade como coproduto. As saídas desse fluxo de caixa são os gastos de capital (investimento) nos anos de construção, custos fixos e variáveis, despesas operacionais, e pagamento de impostos e renda.

Em um modelo de Fluxo de Caixa Para Firma Descontado, não se considera os gastos com juros e amortização como saídas de caixa livre, pois o capital de terceiros (financiamento) é considerado como um capital a ser remunerado, por isso se utiliza o CMPC, que pondera os custos de capital próprio e dívida (KOLLER, GODHART e WESSELS, 2010). Ao mesmo tempo, a captação do empréstimo não é considerada como entrada de caixa.

No caso deste presente estudo, o projeto será financiado por 50% capital próprio e 50% empréstimo. A taxa livre de risco e de juros do empréstimo no caso base é de 6,5% real (acrescido do IPCA), equivalente a ao título Tesouro IPCA 2045 do governo brasileiro (TESOURO DIRETO, 2022).

A referência de tributação para empresas no Brasil é de 34% do lucro operacional. Esse valor corresponde a 25% do Imposto de Renda (IR) e 9% da Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL). Nos exercícios em que houver prejuízo operacional reportado, não há cobrança de impostos (Receita Federal, 2015).

Assim, utilizando as Equações 3.12 e 3.13 chega-se em um CMPC de 9,9%.

A Demonstração de Resultados de Exercício (DRE), a Demonstração de Fluxo de Caixa (DFC) e Modelo de Fluxo de Caixa para Firma Descontado serão apresentados, respectivamente, nos Apêndices A, B e C.

³⁶ Em inglês, *Net Operating Profit After Taxes*

3.6 Taxa interna de retorno (TIR)

Para que o projeto seja visto como viável pelos investidores geralmente é necessário que se considere uma métrica chamada *taxa interna de retorno*, definida como a taxa de desconto (i) que zera o VPL. Com uma taxa interna de retorno maior que a TMA o projeto passa a ser considerado viável economicamente; caso contrário, o projeto é inviável.

3.7 Payback descontado

Uma outra ótica mediante a qual pode ser visualizada a viabilidade econômica de um projeto, é o tempo que se demora para recuperar o investimento. Esse tempo é conhecido como *payback*, o tempo em que o somatório dos fluxos de caixa se iguala a 0. Essa forma de *payback* é denominada *payback* simples, pois não leva em consideração o valor do fluxo de caixa no tempo. Isso pode ser levado em consideração utilizando-se o *payback* descontado (OLIVEIRA, 2008). As equações 3.14 e 3.15 representam as fórmulas, respectivamente, para o *payback* simples e *payback* descontado.

$$VPL = \sum_{j=0}^n FC_j = 0 \quad (3.14)$$

$$VPL = \sum_{j=0}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} = 0 \quad (3.15)$$

3.8 Análise de Sensibilidade

Todo estudo feito com base em premissas precisa que elas sejam estressadas em diferentes cenários para se observar a robustez da viabilidade de um projeto. Se esta é muito sensível a uma variável é importante se considerar no modelo a probabilidade de ela

ocorrer em diferentes cenários. A análise de sensibilidade permite verificar a variação de um parâmetro – que pode ser a TIR, o Payback, o Preço Mínimo de Venda (PMV) – quando há variação em condições em relação ao caso base.

Neste trabalho, serão feitos estudos de sensibilidade relativos a:

- a) custos de aquisição de insumos (custos variáveis);
- b) sinergias de integração com uma planta de E1G (custos fixos e despesas operacionais);
- c) sinergias de integração com uma planta de E1G (investimento);
- d) cenários de financiamento (juros de financiamento e razão dívida/capital).

As primeiras duas análises de sensibilidade – a) e b) – serão realizadas em torno do preço mínimo de venda (PMV), pois são variáveis que afetam a rentabilidade operacional do projeto. Já as duas últimas serão realizadas em torno da taxa interna de retorno (TIR), pois são variáveis que afetam principalmente a viabilidade financeira (de capital) do projeto.

4. Discussão dos resultados

O objetivo deste capítulo é aplicar a metodologia discutida no capítulo anterior a uma adaptação do projeto do relatório do NREL (2011), buscando assemelhar-se à tecnologia da Raízen/Iogen. Este capítulo terá três seções principais. A primeira apresentará os resultados para os principais parâmetros de projeto, as despesas de capital (investimento), os custos (variáveis e fixos) e a taxa de desconto. A segunda seção apresentará os resultados das métricas de viabilidade econômica – ponto de nivelamento operacional – e então a financeira – VPL, TIR, Payback e PMV. A terceira e última seção será dedicada às análises de sensibilidade, que serão cinco: duas relativas ao custo, uma em relação ao investimento fixo e duas relativas aos cenários de financiamento.

4.1 Estimativas de Investimento

O cálculo do investimento em unidades industriais (ISBL + OSBL) possui cinco etapas. Primeiro, a identificação do investimento no relatório base (NREL, 2011). Em segundo lugar, a adaptação da planta para aproximá-la do objeto de estudo – isto é, remover a unidade de produção de enzimas. Terceiro, a correção do valor do investimento pelo CEPCI, índice publicado pela revista *Chemical Engineering* que estima a variação nos preços dos bens de capital e materiais. Em quarto lugar, corrige-se pelo fator de nacionalização. Por último converte-se o investimento de dólares americanos para reais brasileiros segundo a taxa de câmbio média do ano de início de construção. Estas etapas estão apresentadas na tabela 19.

Tabela 19: Adaptação, Atualização, Nacionalização e Conversão de Câmbio

Investimento	NREL (2012, US\$)	NREL Adaptada (2012, US\$)	Adaptada (2021, US\$)	Adaptada Brasil (2021, US\$)	Adaptada Brasil (2021, R\$)
ISBL	104.700.000	86.400.000	116.516.571	132.828.891	715.947.725
OSBL	127.300.000	127.300.000	171.673.143	195.707.383	1.054.862.794
Total	232.000.000	213.700.000	288.189.714	328.536.274	1.770.810.518

Fonte: Elaboração própria

Desse procedimento, conclui-se que o investimento total em unidades industriais é de R\$1.771.152.050 para uma usina com capacidade de produzir 233.855 milhões de litros anuais de etanol.

A adaptação realizada no projeto em comparação com o cenário do relatório-base é a remoção da unidade produtora de celulase. A tabela 20 registra a quebra do investimento (ISBL + OSBL) em unidades industriais nas principais seções da usina.

Tabela 20: Seções como % do ISBL + OSBL

Seções	Base	Adaptado
Pré-tratamento/Condicionamento	14%	15%
Hidrólise Enzimática e Fermentação	13%	15%
Produção Celulase	8%	0%
Recuperação de Produtos, Sólidos e Água	10%	10%
Tratamento de Efluentes	21%	23%
Armazenamento de Produto e Químicos	2%	2%
Combustão, Boiler e Turbogenerador	28%	31%
Utilidades	3%	3%

Fonte: Elaboração própria

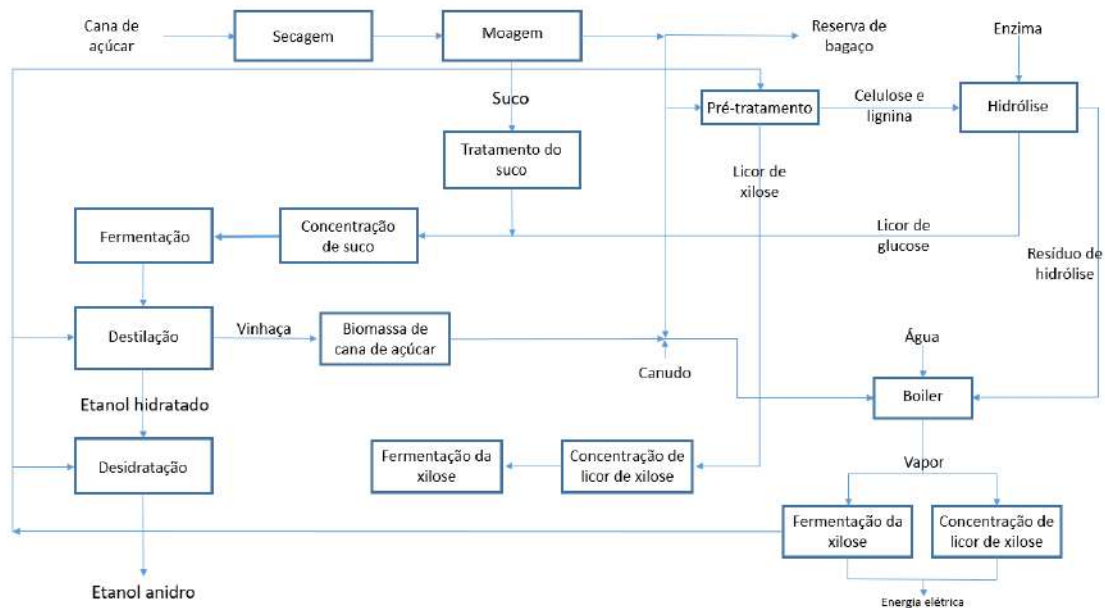
Nota-se que os dois principais componentes de investimento são “Combustão, Boiler e Turbogenerador” e “Tratamento de Efluentes”. Correspondem a aproximadamente metade do investimento total relacionado às unidades industriais. No contexto de uma planta integrada E1G/E2G, ou um anexo de produção de E2G em uma planta E1G já existente, haveria relevantes sinergias nessa área, posto que ambas as rotas normalmente fazem uso da cogeração de eletricidade e vapor. Além disso, as duas rotas também compartilham a etapa de destilação e desidratação (para purificar e concentrar o etanol, como foi explicado no Capítulo 2), contidas sob o nome “Recuperação de Produtos, Sólidos e Águas” o que pode ser outra fonte de sinergias de investimento. Nota-se que para este estudo, não foi considerado compartilhamento dos biorreatores onde ocorre a fermentação dos açúcares.

Ainda no âmbito de um anexo de E2G a uma planta E1G, haveria a possibilidade de continuar a produção durante o período da entressafra. Nesse período de quatro meses, entre o final de dezembro e abril, durante o qual ocorre o plantio da próxima safra e a manutenção dos equipamentos, uma usina fatura aproximadamente apenas 5% da receita anual (VIAN, 2022), devido à ausência de biomassa para moagem. Com possibilidade de produção de etanol 2G, o bagaço pode ser armazenado para processamento durante a entressafra garantindo assim um fluxo de caixa ativo durante esse período.

No contexto de uma biorrefinaria, que é de interesse no estudo de viabilidade da planta da Raízen, poderia haver economias na seção de “Tratamento de Efluentes”, que é a

mais onerosa, pois a vinhaça pode ser reaproveitada na produção de etanol, como a própria Raízen assinala (RAÍZEN, 2022). Carpio *et al.* (2020) em um trabalho sobre otimização de biorrefinarias³⁷, representam em um diagrama uma usina de E1G/E2G/Biogás, em que a visualização dessas sinergias é mais clara, apresentada na Figura 18.

Figura 18: Esquema de uma biorrefinaria



Fonte: Elaboração própria, a partir de Carpio *et al.* (2020)

Essas sinergias serão exploradas neste capítulo na seção de análises de sensibilidade em torno da redução do custo de capital do projeto.

Para obter a despesa de capital total, ao valor final da Tabela 21 deve-se ainda somar outros investimentos diretos sinalizados pelo relatório técnico do NREL (2011) e discutidos no Capítulo 3 e outros custos indiretos, assinalados por Chauvel e Lefevbre (1989) e pelo relatório técnico, igualmente discutidos no capítulo 3.

³⁷ Uma definição comum de biorrefinaria, é: uma instalação que integra processos e equipamentos de conversão de biomassa para produzir combustíveis, produtos químicos e eletricidade a partir de biomassa. (CHERUBINI, 2010)

Tabela 21: Cálculo do Investimento Total

Planta Adaptada - Escalonada - R\$ - Brasil	
Unidades Industriais	1.770.810.518
Armazéns	32.043.965
Desenvolvimento do local	35.858.722
Tubulações adicionais	35.858.722
Custos Diretos Totais	1.874.571.927
Engenharia/Empreiteira	374.914.385
Contingência	187.457.193
Custo de Partida e Carga Inicial	187.457.193
Custos Indiretos Totais	749.828.771
Investimento Fixo	2.624.400.698
Capital de Giro	131.220.035
Investimento de Capital Total	2.755.620.733

Fonte: Elaboração própria

Como é possível ver na Tabela 21, as despesas de engenharia, contingência, custos de partida, carga inicial e capital de giro adicionam um valor significativo ao investimento total do projeto, próximo a R\$1 bilhão. Esses componentes indiretos representam uma parcela de 32% do investimento total. Nota-se que, embora as análises de sensibilidade que serão realizadas neste capítulo nas seções de escalonamento e sinergias de integração sejam somente em torno das unidades industriais (ISBL + OSBL), os custos indiretos são proporcionais e eles, e, portanto, irão crescer/decrescer nessa proporção.

O investimento total é de R\$ 2.755.620.733. Em termos de valor unitário, é de R\$11,8 por litro de etanol (de capacidade anual), olhando pela ótica do produto. Em comparação, o projeto da Raízen, com investimento de aproximadamente R\$1 bilhão e capacidade de 82 milhões de litros por ano (Raízen, 2022), apresenta um investimento unitário de R\$12,2 por litro de etanol. Embora os valores unitários apresentem concordância (modelo 3,5% menor que a estimativa para a Raízen), há que se considerar que as duas plantas comparadas possuem grande diferença de capacidade. Levando em conta os ganhos de escala auferidos em plantas maiores, é provável que o modelo

represente um investimento mais oneroso que o projeto anunciado pela Raízen. Isto é, o investimento unitário é semelhante a despeito da escala maior, que deveria traduzir-se em economias de escala no preço dos equipamentos. Uma explicação que pode ser oferecida para essa diferença são as possíveis sinergias discutidas anteriormente nas possibilidades de integração de uma planta E1G/E2G.

4.2 Estimativas de Custos

A Tabela 22 contém os cálculos de custos variáveis, isto é, aqueles que são consumidos por unidade de etanol produzido. Os custos unitários foram apresentados na Tabela 15, e encontram-se calculados na forma de custos anuais e por metro cúbico de etanol produzido. Juntos, eles compõem o custo variável unitário (CVU), parte do custo do produto vendido (CPV).

Tabela 22: Composição do Custo Variável Unitário

Custos Variáveis			
Insumo	Utilização (kg/h)	R\$/ano	Custo/m³ etanol
Biomassa (base seca)	88.145,0	189.485.659	820,7
Ácido Sulfúrico	1.981,0	2.198.089	9,5
Amônia	1.051,0	11.125.799	48,2
Milhocina	1.158,0	3.756.282	16,3
Fosfato de diamônio	142,0	7.995.389	34,6
Sorbitol	44,0	2.827.922	12,2
Enzima	██████████	164.395.000	712,0
Soda Cáustica	2.252,0	17.098.078	74,1
Químicos Boiler	0,4	112.215	0,5
Carbonato de Cálcio	895,0	6.127.508	26,5
Químicos resfriamento	2,0	341.630	1,5
Água de compensação	147.140,0	15.209.568	65,9
Disposição cinzas	5.725,0	10.380.053	45,0
Total		431.053.192	1.867
Eletricidade (kW)	12.797,0	29.931.159	-129,6

Fonte: Elaboração própria

Para a obtenção do coeficiente todos os componentes, exceto no caso da biomassa, foram utilizados diretamente os valores de kg/h disponibilizados no relatório base NREL (2011), ajustado para toneladas/ano e divididos pela capacidade anual da planta em m³ de etanol por ano. No caso da biomassa, já que a precificação calculada foi dada em torno da biomassa em base seca, foi necessário utilizar um valor diferente do texto do relatório base

(104.200 kg/h, incluindo umidade). A massa da base seca foi calculada utilizando o rendimento do etanol (79 galões por tonelada de biomassa seca) e capacidade anual (61 milhões de galões de etanol por ano), também presentes no relatório NREL (2011). Utilizando os dois dados, encontra-se um valor de 88.145 kg/h de biomassa em base seca, a partir do qual realizaram-se as adaptações descritas para os demais componentes.

Comparando a carga de biomassa em base seca e úmida, pode-se calcular uma umidade implícita de ~15,4%. Segundo a literatura (MATOS e TANNOUS, 2010; SANTOS *et al.*, 2011) a umidade média do bagaço de cana é de 50%, o que resultaria em uma carga total de biomassa de 132.217 kg/h, 26,8% acima da palha de cana do NREL (2011). É razoável que essa maior carga leve a um nível maior de investimento e custos, sobretudo nas áreas (ver Tabela 19) de “Pré-Tratamento/Condicionamento” (devido à massa maior) e “Recuperação de Produtos, Sólidos e Água” (devido ao maior volume de água no processo). À luz dessas considerações, é possível que o modelo no cenário-base esteja subestimando uma parcela do investimento fixo e dos custos de produção.

A Tabela 23 apresenta os custos fixos, que também são computados como CPV (custo do produto vendido).

Tabela 23: Composição do Custo Fixo

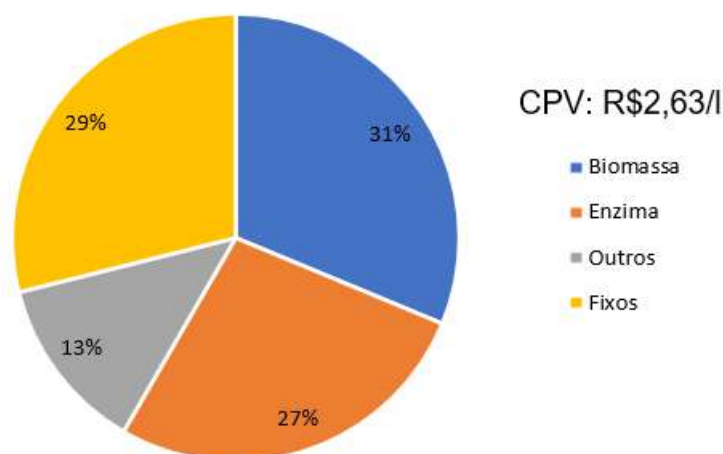
Custos Fixos			
Tipo	Itens	Parâmetro	Valor
Direto	MOP	10% CTP	65.435.640
	Supervisão e Chefia	10% MOP	6.543.564
	Cargos de Laboratório	10% MOP	6.543.564
	Manutenção	3% ISBL	21.478.432
Indireto	Seguro	0,7% IF	18.371.243
	Gerais	55% (MOP + Manutenção)	47.802.740
Total			166.175.183

Fonte: Elaboração própria

Com as duas tabelas anteriores é possível obter a estrutura do custo de produção do etanol pela rota de segunda geração. Observa-se que a maior parcela é referente aos custos fixos. O motivo dessa parcela ser elevada é por conta do investimento fixo que também é elevado, e algumas das parcelas de custo fixo (manutenção, impostos, seguros e despesas indiretas gerais) são proporcionais à despesa de capital na metodologia adotada. Na seção de análise de sensibilidades haverá simulações de sinergias de custos fixos para a integração da planta com uma usina de E1G. Especialmente em mão de obra, há espaço para integração de custos.

A Figura 19 apresenta o custo do produto vendido caixa – que compreende o custo de matéria-prima, demais custos variáveis e custos fixos de operação da planta, com efeito caixa, isto é, excluindo depreciação. Isso significa que a empresa precisa comercializar o seu etanol por um preço superior a R\$ 2,63/l para que tenha lucro bruto.

Figura 19: Composição do CPV Caixa



Fonte: Elaboração própria

Além das despesas que compõem o custo de produção do etanol, há também as despesas operacionais, que compreendem custos de venda, administrativos, entre outros. A Tabela 22 compila esses gastos, também computados para um caso de 100% da capacidade utilizada. Haverá análise de sensibilidade para as sinergias de custo em caso de integração. Dentro do contexto de uma empresa como a Raízen, que já possui equipe ampla de vendas, administrativa e de pesquisa, é razoável supor que o impacto de uma usina adicional nessas despesas seja baixo, e as sinergias, portanto, altas.

A Tabela 24 apresenta a composição dos custos operacionais da planta.

Tabela 24: Composição dos Custos Operacionais

Custos Operacionais			
Itens	Parâmetro	R\$/ano	Custo/m ³ etanol
Vendas	2% CTP	8.621.064	37,3
Administrativas	2% CTP (20% MOP)	13.127.128	56,9
P&D	5% CTP	32.817.820	142,1
Total		54.566.012	236

Fonte: Elaboração própria

Pode-se ver que as despesas operacionais (R\$236/m³), mesmo sem considerar as sinergias além do caso base que serão capazes de reduzi-las, possuem impacto bem menor no custo do processo que o CPV (2.626/m³). Isso é razoável para uma empresa de commodities, que possui pequena necessidade de despesas de vendas, baixo gasto de marketing, por conta da pequena diferenciação de produtos. No caso de uma empresa de serviços, por exemplo, seria razoável uma margem bruta mais confortável, porém um nível de gastos operacionais maior.

4.3 Custo médio ponderado de capital

O custo médio ponderado de capital, que servirá como taxa de desconto do projeto, foi calculado como sendo 9,9%. A Tabela 25 apresenta as etapas do cálculo.

Tabela 25: Composição do Custo Médio de Capital Ponderado

Taxa de Desconto (CMPC)	
Custo de Capital (Ke)	15,5%
Taxa Livre de Risco	6,5%
Prêmio	9,0%
Custo de Dívida (Kd)	4,3%
Taxa de Juros	6,5%
Imposto	34%
<i>Dívida/Capital</i>	<i>50%</i>
CMPC	9,9%

Fonte: Elaboração própria

O VPL do projeto é bastante sensível à taxa de desconto, que representa a remuneração requerida pelo investidor para julgá-lo viável para aportar seu capital. Por isso, uma das análises de sensibilidade que serão desenvolvidas neste capítulo é em torno do custo médio ponderado o capital.

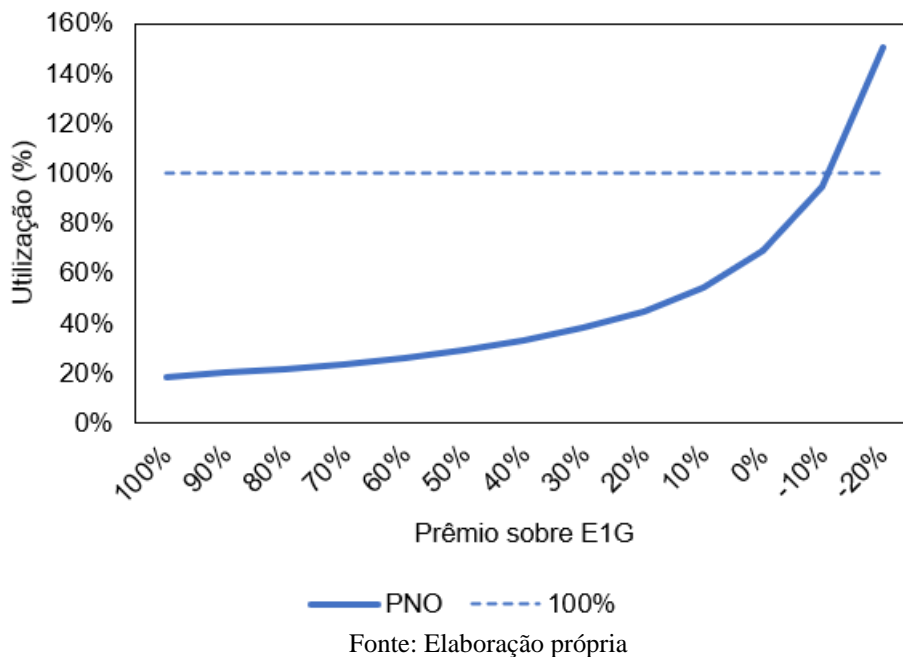
Ressalta-se que essa é uma taxa real, ou seja, acima da inflação de preços. Portanto, embora uma TMA de 9,9% pareça baixa, especialmente para um projeto inovador como esse, não é o caso.

4.4 Ponto de Nivelamento Operacional

O ponto de nivelamento calculado para o projeto estudado, de acordo com a metodologia definida na equação 3.10, e parcelas de custos definidas na Seção 4.2, é de 23,9% de utilização de capacidade. Isso corresponde a uma produção anual de 55,9 milhões de litros e receita de R\$282,0 milhões. Esse percentual demonstra a resiliência operacional do projeto, isto é, a capacidade deste gerar fluxo de caixa para financiar seus próprios custos. Contudo, esse parâmetro sozinho não indica se o projeto é capaz de financiar outras duas parcelas relevantes do custo do projeto: 1) os juros e amortização do financiamento; e 2) a remuneração requerida pelo investidor.

Nota-se, no entanto, que o ponto de nivelamento foi calculado para um cenário base com prêmio de 70% de preço de venda do E2G sobre o E1G. Caso esse prêmio fosse menor, o ponto de nivelamento seria maior. A Figura 20 apresenta a relação entre o PNO (utilização) e o prêmio sobre o E1G. Está evidenciado, portanto, que o projeto é operacionalmente resiliente em todas as faixas de prêmio sobre o E1G. Ou seja, de um ponto de vista operacional o projeto é viável até (PNO=100%) um preço de venda com desconto de 11,5% (R\$ 2.624/m³) sobre a média do preço de venda etanol em 2021.

Figura 20: PNO vs. Prêmio de venda sobre E1G



4.5 VPL

O Valor Presente Líquido, calculado pelo método do Fluxo de Caixa Descontado, para o cenário-base foi de R\$310 milhões. O valor positivo indica que o projeto apresenta condições de remunerar os investidores de acordo com as taxas mínimas de atratividade adotada para o estudo. O modelo de Fluxo de Caixa para Firma Descontado está apresentado no Apêndice C.

4.6 TIR

A Taxa Interna de Retorno do projeto calculada para o cenário-base foi de 11,6%. O valor é superior à premissa de 9,9% calculada de acordo para o Custo Médio Ponderado de Capital, e por isso o valor presente líquido é positivo. As taxas em questão são reais, portanto, descontando expectativas de inflação e supondo preços constantes.

4.7 Payback

O projeto apresenta *payback* descontado de 18,0 anos a partir do início da construção da planta, e 15,0 anos a partir do início de sua operação. O *payback* simples é de 9 anos e 4 meses a partir do início da construção e 6 anos e 4 meses a partir do início da operação. A diferença grande demonstra o impacto da TMA alta (9,9%) no desconto dos fluxos de caixa.

4.8 PMV

O preço mínimo de venda para que o projeto apresente viabilidade financeira no cenário-base é de R\$4.798/m³, isto é, um prêmio de 62% sobre o valor médio praticado no mercado em 2021 para o etanol hidratado (R\$2.965/m³). Portanto, o projeto não seria viável em uma situação que tivesse que competir em preço com o E1G, na atual situação de custo da tecnologia. No entanto, a Raízen reportou, em seu Formulário de Referência (RAÍZEN, 2022), um prêmio de venda médio de 70% sobre o preço do E1G, portanto superior a esse patamar. Logo, o projeto é viável dentro das condições esperadas de prêmio de venda.

4.9 Análises de sensibilidade

Embora o projeto modelado ultrapasse o limiar da viabilidade econômica, verificada pelo VPL positivo, este é baixo em relação ao capital investido (apenas ~11%). Isso significa que o investimento deve ser bastante sensível às variáveis estipuladas no modelo, podendo facilmente levar a um VPL negativo caso haja uma variação desfavorável nas condições, um atraso na construção, mudança em legislações nacionais e internacionais, dentre outras possibilidades. Portanto, para compreender a resiliência do projeto, é interessante produzir análises de sensibilidade.

Primeiro, realizou-se a análise de sensibilidade em torno dos custos variáveis. Isto é, em relação a variações nos custos de aquisição dos insumos químicos e bioquímicos do processo. Em segundo lugar, analisou-se o potencial e viabilidade do investimento em casos de possíveis sinergias de integração com uma planta existente de E1G/biorrefinaria no que tange a: 1) investimento fixo e 2) custos fixos e despesas operacionais. As últimas serão em torno de cenários de financiamento, totalizando quatro seções.

As tabelas de sensibilidade serão em torno de duas variáveis, sempre descritas ao lado de fora da tabela e variando em percentuais relativos ao cenário base. A coloração azul indica cenários mais favoráveis, e a coloração vermelha indica cenários menos favoráveis. Uma borda grossa vermelha englobará a região da tabela em que o cenário analisado apresenta viabilidade— isto é, VPL positivo, TIR maior que o TMA (CMPC), PMV menor que o preço de venda base (R\$ 4.798/m³).

4.9.1 Custos variáveis

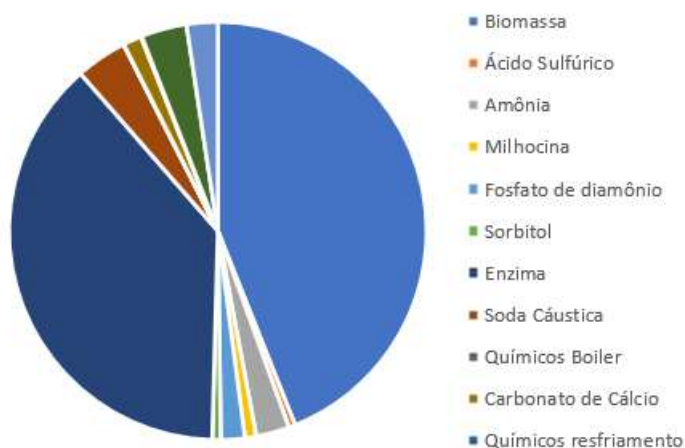
As sensibilidades mais relevantes para definir cenários de viabilidade do projeto, no contexto dos custos variáveis, necessariamente são variações no preço de aquisição dos insumos mais representativos da estrutura de custos do processo. A Tabela 26 apresenta os custos de aquisição dos componentes do custo variável de produção do etanol, e seus coeficientes técnicos. Os coeficientes são proporcionais ao peso no custo do etanol. A figura 21 apresenta a Tabela 26 em formato gráfico.

Tabela 26: Componentes do custo variável unitário e seus coeficientes técnicos

Insumo	Unidade	Coef. Técn (Un/m ³ de EtOH)	R\$/m ³ de etanol
Biomassa	tonelada	3,3E+00	821
Ácido Sulfúrico	tonelada	7,5E-02	10
Amônia	tonelada	4,0E-02	48
Milhocina	tonelada	4,4E-02	16
Fosfato de diamônio	tonelada	5,4E-03	35
Sorbitol	tonelada	1,7E-03	12
Enzima	tonelada	1,9E-02	712
Soda Cáustica	tonelada	8,5E-02	74
Químicos Boiler	tonelada	1,5E-05	0
Carbonato de Cálcio	tonelada	3,4E-02	27
Químicos resfriamento	tonelada	7,6E-05	1
Água de compensação	m ³	5,6E+00	66
Disposição cinzas	tonelada	2,2E-01	45

Fonte: Elaboração própria

Figura 21: Componentes do custo variável



Fonte: Elaboração própria

Como é possível ver na figura 21, dentre os custos variáveis, a biomassa e a enzima representam com larga vantagem as parcelas mais representativas do custo variável, alcançando cerca de 82% do total. Por esse motivo, as sensibilidades relevantes são em torno do custo de aquisição da biomassa e o custo da enzima.

Olhando pela ótica do custo de aquisição do bagaço, há alguns fatores que influenciariam e poderiam levá-lo a ser menor. O preço considerado não é pago pela companhia, mas trata-se de um custo de oportunidade de não estar queimando a biomassa para gerar eletricidade, conforme a metodologia discutida no capítulo 3. Caso a eficiência energética da cogeração seja menor do que o caso base utilizado para o cálculo do preço, o

custo de oportunidade seria menor. Por outro lado, o valor de venda da eletricidade pode ser menor nos próximos anos que o considerado no cálculo (média de 2021) – o preço da eletricidade em 2021 foi elevado por conta do baixo volume de precipitação que trouxe a necessidade do acionamento de termoeletricas e da cobrança da chamada tarifa vermelha. Além disso, o avanço tecnológico de aumento de produtividade – isto é, no rendimento em litros de etanol por tonelada de biomassa – poderia reduzir o custo unitário do processo. Portanto, não é irrealista imaginar que possa haver um desconto no custo (de oportunidade) em relação ao cenário base deste trabalho.

A Tabela 27 apresenta o preço de aquisição do bagaço a determinados descontos percentuais em relação ao cenário-base, e o preço mínimo de venda do etanol para cada cenário. A Figura 22 apresenta visualmente a tabela, com a reta horizontal tracejada representando o preço de venda do etanol no cenário-base – portanto, pontos abaixo da reta tracejada indicam que o projeto apresenta viabilidade financeira, e pontos acima, o contrário.

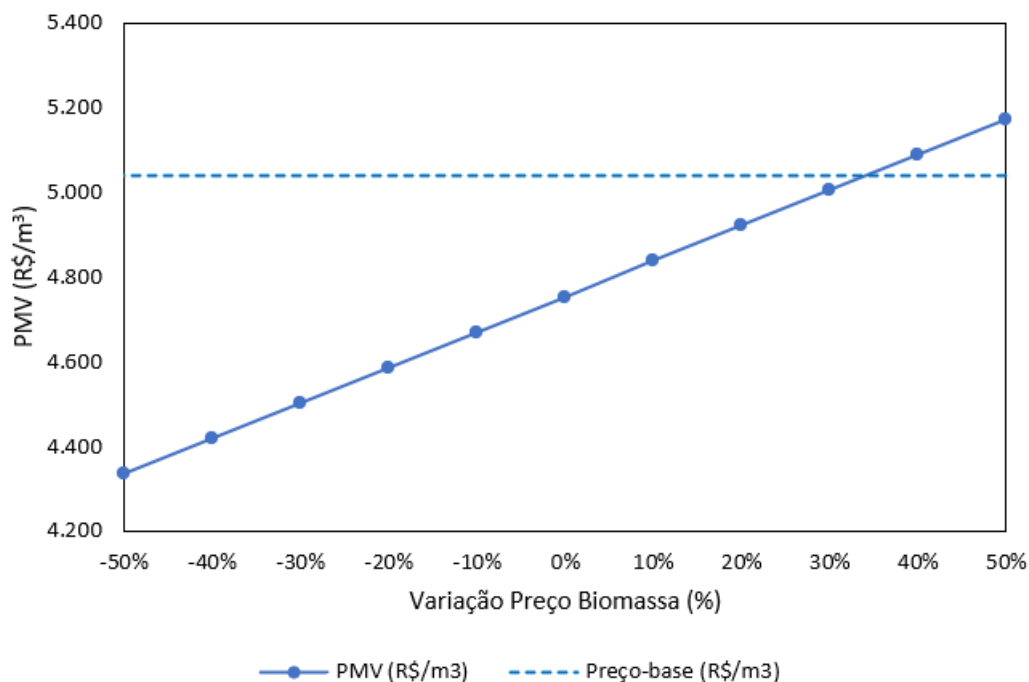
Tabela 27: Sensibilidade do PMV ao preço (custo de oportunidade) do bagaço

Desconto	Bagaço (R\$/t)	PMV (R\$/m3)
50%	368	5.217
40%	344	5.133
30%	319	5.049
20%	294	4.966
10%	270	4.882
0%	245	4.798
-10%	221	4.714
-20%	196	4.631
-30%	172	4.547
-40%	147	4.463
-50%	123	4.379

Fonte: Elaboração própria

Figura 22: Representação gráfica da sensibilidade do PMV ao preço (custo de oportunidade) do bagaço

Fonte: Elaboração própria



A análise de sensibilidade permite constatar que o projeto é resiliente a um aumento de 29% no custo da biomassa até que o preço mínimo de venda se torne equivalente ao cenário-base. Esse patamar de desconto seria equivalente a um preço de venda de eletricidade e R\$344,4/MWh. Para efeito de comparação, tomando como parâmetro a média anual da Raízen e São Martinho (como foi feito na metodologia) para o valor de venda da eletricidade cogenerada (própria) na safra 2021/22 foi de R\$265/MWh e R\$264/MWh. Em relação a esses valores, R\$344,4/MWh equivaleria a um incremento de 29%. Nota-se que esse período, que compreende abril/2021 a março/2022 foi marcado por preços historicamente altos de eletricidade, devido a escassez hídrica nos reservatórios das hidrelétricas brasileiras, é razoável esperar que um aumento dessa magnitude não deva ser provável. Portanto, do ponto de vista do custo da biomassa, o projeto é resiliente.

Olhando pela ótica do custo de aquisição da enzima também há a possibilidade de haver uma redução em relação ao cenário-base. O preço utilizado de US\$ 0,5 por galão (americano) de etanol 2G produzido foi obtido a partir de uma informação divulgada pela Novozymes – empresa que formou parceria com a Raízen para o desenvolvimento da enzima – em 2016. A busca por uma enzima eficaz e de custo acessível para as empresas foi um dos principais gargalos no desenvolvimento comercial da tecnologia E2G e atraiu muita atenção de pesquisadores. Soares (2016) nota, inclusive, que a Novozymes, em

parceria com o NREL e a Genencor, vinha desenvolvendo enzimas mais eficientes. Nesse sentido, o avanço tecnológico permite supor a possibilidade de uma redução de preços – que não foi assumida neste trabalho. Além disso, como a enzima é um insumo importado, a variação da cotação do real frente ao dólar também seria outra fonte de mudança no preço de aquisição da enzima.

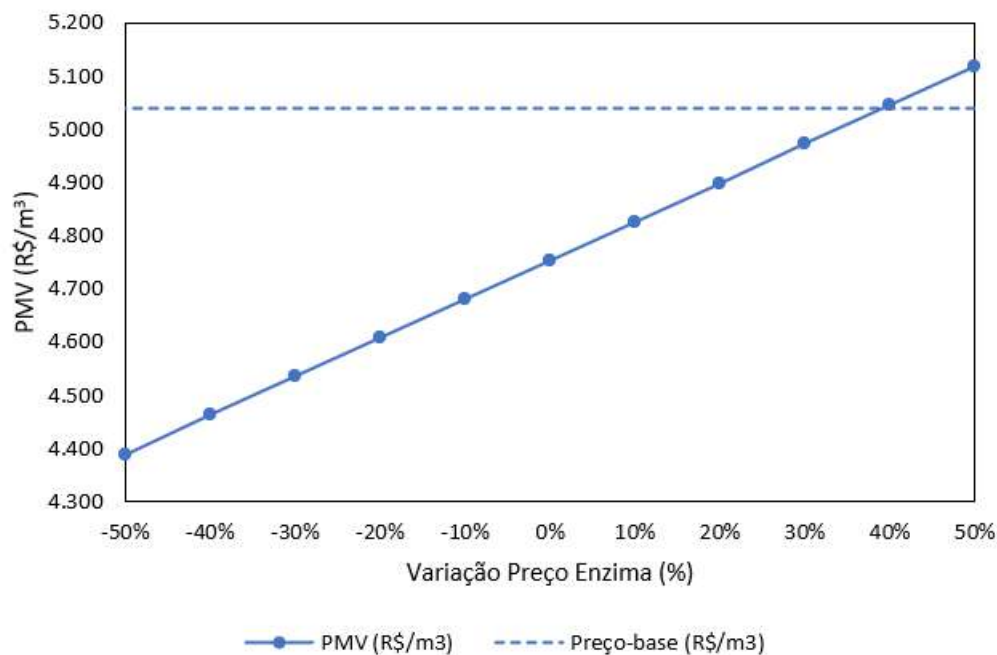
A Tabela 28 apresenta o preço de aquisição da enzima a determinados descontos percentuais em relação ao cenário-base, e o preço mínimo de venda do etanol para cada cenário. A Figura 23 apresenta visualmente a tabela, com a reta horizontal tracejada representando o preço de venda do etanol no cenário-base – portanto, pontos abaixo da reta tracejada indicam que o projeto apresenta viabilidade financeira, e pontos acima, o contrário.

Tabela 28: Sensibilidade do PMV ao custo de aquisição da enzima

Desconto	Enzima (US\$/gal)	PMV (R\$/m3)
50%	0,75	5.162
40%	0,70	5.089
30%	0,65	5.016
20%	0,60	4.944
10%	0,55	4.871
0%	0,50	4.798
-10%	0,45	4.726
-20%	0,40	4.653
-30%	0,35	4.580
-40%	0,30	4.508
-50%	0,25	4.435

Fonte: Elaboração própria

Figura 23: Representação gráfica da sensibilidade do PMV ao custo de aquisição da enzima



Fonte: Elaboração própria

A análise de sensibilidade permite constatar que o projeto é resiliente até um aumento de 33% no preço de aquisição da enzima, ponto em que o preço mínimo de venda passa a equivaler ao preço de venda do etanol no cenário-base. Esse patamar de desconto seria equivalente a um preço do insumo de aproximadamente 66 centavos de dólar por galão de etanol produzido. Considerando que o preço-base de US\$0,5/galão de etanol produzido data de 2016, desprezando potenciais avanços tecnológicos desde então, há possibilidade de já ter ocorrido uma queda nos custos da enzima. Assim, o patamar de US\$0,66/litro de etanol produzido poderia estar mais distante. Como referência, o estudo NREL (2011) trabalha com um valor de US\$0,34/litro de etanol produzido para uma planta com produção de enzimas integrada. A condição da enzima como insumo importado também apresenta fonte de risco em termos de câmbio, frete e certeza do suprimento – fator importante considerando o plano de expansão para 20 plantas E2G até 2030. Trazer a produção da enzima para o Brasil seria um passo relevante na redução de custos e riscos. Considerando os fatores acima, pode-se constatar que o projeto é mais exposto a riscos do ponto de vista da enzima que da biomassa, mas ainda assim resiliente.

No entanto, não é preciso que toda a variação necessária para levar o projeto ao limiar da viabilidade financeira concentre-se em um só insumo. A Tabela 29 de sensibilidade combina o efeito de variações no preço de aquisição da biomassa e da enzima

no PMV. Um aumento superior a 15% nos dois insumos seria capaz de inviabilizar o projeto. Sendo assim, a despeito da confortável viabilidade econômica-operacional, é possível afirmar que o projeto apresenta risco econômico possível de ter VPL negativo da perspectiva do custo dos insumos.

Tabela 29: Sensibilidade do PMV ao custo de aquisição da enzima e biomassa

		Variação Aquisição Biomassa (%)					
		50%	30%	10%	-10%	-30%	-50%
Variação Aquisição Enzima (%)	50%	5.580	5.412	5.245	5.077	4.910	4.743
	30%	5.435	5.267	5.100	4.932	4.765	4.597
	10%	5.289	5.122	4.954	4.787	4.619	4.452
	-10%	5.144	4.977	4.809	4.642	4.474	4.307
	-30%	4.999	4.831	4.664	4.496	4.329	4.161
	-50%	4.853	4.686	4.519	4.351	4.184	4.016

Fonte: Elaboração própria

4.9.2 Sinergias de integração com outras biotecnologias

O objetivo deste trabalho é delinear possibilidades do porquê uma companhia tomou a decisão de investimento de expandir seu parque de produção E2G (tornando-se a primeira a ir além de uma planta comercial). Portanto, é razoável buscar aproximar os parâmetros de investimento o máximo possível da realidade do projeto desenvolvido pela empresa.

A Raízen não desenvolveu seu projeto como uma usina individualizada de E2G, mas no contexto do que denomina parque bioenergético. Esses parques compreenderão E1G, E2G, biogás, *pellets* de biomassa e geração de energia (para uso próprio e venda externa). Nesse contexto, há sinergias que podem ser exploradas. Elas se dividem em dois tipos: de investimento e de despesas. Adicionalmente, há a possibilidade de receitas advindas de outros subprodutos e produtos (por exemplo, *pellets* de lignina, que podem ser usados para geração de energia), que não foram considerados neste estudo e que robusteceriam a viabilidade financeira do projeto.

4.9.2.1 Sinergias de custos fixos e despesas operacionais

No caso dos custos fixos, por exemplo, em mão de obra, seria possível economizar ao alocar eficientemente funcionários entre as unidades de E1G e E2G. Essa alocação faz

ainda mais sentido no contexto de uma integração de investimentos fixos – por exemplo, tanto a rota E1G quanto a E2G utilizando o mesmo boiler, turbogerador, peneiras moleculares entre outros equipamentos que podem ser compartilhados. Os cargos de supervisão e chefia e laboratório, componentes do custo fixo, poderiam ser alocados também para servir às duas rotas. Uma empresa de grande porte como a Raízen possivelmente seria capaz de aproveitar em sua totalidade uma mesma equipe de vendas, administrativa e R&D para todo o parque bioenergético. Assim, elimina-se a necessidade de despesas operacionais extras que uma usina apenas de E2G acarretaria.

O objetivo desta análise de sensibilidade, apresentada nas Tabelas 30 (em torno do PMV) e 31 (em torno da TIR) é compreender como se comportaria o preço mínimo de venda em cenários de corte nos custos fixos e nas despesas operacionais. Para simplificar a análise, ao invés de individualizar as saídas de caixa que podem ser economizadas, a sensibilidade irá aplicar uma redução geral em diferentes percentuais. Como foi discutido, as sinergias são mais fáceis de localizar o campo das despesas operacionais. Por isso, as reduções simuladas de despesas operacionais variam de 0 a 50% (em intervalos de 10 p.p.) para os custos fixos de 0 a 100% (em intervalos de 20 p.p.) para as despesas operacionais.

Tabela 30: Sensibilidade do PMV aos custos fixos e operacionais

		Economia Despesas Fixas (%)					
		0%	-10%	-20%	-30%	-40%	-50%
Economia Despesas Operacionais (%)	0%	4.798	4.711	4.623	4.536	4.448	4.361
	-20%	4.741	4.653	4.566	4.478	4.391	4.303
	-40%	4.684	4.596	4.509	4.421	4.334	4.246
	-60%	4.626	4.539	4.451	4.364	4.276	4.189
	-80%	4.569	4.482	4.394	4.307	4.219	4.132
	-100%	4.512	4.424	4.337	4.249	4.162	4.074

Fonte: Elaboração própria

Tabela 31: Sensibilidade da TIR aos custos fixos e operacionais

		Economia Despesas Fixas (%)					
		0%	-10%	-20%	-30%	-40%	-50%
Economia Despesas Operacionais (%)	0%	11,6%	12,2%	12,7%	13,2%	13,7%	14,1%
	-20%	12,0%	12,5%	13,0%	13,5%	14,0%	14,4%
	-40%	12,4%	12,9%	13,4%	13,8%	14,3%	14,7%
	-60%	12,7%	13,2%	13,7%	14,2%	14,6%	15,1%
	-80%	13,1%	13,5%	14,0%	14,5%	14,9%	15,4%
	-100%	13,4%	13,9%	14,3%	14,8%	15,2%	15,7%

Fonte: Elaboração própria

Semelhante à sensibilidade anterior, a composição de economia nas duas frentes ao mesmo tempo permite que se robusteça a viabilidade econômica do projeto mais facilmente. Por exemplo, uma sinergia que permita a redução de 20% dos custos fixos e 80% das despesas operacionais ou uma sinergia que permita a redução de 30% dos custos fixos e 60% das despesas operacionais seria capaz de levar a TIR para 14%. Sendo assim, a sinergia de redução de custos fixos e operacionais que a Raízen poderia empreender em seus parques bioenergéticos significa que a empresa apresentaria métricas de retorno mais robustas que o cenário-base deste trabalho.

4.9.2.2 Sinergias de investimento

Ao analisar a estrutura do investimento fixo, percebe-se que há uma série de unidades industriais que podem ser compartilhadas com a rota E1G. Isso foi discutido no Capítulo 2 (revisão bibliográfica) quando foram revisadas as rotas 1G e 2G.

Tabela 32: Quebra do investimento em unidades industriais por seção, projeto original NREL

Planta Estudo NREL	Capacidade (m³/ano)	230.885.000
Área	Função	Investimento (US\$)
A200	Pré-tratamento/Condicionamento	32.900.000
A300	Hidrólise Enzimática e Fermentação	31.200.000
A400	Produção Celulase	18.300.000
A500	Recuperação de Produtos, Sólidos e Água	22.300.000
A600	Tratamento de Efluentes	49.400.000
A700	Armazenamento de Produto e Químicos	5.000.000
A800	Combustão, Boiler e Turbogenerador	66.000.000
A900	Utilidades	6.900.000
Total		232.000.000

Fonte: Elaboração própria, adaptado de NREL (2011)

Como é possível ver na Tabela 32, relativa à planta original do projeto descrito no relatório NREL (2011), boa parte dos investimentos apresenta possibilidade de integração com a rota E1G. Além disso, a seção A600 (Tratamento de Efluentes) também apresenta sinergias com uma biorrefinaria com capacidade de produção de biogás, além de diferenças entre os processos a partir de cana e de milho. A vinhaça, principal efluente do etanol de cana-de-açúcar, pode ser utilizado na fertirrigação das operações agrícolas e como insumo para a produção de biogás. O mesmo não ocorre para o etanol de milho, para o qual o relatório-base NREL (2011) foi projetado. Ainda assim, haveria alguma necessidade de sistemas de tratamento, por exemplo, para tratar os componentes tóxicos e inibidores da fermentação liberados no pré-tratamento e na hidrólise.

É relevante ressaltar, que dentro das áreas consideradas para sinergia, não há risco de afetar a capacidade da planta integrada E1G/E2G. Apesar da tecnologia SHF (hidrólise e fermentação separadas) que permitiria integração da etapa fermentação entre os açúcares de caldo (1G) e bagaço/palha (2G), a seção A300 (hidrólise e fermentação) não está dentre as áreas de CapEx compartilhado na sensibilidade. No período da entressafra da cana (dezembro a março), em que não há moagem, a possibilidade de aproveitar o biorreator do etanol convencional para produzir a partir do bagaço/palha armazenados aumentaria a eficiência do uso dos ativos e poderia elevar o retorno do projeto.

A análise de sensibilidade desta seção se dará em torno de sinergias de redução do investimento de capital nas áreas compartilhadas – de 100% a 50% do investimento fixo

original (em intervalos de 10 p.p.) – e sinergias de redução no investimento em tratamentos de efluentes – de 100% a 20% (em intervalos de 20 p.p.). As Tabelas 33 e 34 apresentam a sensibilidade da TIR e do Investimento Total em relação às sinergias.

Tabela 33: Sensibilidade da TIR em torno das sinergias de áreas compartilhadas e do CapEx de efluentes

		CapEx Áreas Compartilhadas como % do cenário-base					
		100%	90%	80%	70%	60%	50%
CapEx Efluentes como % do cenário-base	100%	11,6%	12,4%	13,2%	14,1%	15,0%	15,9%
	80%	12,4%	13,2%	14,1%	14,9%	15,9%	17,0%
	60%	13,2%	14,0%	14,9%	15,9%	16,9%	18,0%
	40%	14,0%	14,9%	15,9%	16,9%	18,0%	19,2%
	20%	14,9%	15,9%	16,9%	18,0%	19,2%	20,6%
	0%	15,8%	16,9%	18,0%	19,2%	20,6%	22,1%

Fonte: Elaboração própria, adaptado de NREL (2011)

Tabela 34: Sensibilidade do CapEx em torno das sinergias de áreas compartilhadas e do CapEx de efluentes

		CapEx Áreas Compartilhadas como % do cenário-base					
		100%	90%	80%	70%	60%	50%
CapEx Efluentes como % do cenário-base	100%	2.756	2.626	2.497	2.368	2.239	2.110
	80%	2.628	2.499	2.370	2.241	2.111	1.982
	60%	2.501	2.372	2.242	2.113	1.984	1.855
	40%	2.373	2.244	2.115	1.986	1.857	1.727
	20%	2.246	2.117	1.988	1.858	1.729	1.600
	0%	2.119	1.989	1.860	1.731	1.602	1.473

Fonte: Elaboração própria, adaptado de NREL (2011)

A análise permite constatar que o projeto é bastante sensível ao investimento fixo, ou seja, pequenas variações nos parâmetros de CapEx possuem grande impacto na viabilidade do projeto. Isso já poderia ser inferido, pois no cenário-base, apesar da simulação apresentar viabilidade operacional bastante confortável o VPL era apenas marginalmente positivo devido ao grande dispêndio de capital nos anos de construção, em que a taxa acumulada de desconto é menor.

De acordo com os cálculos dispostos na Tabela 33, uma redução de 20% na necessidade de investimento fixo nas áreas compartilhadas, acoplado a uma redução de 60% no CapEx de tratamento de efluentes (para uso da vinhaça posteriormente na produção

de biogás) deixa o projeto com uma TIR próxima a 16,0%, confortavelmente acima da TMA do modelo de 9,9%. Nota-se que uma TIR próxima à TMA do cenário-base indica também, por definição, um PMV bastante próximo ao preço de venda médio do cenário-base.

4.9.3 Cenários de financiamento

As sensibilidades relacionadas aos cenários de financiamento ocorrem em torno de dois eixos: taxa de juros e razão dívida/capital. O primeiro expressa o custo de captação do dinheiro de terceiros e o segundo o quanto do projeto é financiado por meio de passivo versus patrimônio líquido. Na metodologia adotada, em que se desconta o fluxo de caixa para firma (FCFF), os cenários de financiamento não impactam na taxa interna de retorno (TIR) ou no preço mínimo de venda (PMV) do projeto. Isso ocorre, pois, esse tipo de fluxo de caixa é anterior à remuneração do acionista e anterior à remuneração do credor (juros e amortização do financiamento). Portanto, a sensibilidade irá alterar a TMA, e não a TIR, como está disposto na Tabela 35, em que está delineado em vermelho as TMAs inferiores à TMA do cenário-base. Similarmente, é possível calcular a sensibilidade também em torno do VPL, como se pode ver na Tabela 36.

Tabela 35: Sensibilidade da TIR em torno da razão dívida/capital e da taxa de juros real

		Dívida/Capital				
		10%	30%	50%	70%	90%
Taxa de Juros	4,5%	12,4%	10,3%	8,2%	6,1%	4,0%
	5,5%	13,4%	11,2%	9,1%	6,9%	4,7%
	6,5%	14,4%	12,1%	9,9%	7,7%	5,4%
	7,5%	15,3%	13,0%	10,7%	8,4%	6,1%
	8,5%	16,3%	13,9%	11,6%	9,2%	6,8%

Fonte: Elaboração própria

Tabela 36: Sensibilidade do VPL em torno da razão dívida/capital e da taxa de juros real

		Dívida/Capital				
		10%	30%	50%	70%	90%
Taxa de Juros	4,5%	-122	224	680	1.288	2.111
	5,5%	-253	65	485	1.047	1.811
	6,5%	-368	-77	310	830	1.541
	7,5%	-471	-203	154	636	1.296
	8,5%	-563	-317	13	460	1.075

Fonte: Elaboração própria

Como pode ser verificado nas tabelas acima, é possível robustecer o retorno do projeto modificando as estruturas de financiamento. Os dois componentes que tornam o financiamento via capital de terceiros mais vantajoso que o capital próprio podem ser vistos na fórmula 3.12: o prêmio de risco que é cobrado sobre o capital próprio e a taxa de imposto de renda que é abatida da taxa de desconto relativa à dívida, o K_d (Equação 3.12). Por isso, mesmo para cenários com taxa de juros elevada de 16%, o projeto continua viável para razões dívida/capital próximas a 100% - ou seja, projeto financiado quase em sua totalidade por capital de terceiros.

A obtenção de uma taxa de juros nacional mais favorável é um processo mais difícil, visto que esse parâmetro é macroeconômico. No entanto, há iniciativas globais, como a *Climate Bonds Initiative* (CBI), que mobilizam o mercado de crédito global para ajudar a angariar fundos para projetos sustentáveis. De acordo com o Fundo Monetário Internacional (FMI, 2019), apenas na primeira metade de 2019 a emissão de crédito oficialmente certificado como verde pelo CBI superou US\$100 bilhões. Em 2014, o Banco de Investimentos Europeu emitiu seu primeiro *Sterling Climate Awareness Bond*, um montante de 500 milhões de libras esterlinas a uma taxa de juros de 2,25% (Climate Bonds, 2014). Considerando o modelo de vendas focado em exportação, a receita em moeda estrangeira do projeto de E2G reduziria o risco de câmbio associado a um empréstimo externo. Nesse sentido, buscar financiar parte do projeto por meio de crédito estrangeiro seria uma via possível de redução do custo de dívida.

Como foi notado no início deste capítulo, o projeto é viável do ponto de vista operacional e financeiro. Mesmo assim, há diversos riscos associados ao cenário-base, como a incerteza relativa ao preço de venda durante todo o longo período do modelo (20 anos), o custo de aquisição de matérias-primas. Por isso, as análises de sensibilidade

apresentam a sensibilidade do projeto aos custos de aquisição do bagaço e da enzima, verificando que o projeto é resiliente. As sinergias de custos fixos, despesas operacionais e CapEx foram propostas como tentativa de aproximar o modelo da planta sendo construída pela Raízen, e demonstram ser capazes de robustecer a TIR do projeto. Por exemplo, um cenário de sinergias de 40% e 80% nos custos fixos/operacionais e de 30%/50% no CapEx compartilhado e de Tratamento de Efluentes, seria capaz de levar o TIR a 19,7%, comparado a 11,6% no cenário-base. Esse cenário corresponderia a uma integração do projeto E2G a um parque bioenergético com E1G e biogás – que é o projeto sendo executado pela Raízen.

5. Conclusão

O presente estudo teve como objetivo construir uma análise técnico-econômica de uma planta produtora de etanol de segunda geração a partir de bagaço de cana-de-açúcar no Brasil, mais especificamente no estado de São Paulo. O método utilizado foi o fluxo de caixa descontado, que permitiu constatar o valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR), tempo de recuperação do investimento (*payback*) e o preço mínimo de venda (PMV) que torna o projeto viável. Também foram realizadas análises de sensibilidade que permitem compreender os riscos e possibilidades de robustecimento do projeto.

A motivação subjacente ao trabalho foi ocasionada pelos anúncios da Raízen em junho/2021 e maio/2022 em que a empresa anunciou o início da construção de sua segunda, terceira e quarta plantas de E2G. Com isso, a empresa se tornaria a primeira do mundo a operar mais de uma planta de E2G. O domínio dessa tecnologia conjugada com viabilidade financeira tem sido um desafio do setor de biocombustíveis há duas décadas. A análise técnico-econômica foi construída para compreender as possíveis explicações para o sucesso esperado pela empresa nesse projeto: sejam características específicas da Raízen que conferem vantagens competitivas, seja por uma conjuntura global favorável.

O cenário-base considera uma planta com capacidade de 233,89 milhões de litros por ano, baseada no relatório técnico de 2012 do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). O investimento total calculado é de R\$2,76 bilhões, sendo R\$1,77 bilhões nas unidades industriais e o restante em outros investimentos. Dentre as unidades industriais, Combustão, Boiler e Turbogenerador é a seção com maior representatividade, 30,9% do total, seguida por Tratamento de Efluentes, com 23,1%. Ambas as seções são passíveis de sinergia com um parque bioenergético que produza, por exemplo, E1G e biogás, como é o caso da Raízen. O valor unitário do investimento é de R\$11,8/l de etanol produzido, comparado a R\$12,2/l da Raízen. Os valores são similares, porém como o projeto deste trabalho tem 2,82x a capacidade da Raízen, deveria se esperar um valor unitário de investimento menor – devido escalão preço por volume dos equipamentos geralmente diminuir à medida que seus volumes aumentam. Assim, o projeto da Raízen deve contar com algumas de sinergias de investimentos em relação ao cenário-base deste estudo.

O ponto de nivelamento operacional para o projeto foi calculado em 23,9%, equivalente a 55,94 milhões de litros anuais. O patamar é baixo, e evidencia a viabilidade operacional robusta do projeto – a capacidade do preço de venda pagar os custos variáveis e

fixos de produção, bem como os custos operacionais. Ou seja, patamares de utilização acima de 23,9% resultam em lucros operacionais.

No cenário-base, o cálculo de fluxo de caixa descontado resultou em um VPL de R\$310 milhões e uma TIR de 11,6%, acima da TMA de 9,9%. O *payback* do projeto é de 18,0 anos a partir do início da construção. O longo *payback* apesar da robusta viabilidade operacional ocorre por conta do CapEx (investimento de capital) alto e da TMA elevada. O preço mínimo de venda calculado foi de R\$4.798/m³. Esse valor é 62% acima do preço de venda médio do etanol hidratado em 2021 (R\$2.965/m³). Portanto, o projeto seria inviável se o produto tivesse que competir com o E1G diretamente em termos de preço. No entanto, existe um prêmio de venda do E2G em relação ao E1G, que a Raízen reportou ser de 70% para suas operações. Sendo assim, o projeto viável para esse patamar de prêmio.

As análises de sensibilidade permitem constatar que o projeto é de modo semelhante sensível ao custo de aquisição de bagaço e de enzima. Cada 10% de variação no custo do resíduo da cana, resulta em um incremento de R\$84/m³ no PMV. Já em relação à enzima, 10% de variação resulta em um aumento de R\$73/m³. No entanto, devido ao alto patamar de preço de eletricidade usado para calcular o custo potencial do bagaço e os riscos associados à importação da enzima (câmbio, frete, disponibilidade) significam que o projeto apresenta mais risco do ponto de vista da enzima que do bagaço. A disponibilidade de cana própria – e próxima à usina – por parte da Raízen possivelmente representa uma vantagem comparativa em relação a outras empresas produtoras de E2G que não possuem operação agrícola própria, por limitar ao máximo o custo de aquisição do insumo e permitir o aproveitamento de palha que geralmente é deixada como resíduo no campo. Do ponto de vista da enzima, um gargalo a ser enfrentado pela empresa é a ausência de produção nacional desse insumo, que caso houvesse, reduziria os riscos de câmbio e frete.

Além disso, também foram realizadas análises de sensibilidade em torno das sinergias de CapEx e custos que podem ser obtidas integrando o projeto de E2G em um parque bioenergético com outros produtos como E1G e biogás. Pode-se verificar que essas sinergias têm grande capacidade de robustecer o retorno do projeto. Isso representa uma vantagem comparativa considerável para a Raízen frente a empresas com projetos de produção somente de E2G, como a GranBio. Em relação aos custos recorrentes do processo, cada variação de 10% nos custos fixos e despesas operacionais resultam em uma variação de R\$87/m³ e R\$29/m³ no PMV do projeto, respectivamente. A integração de áreas compartilhadas do projeto industrial –Recuperação de Produtos, Sólidos e Água, Combustão, Boiler e Turbogeração, Utilidades, Armazenamento de Produtos e Químicos –

e a seção de Tratamento de Efluentes foram tratadas separadamente porque o segundo grupo terá sua necessidade de investimento reduzido pela integração com produção de biogás, já o primeiro grupo se beneficiará da integração com E1G. Um cenário possível – a redução de 20% do CapEx das áreas compartilhadas e 50% no CapEx de Tratamento de Efluentes – seria capaz de reduzir o Investimento Total do projeto a ~R\$2,2 bilhões e levar a TIR acima de 15%, comparado a uma TIR base de 11,6%.

Por último, as análises de sensibilidade em torno das condições de financiamento – taxa de juros e razão dívida/capital. Embora esses fatores não afetem a viabilidade operacional do projeto, a alteração da TMA é capaz de aumentar o VPL por meio da redução da TMA, e assim robustecer financeiramente o projeto. Na taxa de juros foi considerada a de juros longa (10 anos) do título público brasileiro, porém empresas de grande porte como a Raízen são capazes de obter financiamentos, mesmo nacionais, a taxas menores, além de financiamentos no exterior e ligados a iniciativas sustentáveis, que costumam apresentar taxas de juros bem inferiores às praticadas no Brasil. A título de exemplo, caso os juros reais incidentes sobre o percentual financiado diminuíssem de 6,5% para 4,5%, mantendo a razão dívida/capital, o VPL aumentaria de R\$310 milhões para R\$680 milhões, um aumento significativo.

As análises de sensibilidade permitem verificar que o projeto é resiliente em termos de seus custos de matéria-prima e há diversas maneiras de robustecê-lo. O projeto desenvolvido pela Raízen certamente é mais robusto em termos financeiros do que o proposto neste trabalho devido ao aproveitamento de sinergias de custos e investimentos que podem ser explorados integrando o E2G a outros produtos relacionados ao processamento da cana-de-açúcar. No entanto, em nenhum dos cenários de sensibilidade foi possível verificar uma queda de preço suficiente para tornar o produto competitivo com o E1G. Isso demonstra que, ao menos com as informações disponíveis publicamente, não é possível concluir do estudo que a Raízen possa ter tornado a tecnologia E2G totalmente competitiva em custos – considerando que o E1G e o E2G são estritamente o mesmo produto, apenas diferindo na rota biotecnológica de produção.

A viabilidade do projeto ocorre devido ao grande interesse comercial no E2G – associado ao cumprimento de metas de descarbonização, especialmente na Europa e EUA – que leva o mercado a pagar um prêmio pelo E2G sobre o E1G. No caso da Raízen, a empresa divulga ser, em média, 70% - patamar que leva o preço de venda acima do PMV. Naturalmente, uma fonte de risco para esse empreendimento, no longo prazo, é a flexibilização das metas de descarbonização devido à incapacidade de algumas empresas e

alguns países de cumpri-las, ou devido ao ônus energético e social (maiores custos à população) da adoção dessas políticas. Contudo, a empresa consegue se proteger através de contratos de suprimento de longo prazo com preços combinados – como é o caso das vendas atuais – e de esforços comerciais para vendas em segmentos não carburantes, como o industrial, menos expostos às políticas climáticas. A companhia afirma que atualmente vende metade de seu etanol para o segmento carburante e metade para o não-carburante. Outro fator que dilui o risco para a Raízen é o tamanho da empresa, com suas operações rentáveis de grande porte reduzindo o risco de uma alocação de capital ineficiente frente à totalidade da empresa.

A conjuntura favorável de preços, seja no preço do etanol básico (E1G), seja nos prêmios atraentes do E2G aparentam ser o principal diferencial para que o projeto seja viável financeiramente quando a Raízen anunciou a construção das plantas. Adicionalmente, a integração do E2G ao parque bioenergético é um forte diferencial competitivo da Raízen que certamente incrementa o retorno financeiro e dá suporte à alocação de capital no projeto. O acesso a um fluxo constante de biomassa com controle de qualidade próprio é importante para minimizar o custo do insumo, assim aumentando o retorno e reduzindo riscos associados ao suprimento da matéria-prima. Esse fator também pode ser apresentado como diferencial competitivo da Raízen. Por último, a dimensão e lucratividade da empresa no momento presente (pré expansão do E2G) confere penetração comercial e amplo acesso a financiamentos, diluindo o risco da alocação de capital em um projeto menos arriscado.

Um componente que também não pode ser descartado, mas que foge ao escopo deste trabalho é o domínio técnico-industrial do processo, que a empresa possivelmente adquiriu antes das competidoras.

Algumas limitações do estudo foram identificadas. O principal causador das limitações é o caso base de partida, o estudo do NREL (2011), pois ele apresenta algumas diferenças para o projeto executado pela Raízen. Primeiramente, o método de pré-tratamento, ácido diluído, enquanto o da Raízen é explosão de vapor com ácido diluído. Isso leva a imprecisões no cálculo do CapEx e no rendimento da conversão da biomassa em etanol. Outra diferença é a presença no estudo base de uma unidade integrada de produção de enzimas, ausente no projeto da Raízen. Para endereçar esta diferença, o investimento na unidade foi removido e a aquisição da enzima foi considerado a parte, a preços de mercado (maiores). Mesmo assim, pode ter havido imprecisões no dimensionamento de alguns investimentos, por exemplo utilidades, o que pode ter causado uma sobreavaliação do

CapEx. Além disso, o estudo técnico da NREL (2011) foi feito para palha de milho, não resíduo de cana-de-açúcar. Isso pode levar a imprecisões no rendimento do processo e dimensionamento de algumas unidades industriais como o armazenamento. No entanto, essa diferença é mitigada pela semelhança entre a composição dos açúcares da palha de milho e do bagaço de cana, bem como os rendimentos obtidos em experimentos de laboratório para conversão dos dois substratos em etanol, que também apresentam resultados semelhantes.

Outra limitação é a modelagem da integração do projeto de E2G dentro de um parque bioenergético, que foi realizada de modo rudimentar na seção de análises de sensibilidade. Esse é um dos diferenciais competitivos da Raízen, e para compreendê-lo adequadamente seria necessário modelar de forma mais completa a integração E1G/E2G e a unidade anexa de biogás. Além disso, o projeto não considera a receita advinda dos subprodutos da produção do etanol, que poderiam robustecer a viabilidade do projeto.

Também poderia ser apontada como limitação deste trabalho a estimativa de investimento nas unidades industriais dada a diferença de tempo entre o estudo NREL (2011) e o tempo presente. Ao invés de utilizar a correção pelo fator CEPCI, uma consulta direta com os fornecedores produziria uma estimativa mais acurada. Uma limitação semelhante pode ser apontada para o custo de aquisição da enzima, que foi considerado de U\$0,50 por litro de etanol produzido, baseado em uma divulgação da Novozymes (parceira da Raízen) em 2016. É possível que esse preço tenha variado, o que levaria a uma imprecisão na estimativa dos custos do processo.

Como sugestão para trabalhos futuros, conjecturou-se quatro linhas para aprofundar nas análises deste estudo. Primeiramente, a adaptação do modelo modificando a fonte de biomassa da palha de milho para bagaço/palha de cana-de-açúcar. Como o estudo NREL (2011) foi realizado utilizando o *software* ASPEN Plus, cujos detalhes da modelagem foram fornecidos no apêndice do estudo, seria questão de alterar as propriedades físicas e químicas do *input*. A segunda linha seria modificar o tipo de pré-tratamento no modelo computacional de ácido diluído para explosão com ácido. Já que o objetivo do estudo foi de modelar a planta da Raízen o mais próximo possível da realidade, este seria um passo relevante nessa direção. Em terceiro lugar, modelar não só o projeto de E2G, mas o parque bioenergético como um todo, que é um dos diferenciais competitivos da Raízen. Isso incluiria um estudo mais aprofundado das sinergias E1G/E2G que podem ser auferidas, a inclusão da unidade de produção de biogás a partir da vinhaça e os investimentos para monetizar os subprodutos, como, por exemplo, a produção de *pellets* de lignina. A quarta

linha de aprofundamento seria analisar diferentes configurações, seja variando o pré-tratamento ou o esquema hidrólise-fermentação (SHF, CF, SSF, SSCF) para obter uma compreensão mais ampla da viabilidade econômico-financeira da produção de E2G.

Referências Bibliográficas

ALI MANDEGARI, M.; FARZAD, S.; GORGENS, J.F. **Economic and Environmental Assessment of Cellulosic Ethanol Production Scenarios Annexed to a Typical Sugar Mill.** Bioresource Technology, 2016. Doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.biortech.2016.10.074>

ANP. **Fatores de conversão, densidades e poderes caloríficos inferiores.** 2015. Disponível em: <https://www.anp.gov.br/SITE/acao/download/?id=82253>.

ANP. Resolução ANP N° 758 DE 23 DE NOVEMBRO DE 2018. 2018. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-758-2018-regulamenta-a-certificacao-da-producao-ou-importacao-eficiente-de-biocombustiveis-de-que-trata-o-art-18-da-lei-no-13-576-de-26-de-dezembro-de-2017-e-o-credenciamento-de-firmas-inspetoras-2019-12-05-versao-consolidada?origin=instituicao>. Acesso em: 10 mar. 2022.

ANP. Resolução ANP N° 802 DE 05 DE DEZEMBRO DE 2019. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-802-2019-estabelece-os-procedimentos-para-geracao-de-lastro-necessario-para-emissao-primaria-de-creditos-de-descarbonizacao-de-que-trata-o-art-14-da-lei-no-13-576-de-26-de-dezembro-de-2017-e-altera-a-resolucao-anp-no-758-de-23-de-novembro-de-2018?origin=instituicao&q=802/2019>. Acesso em: 10 mar. 2022.

ANP. **Vendas de derivados de petróleo e biocombustíveis (m³).** 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos/de/vdpb/vendas-combustiveis-m3.xls>. Acesso em: 7 mar. 2022.

ARANTES, D. C. **Bagaço de cana-de-açúcar: análise térmica e energética de biomassa.** Dissertação (Mestrado), Universidade Federal de Uberlândia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, 2014.

BALAT, M.; BALAT, H.; ÖZ, C. **Progress in Bioethanol Processing.** Progress in Energy and Combustion Science, vol. 34, n° 5, p. 573-591, 2008.

Biofuels: The EU is working on the transition towards advanced biofuels made from sustainable feedstock. Comissão Europeia. Disponível em: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/biofuels_en. Acesso em: 7 mar. 2022.

BLANCHARD, R. *et al.* **A review of biofuels in India: challenges and opportunities.** Apresentado em: World Energy Engineering Congress, Orlando, Flórida, USA, 2015. Disponível em: <http://uru.ac.in/uruonlinelibrary/BioFuels/A%20REVIEW%20OF%20BIOFUELS%20IN%20INDIA%20CHALLENGES%20AND%20OPPORTUNITIES.pdf>.

Brasil é o país que mais realiza mistura na gasolina, mostra estudo. Gazeta do Povo, 22 jan. 2018. Disponível em: <https://www.gazetadopovo.com.br/agronegocio/agricultura/agroenergia/brasil-e-o-pais-que-mais-realiza-mistura-na-gasolina-mostra-estudo-2wyib28m1wid84i5hmmklbn4c/>. Acesso em: 4 mar. 2022.

BUSSAMRA, B. *et al.* **Enzymatic Hydrolysis of Sugarcane Bagasse in Aqueous Two-Phase Systems (ATPS): Exploration and Conceptual Process Design.** *Frontiers in Chemistry*, vol. 8, 2020. doi:10.3389/fchem.2020.00587.

CAIONE, G. *et al.* **Produtividade agrícola de cana-de-açúcar submetida a doses de potássio.** Apresentado em: Semana agrônômica da UNESP, 2010. Disponível em: <https://www.feis.unesp.br/Home/Eventos/encivi/ivencivi-2010/produtividade-agricola-de-cana-de-acucar.pdf>.

CÁRDENAS-GUERRA, C. *et al.* **Simulation Study of a Reactive Distillation Process for the Ethanol Production.** *AIDIC*, vol. 69, 2018.

CARPIO, R.; GIORDANO, R.; SECCHI, A. **Optimization of an Integrated First- and Second-Generation Ethanol Production Plant with Focus on Hydrolysis Parameters.** *Computer aided chemical engineering*, vol. 46, p. 241-246, 2019. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-818634-3.50041-2>

CHAUVEL, A.; LEFEVBRE, G. **Petrochemical Processes: synthesis-gas derivatives and major hydrocarbons.** [S.L]: Editions Technip, 1989.

CHERUBINI, F. **The biorefinery concept: Using biomass instead of oil for producing energy and chemicals.** *Energy Conversion and Management*, Noruega, 51, p. 1412-1421. 2010. doi:10.1016/j.enconman.2010.01.015.

CHERUBINI, F. **The biorefinery concept: Using biomass instead of oil for producing energy and chemicals**. Energy Conversion and Management, Noruega, 51, p. 1412-1421. 2010. doi:10.1016/j.enconman.2010.01.015.

CNPE. RESOLUÇÃO Nº 8, DE 18 DE AGOSTO DE 2020. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2020/resolucao_8_cnpe_metas_compulsorias.pdf. Acesso em: 10 mar. 2022.

CONAB. **Boletim da safra de cana-de-açúcar**. 2022. Disponível em: <https://www.conab.gov.br/info-agro/safras/cana/boletim-da-safra-de-cana-de-acucar>. Acesso em: 24 fev. 2022.

Congressional Research Service. **The Renewable Fuel Standard (RFS): An Overview**. 2019. Disponível em: <https://crsreports.congress.gov/product/pdf/R/R43325/40>. Acesso em: 15 mar. 2022.

CORDELLINI, D. **O etanol na estrutura dos biocombustíveis no brasil**. Revista FAE, v.21, n. 1, 2018. Disponível em: <https://revistafae.fae.edu/revistafae/article/view/583>. Acesso em: 20 fev. 2022.

COUPER, A. **On a new chemical theory**. Philosophical Magazine 16, p. 104-116. 1858. Disponível em: <https://web.lemoyne.edu/~giunta/couper/couper.html>.

CRUTZEN, P.J. STOERMER, E.F. **The “Anthropocene”**. Global Change Newsletter, 41, 17. 2000.

DA COSTA, D. **Adubação fosfatada da cana-de-açúcar: disponibilidade de fósforo e formas de aplicação**. Universidade Federal Rural de Pernambuco, 2012. Disponível em: <http://santaines.ufrpe.br/pgs/portal.bak/files/teses/2012/DanielaBatistadaCosta.pdf>.

DE ANDRADE JÚNIOR, A. et al. **Irrigação em cana-de-açúcar**. Embrapa, 2017, v. 2, pt. 4, cap. 3, p. 98-147.

DE ARAUJO GUILHERME, A. *et al.* **Ethanol production from sugarcane bagasse: Use of different fermentation strategies to enhance an environmental-friendly process**. Journal of Environmental Management, Brasil, 234, p. 44-51. 2019. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2018.12.102>.

DE FREITAS, L. A. **Análise Técnico-Econômica de Produção de Etanol por Gaseificação Direta de Biomassa Lignocelulósica**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química – (Monografia), 2021.

DE LUCCA, M. **Análise empírica sobre os determinantes da decisão de produção de açúcar e etanol na agroindústria canavieira paulista**. Fundação Getúlio Vargas, Escola de Economia de São Paulo, 2020.

DE MATOS, R.; TANNOUS, K. **Preparação e Estudos de Caracterização do Bagaço da Cana-de-açúcar**. DTF/FEQ/UNICAMP - Agência Financiadora: Pibic/CNPq, 2010. Disponível em: <https://www.prp.unicamp.br/pibic/congressos/xviiiicongresso/paineis/072313.pdf>.

DE PAULA, B. **Desoneração do IRPJ e CSLL em razão da depreciação de ativos do agronegócio**. CONJUR, 11 abr. 2022. Disponível em: <https://www.conjur.com.br/2022-abr-11/breno-paula-depreciacao-acelerada-ativos-agronegocio>. Acesso em: 7 mar. 2022.

DECRETO N° 9.888, DE 27 DE JUNHO DE 2019. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2019/Decreto/D9888.htm. Acesso em: 10 mar. 2022.

DESANLIS, H. et al. **Funding trends 2021: Climate change mitigation philanthropy**. Climate Works Global intelligence. 2021. Disponível em: [Funding trends 2021: Climate change mitigation philanthropy - ClimateWorks Foundation](https://www.climateworks.org/insights/funding-trends-2021-climate-change-mitigation-philanthropy)

DIAS, M. et al. **Sugarcane processing for ethanol and sugar in Brazil**. Environmental Development, v. 15, p. 35-51, jul. 2015. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.envdev.2015.03.004>.

DOS SANTOS, L. **Potencial de geração de biogás a partir de resíduos agroindustriais de frutas**. Universidade Federal de Pernambuco, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil – (Tese Doutorado), 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Investimentos e custos operacionais de manutenção no setor de biocombustíveis: 2020 – 2030**. 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/renovabio->

[1/Investimentos_Custos_O_e_M_Bios_20202030.pdf#:~:text=Com%20base%20no%20ciclo%20de%20estudos%20que%20embasaram,de%2078%20e%20925%20bilh%C3%B5es%20de%20reais%2C%20respectivamente..](#) Acesso em: 15 mar. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Mudanças Climáticas e Desdobramentos sobre os Estudos de Planejamento Energético: Considerações Iniciais**. 2018. Disponível em: [10-mudancas-climaticas-e-planejamento-energetico.pdf](#) (www.gov.br)

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA). **Renewable Fuel Standard (RFS) Program: RFS Annual Rules**. Federal Register, vol. 86, n°. 242, 2021.

FERREIRA, C. **Frentes parlamentares se unem pela promoção do desenvolvimento sustentável**. Câmara dos Deputados, 28 out. 2021. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/noticias/822027-frentes-parlamentares-se-unem-pela-promocao-do-desenvolvimento-sustentavel/>. Acesso em: 15 fev. 2022.

GENENCOR. **Ahead of the Curve: ACCELLERASE 1000 Enzyme Can Fast-Forward Biomass Process Development and Shorten the time to Commercial Scale**. Out, 2007.

GU, H.; XU, M.; SINGH, S. **Exclusive: China suspends national rollout of ethanol mandate – sorces**. REUTERS, China, 8 jan. 2020. Disponível em: <https://www.reuters.com/article/us-china-ethanol-policy-exclusive-idUSKBN1Z71R8>. Acesso em: 18 mar. 2022.

GUBICZA, K *et al.* Ingram. **Techno-economic analysis of ethanol production from sugarcane bagasse using a Liquefaction plus Simultaneous Saccharification and co-Fermentation process**. Bioresource Technology, Volume 208, 2016, Pages 42-48, ISSN 0960-8524, <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2016.01.093>.

GUBICZA, Krisztina *et al.* **Techno-economic analysis of ethanol production from sugarcane bagasse using a Liquefaction plus Simultaneous Saccharification and co-Fermentation process**. *Bioresource technology* vol. 208 (2016): 42-48. doi:10.1016/j.biortech.2016.01.093.

HAMELINCK, C.; HOOIJDONK, G.; FAAJ, A. **Ethanol from Lignocellulosic Biomass: Techno-economic Performance in Short-Middle-and Long-Term.** *Biomass & Bioenergy*, vol. 28, n. 4, p. 384-410, 2005.

HIDZIR, N. *et al.* **Ethanol Production via Direct Hydration of Ethylene: A review.** International Conference on Global Sustainability and Chemical Engineering (ICGSE), 2014. Disponível em: https://www.researchgate.net/profile/Ayub-Md-Som-2/publication/277957681_Ethanol_Production_via_Direct_Hydration_of_Ethylene_A_review/links/5577b9da08aeacff20004eca/Ethanol-Production-via-Direct-Hydration-of-Ethylene-A-review.pdf.

How We Respond: Community Responses to Climate Change. American Association for the Advancement of Science, 2019. Disponível em: [AAAS-How-We-Respond-Report_web-150ppi.pdf](#). Acesso em: 23 fev. 2022.

HUANG, Y. *et al.* **Efficient enzymatic hydrolysis and simultaneous sac-charification and fermentation of sugarcane bagasse pulp for ethanol production by cellulase from *Penicillium oxalicum* EU2106 and thermotolerant *Saccharomyces cerevisiae* ZM1-5.** *Biomass Bioenergy*, China, 77, p. 53–63. 2015. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe>.

HUMBIRD, D. *et al.* **Process Design and Economics for Biochemical Conversion of Lignocellulosic Biomass to Ethanol: Dilute-Acid Pretreatment and Enzymatic Hydrolysis of Corn Stover.** National Renewable Energy Laboratory, 2011. Disponível em: <https://www.osti.gov/biblio/1013269-process-design-economics-biochemical-conversion-lignocellulosic-biomass-ethanol-dilute-acid-pretreatment-enzymatic-hydrolysis-corn-stover>. Acesso em: 10 mar. 2022.

HUMBIRD, D. *et al.* **Process Design and Economics for Biochemical Conversion of Lignocellulosic Biomass to Ethanol: Dilute-Acid Pretreatment and Enzymatic Hydrolysis of Corn Stover.** National Renewable Energy Laboratory, 2011. Disponível em: <https://www.osti.gov/biblio/1013269-process-design-economics-biochemical-conversion-lignocellulosic-biomass-ethanol-dilute-acid-pretreatment-enzymatic-hydrolysis-corn-stover>. Acesso em: 10 mar. 2022.

IHS (anexo)

Indicador Semanal do Etanol Hidratado Combustível CEPEA/ESALQ – São Paulo. CEPEA, ESALQ, USP, São Paulo. Disponível em: <https://www.cepea.esalq.usp.br/br/indicador/etanol.aspx>. Acesso em: 23 mar. 2022.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). **Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Summary for Policymakers.** 2021. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>.

INTERNATIONAL MONETARY FUND. **Finance & Development, International Monetary Fund, Beschloss, Afsaneh, Mashayekhi, Mina. A greener future for finance.** 2019. Disponível em: <https://www.imf.org/en/Publications/fandd/issues/2019/12/green-bonds-offer-lessons-for-W>. Ace

JÚNIOR, R.; AGUDO, R. **Análise da viabilidade do aproveitamento da palha da cana de açúcar para cogeração de energia numa usina sucroalcooleira.** Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2009. Disponível em: <https://acervodigital.unesp.br/handle/11449/88868?mode=simple>.

KOLLER, T., GOEDHART, M., WESSELS, D. Valuation: Measuring and the Value of Companies, 7. Ed. John Wiley & Sons, 2020.

KUIJK, A.; GUO, J.; DONGEN, H. **A theoretical and experimental study of biomass gasification.** *ETA-RenewableEnergies*, 825 – 828, 2004.

LANE, J. **Biofuels Mandates AroundtheWorld 2021.** *The Digest*, 6 jan. 2021. Disponível em: <https://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2021/01/06/the-digests-biofuels-mandates-around-the-world-2021/30/>. Acesso em: 16 mar. 2022.

LEI N° 13.576, DE 26 DE DEZEMBRO DE 2017. Brasília. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2017/Lei/L13576.htm. Acesso em: 7 mar. 2022.

LIU, G.; ZHANG, J.; BAO, J. **Cost evaluation of cellulase enzyme for industrial-scale cellulosic ethanol production based on rigorous Aspen Plus modeling.** *Bioprocess BiosystEng* **39**, 133–140 (2016). <https://doi.org/10.1007/s00449-015-1497-1>.

MALTHUS, T. **An Essay on the Principle of Population**. Electronic Scholarly Publishing Project, 1998. Disponível em: <http://www.esp.org/books/malthus/population/malthus.pdf>.

MILANEZ, A et al. **De promessa a realidade: como o etanol celulósico pode revolucionar a indústria da cana-de-açúcar – uma avaliação do potencial competitivo e sugestões de política pública**. BNDS, setorial 41, p. 237-294, 2015.

Monthly, quarterly, and yearly trade data. Import & export values, volumes, growth rates, market shares, etc. 2022. Trade Map, 2022. Disponível em: <https://www.trademap.org/Index.aspx>. Acesso em: 07 fev. 2022.

MOURA, A.; MEDEIROS, J. **Applying consistente technology for fuell ethanol production**. Proceeding of 26th International Society of Sugar Cane Technologist – ISSCT, África do Sul, p. 1202-1209. 2007.

NASA Ames Research Center. **Environmental Resources Document**. 2015. File: 2015 ARC ERD_FINAL.doc.

NIEUWOUDT, S. **Maize Farmers Lobby to Supply Biofuel Industry**. AdvancedBiofuels USA, 14 mar. 2011. Disponível em: <https://advancedbiofuelsusa.info/maize-farmers-lobby-to-supply-biofuel-industry/#share>. Acesso em: 14 fev. 2022.

NIJLAND, J.; DRIESSEN, A. **Engineering of Pentose Transport in Saccharomyces cerevisiae for Biotechnological Applications**. Front. Bioeng. Biotechnol., 2020. <https://doi.org/10.3389/fbioe.2019.00464>.

NIJLAND, J.; DRIESSEN, Arnold. **Engineering of Pentose Transport in Saccharomyces cerevisiae for Biotechnological Applications**. Front BioengBiotechnol, 29;7:464, 2020. doi: 10.3389/fbioe.2019.00464. NOVACANA DATA. **Acompanhamento quinzenal da safra**. 2022. Disponível em: <https://www.novacana.com/data/dados/>. Acesso em: 4 mar. 2022.

NOVACANA. **A evolução da produtividade da cana-de-açúcar**. 2014. Disponível em: <https://www.novacana.com/estudos/a-evolucao-da-produtividade-da-cana-de-acucar-160813>. Acesso em: 4 mar. 2022.

NOVACANA. **História da legislação sobre o etanol**. 2013. Disponível em: <https://www.novacana.com/etanol/historia-legislacao>. Acesso em: 14 fev. 2022.

NOVACANA. **Jayme Buarque de Hollanda: Uso eficiente do etanol e o mito da paridade**. 2015. Disponível em: <https://www.novacana.com/n/etanol/carros/jayme-buarque-hollanda-uso-eficiente-etanol-mito-paridade-161215>. Acesso em: 20 fev. 2022.

NOVACANA. **Mistura de etanol na gasolina sobe para 27% a partir de 16 de março**. 2015. Disponível em: <https://www.novacana.com/n/etanol/mercado/gasolina/mistura-etanol-gasolina-sobe-27-marco-040315>. Acesso em: 14 fev. 2022.

OFFICIAL JOURNAL OF THE EUROPEAN UNION. **Directive 2003/30/EC of the european parliament and of the council**. 2003. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32003L0030&from=en>. Acesso em: 16 fev. 2022.

Painel Dinâmico da Plataforma CBIO. Ministério de Minas e Energia, Brasil, 19 jan. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-do-renovabio/painel-dinamico-da-cbio>. Acesso em: 7 fev. 2022.

Para revisar:

PETERS, D. et al. **How to advance cellulosic biofuels**. ECOFYS Netherlands B.V. 2015. Disponível em: [Microsoft Word - Ecofys and Passmore Group How to advance cellulosic biofuels. Study into costs, investment options and policy support FINALv2.docx \(theicct.org\)](#)

PETERS, Max S.; Timmerhaus, Klaus D.; West, Ronald E. **Plant Design and Economics for Chemical Engineers**. 5. Ed. [S.L]: McGraw-Hill, 2003.

Peterson, David, Haase, Scott. [Market Assessment of Biomass Gasification and Combustion Technology for Small- and Medium-Scale Applications](#). Technical Report NREL/TP-7A2-46190 July 2009.

PHILLIPS, S.; ADEN, A.; JECHURA, J.; DAYTON, D. **Thermochemical Ethanol via Indirect Gasification and Mixed Alcohol Synthesis of Lignocellulosic Biomass**. NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2007.

PIMENTEL, D; PATZEK, T. W. **Ethanol Production Using Corn, Switchgrass, and Wood; Biodiesel Production Using Soybean and Sunflower**. Natural Resources Research, Vol. 14, No. 1, 2005. DOI: 10.1007/s11053-005-4679-8.

Population, total – EuropeanUnion. The World Bank. Disponível em: <https://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL?locations=EU>. Acesso em: 20 mar. 2022.

PORTARIA N° 412, DE 7 DE NOVEMBRO DE 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2019/portaria-n-412-2019.pdf/view>. Acesso em: 10 mar. 2022.

QUINTELLA, C. O. et al. **Biocombustíveis**. FGV ENERGIA, 2017. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno_biocombustivel_-_baixa.pdf

RAÍZEN. **Comunicado ao Mercado: Construção da 3ª e 4ª plantas de Etanol de Segunda Geração (E2G)**. Disponível em: [f00ad02b-b96c-0ae4-3c72-c43da57a0ac6 \(mziq.com\)](https://mziq.com/f00ad02b-b96c-0ae4-3c72-c43da57a0ac6)

RAÍZEN. **Comunicado ao Mercado: Nova Planta e Contrato para Comercialização de Etanol**. Disponível em: [deed5509-6ae2-31f9-2f4e-51a3e7cbaddf \(mziq.com\)](https://mziq.com/deed5509-6ae2-31f9-2f4e-51a3e7cbaddf)

RAÍZEN. **Formulário de referência**. 2022. Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/c016735f-1711-48ce-919f-a8c701b83c19/2d28d339-4a82-d379-7de0-494612270150?origin=1>. Acesso em: 20 mar. 2022.

RAÍZEN. **Prospecto definitivo da oferta pública de distribuição primária de ações preferenciais de emissão da Raízen**. 2021. Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/c016735f-1711-48ce-919f-a8c701b83c19/37b57678-9dd0-55f8-9255-0e1de152e072?origin=1>.

RAÍZEN. **Resultados 3º Trimestre 2021/2022**. Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/c016735f-1711-48ce-919f-a8c701b83c19/e8d7a732-093a-b8ac-cf78-c42d1904516f?origin=1>

RECEITA FEDERAL. **Contribuição Social sobre o Lucro Líquido CSLL**. 2015. Disponível em: <https://www.gov.br/receitafederal/pt-br/assuntos/orientacao-tributaria/tributos/CSLL>. Acesso em 12 fev 2021.

RECEITA FEDERAL. **IRPJ (Imposto sobre a renda das pessoas jurídicas)**. 2015. Disponível em: <https://www.gov.br/receitafederal/pt-br/assuntos/orientacao-juridica/tributos/IRPJ>. Acesso em: 11 fev 2022.

Referências Bibliográficas

Renewable Energy – Recast to 2030 (RED II). Comissão Europeia. Disponível em: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/welcome-jec-website/reference-regulatory-framework/renewable-energy-recast-2030-red-ii_en. Acesso em: 10 mar. 2022.

Report from the commission to the european parliament and the council: Progress on competitiveness of clean energy Technologies. Comissão Europeia, 2021. Disponível em: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2021-10/progress_on_the_competitiveness_of_clean_energy_technologies.pdf. Acesso em: 15 de mar. 2022.

Report from the commission to the european parliament, the council, the european economic and social committee and the committee of the regions: State of the Energy Union 2021 – Contributing to the European Green Deal and the Union’s recovery. Comissão Europeia, 2021. Disponível em: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2021-10/state_of_the_energy_union_report_2021.pdf. Acesso em: 15 de mar. 2022.

Report from the commission to the european parliament, the council, the european economic and social committee and the committee of the regions: Renewable Energy Progress Report. Comissão Europeia, 2020. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/renewable_energy_progress_report_com_2020_952.pdf. Acesso em: 15 de mar. 2022.

RIN Trades and Price Information. UnitedStatesEnvironmentalProtection Agency. Disponível em: <https://www.epa.gov/fuels-registration-reporting-and-compliance-help/rin-trades-and-price-information>. Acesso em: 23 mar. 2022.

Roadmap for Ethanol Blending in India 2020-2025: Report of the Expert Committee. Ministério de Petróleo e Gás Natural & NITI Aayog, Governo da Índia, 2 jun. 2021. Disponível em: <https://transformingindia.mygov.in/wp-content/uploads/2021/06/Expert-Committee-Report-3rd-June-2021.pdf>. Acesso em: 3 mar. 2022.

ROOZBEHANI, B. et al. **Synthetic ethanol production in the Middle East: A way to make environmentally friendly fuels.** *Chem Technol Fuels Oils* **49**, 115–124, 2013. <https://doi.org/10.1007/s10553-013-0421-0>

S. Phillips, A. Aden, J. Jechura, and D. Dayton. **Thermochemical Ethanol via Indirect Gasification and Mixed Alcohol Synthesis of Lignocellulosic Biomass.** Technical Report NREL/TP-510-41168 April 2007.

Sabesp, Serviços e Tarifas. Disponível em: <https://site.sabesp.com.br/site/interna/Default.aspx?secaoId=183>. Acesso em: 14 mar. 2022.

SABIHA-HANIM, S; ABD HALIM, N. **Sugarcane Bagasse Pretreatment Methods for Ethanol Production.** IntechOpen, cap. 4, p. 63-80, 2018. Disponível em: https://pdfs.semanticscholar.org/7d25/e7c03ed70d354a7ca6067a803a25dbb72a47.pdf?_ga=2.258595274.1139095029.1657771532-162630277.1657771532.

SALVE, A. P. **Métodos de extração e aproveitamento da lignina proveniente de biomassa vegetal.** Universidade Federal de São Carlos, Departamento de Engenharia Química – (Monografia), 2020.

SAMORA, R.; MANO, A. **Brazil's biofuel, farm lobbies push for reversal of blending decision.** REUTERS, São Paulo, 1 dec. 2021. Disponível em: <https://www.reuters.com/markets/commodities/brazils-biofuel-farm-lobbies-push-reversal-blending-decision-2021-12-01/>. Acesso em: 7 fev. 2022.

SANT'ANNA, M. **How green is sugarcane ethanol?** Department of Economics, Yale University, 2015. Disponível em: https://economics.yale.edu/sites/default/files/santanna-how_green_is_sugarcane_ethanol.pdf.

SÃO MARTINHO. Resultados 3º Trimestre, Safra 2021/2022. Disponível em: <https://ri.saomartinho.com.br/Download.aspx?Arquivo=fb5cCNw8P7vPy4N7iXL1UQ>.

SAUSSURE, N. T. **Mémoire sur la composition de l'alcool et de l'éther sulfurique**. Journal de Physique, de Chimie, d'Histoire Naturelle et des Arts. 64: 316–354, 1807. Disponível em: https://books.google.com.br/books?id=G-UPAAAAQAAJ&pg=PA316&redir_esc=y#v=onepage&q&f=false.

SGORT, W.; PACKY, D.J.; HOLT, T. **A Manual for the Economic Evaluation and Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies**. Report No. TP-462-5173. National Renewable Energy Laboratory, 1995.

SMIL, V. **Energy and Civilization: A History**. The MIT Press, 2017.

SOARES, G. A., **O Avanço das Tecnologias de Segunda Geração e Seus Impactos na Indústria do Etanol**. Dissertação (Mestrado em Economia da Indústria e Tecnologia) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

Society Must Address the Growing Climate Crisis Now. American Geophysical Union, 2019. Disponível em: [Society_Must_Address_the_Growing_Climate_Crisis_Now_2019.pdf](https://www.agu.org/Portals/0/Society_Must_Address_the_Growing_Climate_Crisis_Now_2019.pdf) (agu.org). Acesso em: 7 mar. 2022.

SOUSA, Milas. **Perspectivas dos Biocombustíveis na Matriz Energética**. FGV ENERGIA, 2017. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/arquivos/milas_de_sousa_perspectivas_e_participacao_dos_biocombustiveis.pdf

SUN, Y.; CHENG, J. **Hydrolysis of Lignocellulosic Materials for Ethanol Production: a Review**. BioresourceTechnology, vol. 83, n. 1, p. 1-11, 2002.

TESOURO DIRETO. **Preços e taxas dos títulos IPCA, Pré e Pós-fixados**. 2022. Disponível em: <https://www.tesourodireto.com.br/titulos/precos-e-taxas.htm>. Acesso em: 14 mar. 2022.

THE DIGEST. **LCFS vs RFS: As two contend for the Renewables Heavyweight Championship, who is the Greatest?** 2017. Disponível em: <https://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2017/05/10/lcfs-vs-rfs-as-two-contend-for-the-renewables-heavyweight-championship-who-is-the-greatest/>. Acesso em: 15 mar. 2022.

TOWLER, G.; SINNOTT, R. **Chemical Engineering Design: principles, practice, economics of plant and process design**. [S.L]: Elsevier, 2008.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. **Maps and Data – Global Ethanol Production by Country or Region**. Disponível em: <https://afdc.energy.gov/data/>. Acesso em: 16 fev. 2022.

ULLMANN, Fritz. **Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry**. 7. ed. [S.L]: Wiley, 2011. p. 334-397. Disponível em: https://doi.org/10.1002/14356007.a09_587.pub2. Acesso em: 15 abr. 2022.

UNICA. **Apoiadores fazem manifesto pelo RenovaBio**. 2020. Disponível em: <https://unica.com.br/noticias/academicos-parlamentares-empresas-e-entidades-fazem-manifesto-pelo-renovabio/>. Acesso em: 10 mar. 2022.

US EPA. **RenewableFuel Standard Program**. 2022. Disponível em: <https://www.epa.gov/renewable-fuel-standard-program>. Acesso em: 15 mar. 2022.

USDA. **Biofuels Annual: China**. Global Agricultural Information Network, 2021. Disponível em: https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Biofuels%20Annual_Beijing_China%20-%20People%27s%20Republic%20of_08-16-2021.pdf. Acesso em: 24 fev. 2022.

USDA. **Biofuels Annual: India**. Global Agricultural Information Network, 2021. Disponível em: https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Biofuels%20Annual_New%20Delhi_India_06-07-2021. Acesso em: 24 fev. 2022.

USDA. **Biofuels Annual: Philippines**. Global Agricultural Information Network, 2021. Disponível em: https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Biofuels%20Annual_Manila_Philippines_10-18-2021.pdf. Acesso em: 24 fev. 2022.

USDA. **Biofuels Annual: Thailand**. Global Agricultural Information Network, 2021. Disponível em: https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Biofuels%20Annual_Bangkok_Thailand_05-31-2021.pdf. Acesso em: 24 fev. 2022.

VASIC, K; KNEZ, Z; LEITGEB, M. **Bioethanol Production by Enzymatic Hydrolysis from Different Lignocellulosic Sources.** *Molecules*, 1;26(3):753, 2021. doi: 10.3390/molecules26030753.

VISSER, E. M. et al. **Increased enzymatic hydrolysis of sugarcane bagasse from enzyme recycling.** *Biotechnol Biofuels*, 22;8(1):5, 2015. doi: 10.1186/s13068-014-0185-8.

VON CRELL, L. **Chemische Annalen für die Freunde der Naturlehre, Aerznengelehre, Haushaltungskunde und Manufakturen.** 1796. Disponível em: https://books.google.com.br/books?id=Zws_AAAAcAAJ&redir_esc=y.

WARNECKE, R. **Gasification of Biomass: Comparison of Fixed Bed and Fluidized Bed Gasifier.** *Biomass and Bioenergy*, 18, 489-497, 2020. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096195340000009X>.

YOU, Y. *et al.* **Comparative study of simultaneous saccharification and fermentation byproducts from sugarcane bagasse using steam explosion, alkaline hydrogen peroxide and organosolv pretreatments.** *RSC Advances, China*, 6, p. 13723–13729. 2016. <https://doi.org/10.1039/C5RA26356E>.

ZABANIOTOU, A.; LOANNIDOU, O.; ANTONAKOU, E.; LAPPAS, A. **Experimental study of pyrolysis for potential energy, hydrogen and carbon material production from lignocellulosic biomass.** *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 33, issue 10, p. 2433-2444, 2008.

Como calcular a Depreciação de um Ativo. INDÚSTRIA HOJE, 8 mai. 2017. Disponível em: <https://industriaohje.com.br/como-calculiar-depreciacao-de-um-ativo>. Acesso em: 7 mar. 2022.

Renewable energy has icon: Henry Ford. NBCNEWS, 12 out. 2006. Disponível em: <https://www.nbcnews.com/id/wbna15233556>. Acesso em: 16 fev. 2022.

ANP. Resolução ANP N° 19, de 15.4.2015. 2015. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-19-2015?origin=instituicao>.

ANP. **Composição e estruturas de formação dos preços.** 29 out. 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrencia/precos/composicao-e-estruturas-de-formacao-dos-precos>. Acesso em: 18 mar. 2022.

IHS Markit. **Ethanol: Chemical Economics Handbook**. 29 jan. 2021.

VIAN, C. E. **Manutenção e análise de equipamentos**. EMBRAPA, fev. 2022. Disponível em: <https://www.embrapa.br/agencia-de-informacao-tecnologica/cultivos/cana/pos-producao/gestao-industrial/manutencao-e-analise-de-equipamentos>. Acesso em: 14 mar. 2022.

APÊNDICE A

Resultados Operacionais e Demonstração dos Resultados
do Exercício (DRE) do modelo

DADOS OPERACIONAIS

Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Capacidade (m³)	230.885	230.885	230.885	230.885	230.885	230.885	230.885	230.885	230.885	230.885
Utilização	0%	0%	0%	80%	90%	100%	100%	100%	100%	100%
Volume (m³)	0	0	0	184.708	207.797	230.885	230.885	230.885	230.885	230.885
Co-geração (MWh)	0	0	0	23.945	26.938	29.931	29.931	29.931	29.931	29.931

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO DE EXERCÍCIO

Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Receita	0	0	0	937.413.970	1.054.590.716	1.171.767.462	1.171.767.462	1.171.767.462	1.171.767.462	1.171.767.462
Custo Fixo	0	0	0	175.236.152	175.236.152	175.236.152	175.236.152	175.236.152	175.236.152	175.236.152
Custo Variável	0	0	0	344.842.554	387.947.873	431.053.192	431.053.192	431.053.192	431.053.192	431.053.192
Depreciação	0	0	0	524.880.140	524.880.140	524.880.140	524.880.140	524.880.140	0	0
CPV	0	0	0	1.044.958.845	1.088.064.164	1.131.169.483	1.131.169.483	1.131.169.483	606.289.344	606.289.344
% ROL				111%	103%	97%	97%	97%	52%	52%
CPV/m³				5.657	5.236	4.899	4.899	4.899	2.626	2.626
Lucro Bruto	0	0	0	-107.544.875	-33.473.448	40.597.979	40.597.979	40.597.979	565.478.118	565.478.118
Custo Operacional	0	0	0	54.557.681	58.658.867	62.760.053	62.760.053	62.760.053	62.760.053	62.760.053
% ROL				6%	6%	5%	5%	5%	5%	5%
COF/m³				235	282	272	272	272	272	272
Sinergia (%)				0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Lucro Operacional	0	0	0	-162.102.556	-92.132.315	-22.162.074	-22.162.074	-22.162.074	502.718.065	502.718.065
Receita Financeira	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Despesas Financeira	-85.293.023	-81.028.372	-76.763.720	-72.499.069	-68.234.418	-63.969.767	-59.705.116	-55.440.465	-51.175.814	-46.911.162
Resultado Financeiro	-85.293.023	-81.028.372	-76.763.720	-72.499.069	-68.234.418	-63.969.767	-59.705.116	-55.440.465	-51.175.814	-46.911.162
Lucro Antes de Impostos	-85.293.023	-81.028.372	-76.763.720	-234.601.625	-160.366.733	-86.131.841	-81.867.190	-77.602.539	451.542.252	455.806.903
Imposto de Renda	0	0	0	0	0	0	0	0	153.524.366	154.974.347
Lucro Líquido	-85.293.023	-81.028.372	-76.763.720	-234.601.625	-160.366.733	-86.131.841	-81.867.190	-77.602.539	298.017.886	300.832.556

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
230.885	230.885	230.885	230.885	230.885	230.885	230.885	230.885	230.885	230.885	230.885	230.885	230.885
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
230.885	230.885	230.885	230.885	230.885	230.885	230.885	230.885	230.885	230.885	230.885	230.885	230.885
29.931	29.931	29.931	29.931	29.931	29.931	29.931	29.931	29.931	29.931	29.931	29.931	29.931
2.626	2.626	2.626	2.626	2.626	2.626	2.626	2.626	2.626	2.626	2.626	2.626	2.626

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1.171.767.462	1.171.767.462	1.171.767.462	1.171.767.462	1.171.767.462	1.171.767.462	1.171.767.462	1.171.767.462	1.171.767.462	1.171.767.462	1.171.767.462	1.171.767.462	1.171.767.462
175.236.152	175.236.152	175.236.152	175.236.152	175.236.152	175.236.152	175.236.152	175.236.152	175.236.152	175.236.152	175.236.152	175.236.152	175.236.152
431.053.192	431.053.192	431.053.192	431.053.192	431.053.192	431.053.192	431.053.192	431.053.192	431.053.192	431.053.192	431.053.192	431.053.192	431.053.192
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
606.289.344	606.289.344	606.289.344	606.289.344	606.289.344	606.289.344	606.289.344	606.289.344	606.289.344	606.289.344	606.289.344	606.289.344	606.289.344
52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
2.626	2.626	2.626	2.626	2.626	2.626	2.626	2.626	2.626	2.626	2.626	2.626	2.626
565.478.118	565.478.118	565.478.118	565.478.118	565.478.118	565.478.118	565.478.118	565.478.118	565.478.118	565.478.118	565.478.118	565.478.118	565.478.118
62.760.053	62.760.053	62.760.053	62.760.053	62.760.053	62.760.053	62.760.053	62.760.053	62.760.053	62.760.053	62.760.053	62.760.053	62.760.053
5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272
0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
502.718.065	502.718.065	502.718.065	502.718.065	502.718.065	502.718.065	502.718.065	502.718.065	502.718.065	502.718.065	502.718.065	502.718.065	502.718.065
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-42.646.511	-38.381.860	-34.117.209	-29.852.558	-25.587.907	-21.323.256	-17.058.605	-12.793.953	-8.529.302	-4.264.651	0	0	0
-42.646.511	-38.381.860	-34.117.209	-29.852.558	-25.587.907	-21.323.256	-17.058.605	-12.793.953	-8.529.302	-4.264.651	0	0	0
460.071.554	464.336.205	468.600.856	472.865.507	477.130.159	481.394.810	485.659.461	489.924.112	494.188.763	498.453.414	502.718.065	502.718.065	502.718.065
156.424.328	157.874.310	159.324.291	160.774.273	162.224.254	163.674.235	165.124.217	166.574.198	168.024.179	169.474.161	170.924.142	170.924.142	170.924.142
303.647.226	306.461.895	309.276.565	312.091.235	314.905.905	317.720.574	320.535.244	323.349.914	326.164.584	328.979.253	331.793.923	331.793.923	331.793.923

APÊNDICE B

Demonstração de Fluxo de Caixa do modelo

Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Lucro Antes de Impostos	-85.293.023	-81.028.372	-76.763.720	-234.601.625	-160.366.733	-86.131.841	-81.867.190	-77.602.539	451.542.252	455.806.903	460.071.554
Depreciação	0	0	0	524.880.140	524.880.140	524.880.140	524.880.140	524.880.140	0	0	0
Resultado Financeiro	85.293.023	81.028.372	76.763.720	72.439.069	68.234.418	63.969.767	59.705.116	55.440.465	51.175.814	46.911.162	42.646.511
Capital de Giro	0	0	-131.220.035	0	0	0	0	0	0	0	0
Imposto de Renda	0	0	0	0	0	0	0	0	-153.524.366	-154.974.347	-156.424.328
Fluxo de Caixa Operacional	0	0	0	362.777.584	432.747.824	502.718.065	502.718.065	502.718.065	349.193.700	347.743.718	346.293.737
Investimento	-209.952.056	-1.574.640.419	-839.808.224	0	0	0	0	0	0	0	0
Fluxo de Caixa de Investimento	-209.952.056	-1.574.640.419	-839.808.224	0	0	0	0	0	0	0	0
Aumento de Principal	1.312.200.349	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortização de Principal	-85.610.017	-85.610.017	-85.610.017	-85.610.017	-85.610.017	-85.610.017	-85.610.017	-85.610.017	-85.610.017	-85.610.017	-85.610.017
Juros	-85.293.023	-81.028.372	-76.763.720	-72.439.069	-68.234.418	-63.969.767	-59.705.116	-55.440.465	-51.175.814	-46.911.162	-42.646.511
Fluxo de Caixa de Financiamento	1.161.297.309	-146.638.389	-142.373.738	-138.109.087	-133.844.436	-129.579.784	-125.315.133	-121.050.482	-116.785.831	-112.521.180	-108.256.529
Fluxo de Caixa Total	951.345.253	-1.721.278.808	-982.181.961	224.668.497	298.903.389	373.138.281	377.402.932	381.667.583	232.407.869	235.222.538	238.037.208

12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
464.336.205	468.600.856	472.865.507	477.130.159	481.394.810	485.659.461	489.924.112	494.188.763	498.453.414	502.718.065	502.718.065	502.718.065
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38.381.860	34.117.209	29.852.558	25.587.907	21.323.256	17.058.605	12.793.953	8.529.302	4.264.651	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	131.220.035
-157.874.310	-159.324.291	-160.774.273	-162.224.254	-163.674.235	-165.124.217	-166.574.198	-168.024.179	-169.474.161	-170.924.142	-170.924.142	-170.924.142
344.843.756	343.393.774	341.943.793	340.493.811	339.043.830	337.593.849	336.143.867	334.693.886	333.243.905	331.793.923	331.793.923	463.013.958
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-85.610.017	-85.610.017	-85.610.017	-85.610.017	-85.610.017	-85.610.017	-85.610.017	-85.610.017	-85.610.017	0	0	0
-38.381.860	-34.117.209	-29.852.558	-25.587.907	-21.323.256	-17.058.605	-12.793.953	-8.529.302	-4.264.651	0	0	0
-103.991.878	-99.727.227	-95.462.575	-91.197.924	-86.933.273	-82.668.622	-78.403.971	-74.139.320	-69.874.669	0	0	0
240.851.878	243.666.548	246.481.217	249.295.887	252.110.557	254.925.227	257.739.896	260.554.566	263.369.236	331.793.923	331.793.923	463.013.958

APÊNDICE C

Modelo de Fluxo de Caixa para Firma Descontado

R\$mn

Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Lucro Operacional	0	0	0	-162	-92	-22	-22	-22	503	503	503
Imposto de Renda (%)	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%
Imposto de Renda	0	0	0	0	0	0	0	0	171	171	171
NOPAT	0	0	0	-162	-92	-22	-22	-22	332	332	332
Depreciação	0	0	0	525	525	525	525	525	0	0	0
CAPEX	-210	-1.575	-840	0	0	0	0	0	0	0	0
Capital de Giro	0	0	-131	0	0	0	0	0	0	0	0
Fluxo de Caixa para Firma	-210	-1.575	-971	363	433	503	503	503	332	332	332
<i>Desconto</i>	<i>1,0</i>	<i>1,1</i>	<i>1,2</i>	<i>1,3</i>	<i>1,5</i>	<i>1,6</i>	<i>1,8</i>	<i>1,9</i>	<i>2,1</i>	<i>2,3</i>	<i>2,6</i>
Fluxo de Caixa Descontado	-210	-1433	-804	273	297	314	285	260	156	142	129
Fluxo de Caixa Descontado	-210	-1643	-2447	-2174	-1877	-1563	-1278	-1018	-862	-720	-591

12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
503	503	503	503	503	503	503	503	503	503	503	503
34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%
171	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171	171
332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	131
332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	332	463
2,8	3,1	3,4	3,7	4,1	4,5	5,0	5,5	6,0	6,6	7,3	8,0
118	107	97	89	81	73	67	61	55	50	46	58
-473	-367	-269	-181	-100	-27	40	101	156	206	252	310