

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

Alisson Aparecido Vitoriano Julio

**Avaliação Exergoeconômica e Exergoambiental de
Biorrefinarias de Óleo de Palma**

Área de Concentração: Térmica, Fluidos e Máquinas de Fluxo

Orientador: Prof. Dr. José Carlos Escobar Palácio

Co-Orientador: Prof. Dr. Christian Jeremi Coronado Rodriguez

Agosto de 2020

Itajubá – MG

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

Alisson Aparecido Vitoriano Julio

**Avaliação Exergoeconômica e Exergoambiental de
Biorrefinarias de Óleo de Palma**

**Dissertação submetida ao programa de Pós-
Graduação em Engenharia Mecânica como parte
dos requisitos para a obtenção do título de Mestre
em Ciências em Engenharia Mecânica.**

Área de Concentração: Térmica, Fluidos e Máquinas de Fluxo

Banca Examinadora:

Profa. Dra. Silvia Azucena Nebra de Pérez - UFABC

Prof. Dr. Osvaldo José Venturini - UNIFEI

Prof. Dr. José Carlos Escobar Palacio (Orientador) - UNIFEI

Prof. Dr. Christian Jeremi Coronado Rodriguez (Co-Orientador) - UNIFEI

Agosto de 2020

Itajubá – MG

*Dedico este trabalho inteiramente à vida e à memória de Dona Lourdes Cândida da Silva,
minha querida avó.*

Agradecimentos

Agradeço à Deus, pela capacitação e saúde para chegar até aqui.

Aos meus pais, Aloisio e Vera, pelo apoio, confiança e motivação.

Ao meu orientador, Prof. Dr. José Carlos, pela orientação, amizade e todo o profissionalismo.

Obrigado pela paciência, disponibilidade, suporte e direcionamento para a conclusão desse trabalho.

Ao Prof. Dr. Christian, pelos ensinamentos e motivação na vida acadêmica.

Aos meus amigos da pós-graduação, Tati e Eudes, pelos conselhos, amizade e apoio. Aos amigos Alex, Alan, Cristiano, Diogo, Gabriel, João Paulo, Luiz, Matheus e Rafael pela parceria de sempre e pela amizade ao longo desses dois anos de mestrado.

À CAPES, pelo apoio financeiro.

*"O homem não é a soma do que tem,
mas a totalidade do que ainda não tem, do que poderia ter."*

Jean-Paul Sartre

Resumo

JULIO, A. A. V. (2020), *Avaliação Exergoeconômica e Exergoambiental de Biorrefinarias de Óleo de Palma*. Itajubá, MG. Brasil. 244 p. Dissertação de Mestrado (Mestrado em Engenharia Mecânica. Área de concentração: Térmica, Fluidos e Máquinas de Fluxo) – Instituto de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá.

Essa pesquisa explora a produção de biocombustíveis de aviação por diferentes rotas, em biorrefinarias integradas a extração de óleo de palma. As biorrefinarias são divididas em quatro estudos de caso, com plantas de extração, biodiesel, etanol de segunda geração e plantas de produção de *biojet fuel*, via processos HEFA e via ATJ. Além disso, estão incluídas também estações de cogeração, que são abastecidas com a biomassa residual da extração e permitem que todos os casos estudados tenham suas demandas por energia térmica e elétrica supridas. As biorrefinarias são analisadas por indicadores de 1ª e de 2ª Lei, exergoeconomicamente e exergoambientalmente, tal como, faz-se uma análise de ciclo de vida e uma análise econômica dos casos estudados. A análise termodinâmica aponta para o caráter ainda emergente das tecnologias usadas para produção de biocombustíveis aeronáuticos, devido às suas grandes irreversibilidades. A análise exergoeconômica indicou que o processo de obtenção de biocombustíveis que conta com os maiores custos unitários, exergéticos e monetários, é o processo ATJ. A produção de eletricidade excedente tem os maiores custos obtidos. A análise econômica indica que a planta que apresenta maior atratividade é a do Caso 2, devido ao menor investimento. Ambientalmente, os resultados indicam que a produção de *biojet fuels* é favorável à mitigação dos efeitos de aquecimento global para os combustíveis obtidos pela rota HEFA. A diversificação dos produtos das biorrefinarias contribui para as finanças do sistema, entretanto, tecnicamente ainda não se mostram vantajosos, pois as melhores eficiências são encontradas para o Caso Base.

Palavras-chave: Biorrefinarias, biomassa, óleo de palma, biojet fuel, biodiesel.

Abstract

JULIO, A. A. V. (2020), *Exergoeconomic and exergoenvironmental evaluation of oil palm biorefineries*. Itajubá, MG, Brazil. 244 p. Dissertation (MSc in Mechanical Engineering. Field of research: Thermal, fluids and flow machines) Mechanical Engineering Institute, Universidade Federal de Itajubá.

This research has the goal of exploring the biojet fuel production, by different routes, in biorefineries scenarios integrated with palm oil mills and biodiesel plants. The biorefineries are separated into four case studies, which have extraction, transesterification and a second-generation ethanol plant, besides the plants for biojet fuel production, via HEFA and ATJ. Furthermore, each one of the biorefineries has a cogeneration plant that is responsible for supplying all the processes with thermal and electric energy. The biorefineries are thermodynamically evaluated by means of the First and Second Laws of Thermodynamics, also are evaluated by an exergoeconomic and an exergoenvironmental approach, an economical evaluation, and a life cycle analysis. The results of the thermodynamical analysis point towards the immature character of the biojet fuel production chain, due to the irreversibilities on those processes, and as in the ATJ process are founded the highest exergetic and monetary costs of production among the biofuels. The surplus of electricity produced at the cogeneration station has higher exergetic and monetary costs in all the biorefineries. The economic analysis showed that Case Study 2 is the most economical attractive case because it takes the lowest initial investment. Environmentally the results indicate that the biojet fuel production is an alternative that can mitigate the effects of global warming when the HEFA route is considered. The diversification of the biorefineries' products contribute to the finances of the plant, but technically the production chains are not fully prepared, once the best energy and exergy efficiencies are found in Baseline Case.

Keywords: Biorefineries, biomass, palm oil, biojet fuel, biodiesel.

Sumário

Agradecimentos	ii
Resumo	iv
Abstract	v
Índice	vi
Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xvi
Lista de Abreviaturas	xix
Lista de Símbolos	xxii
1 Introdução	1
1.1 Contextualização	1
1.2 Motivação	3
1.3 Justificativa	5
1.4 Objetivos	9
1.5 Estrutura do trabalho	9
2 Revisão Bibliográfica	11
2.1 Cenário Energético no Brasil e no Mundo	11
2.2 Biomassa como recurso energético	15
2.3 A cultura da Palma	16
2.4 Biocombustíveis	18
2.4.1 Biodiesel	21
2.4.2 Etanol	22

2.4.3	Biocombustíveis de aviação	23
2.5	Bioeletricidade	24
2.6	Cogeração	25
2.7	Situação Atual das Plantas exploradoras de Palma no Brasil	27
2.8	Políticas Públicas	29
2.8.1	PROALCOOL	29
2.8.2	PNPB	30
2.8.3	RENOVABIO	31
2.8.4	ROTA 2030	31
2.9	Biorrefinarias	33
2.9.1	Conceito	33
2.9.2	Conjuntura, desenvolvimento e potencial	33
2.9.3	O estado da arte	40
2.10	Termoeconomia	43
3	Metodologia	45
3.1	Fluxograma de Pesquisa	45
3.2	Descrição dos Estudos de Caso	49
3.2.1	Processo de Extração do Óleo de Palma	50
3.2.2	Produção de Etanol de Segunda Geração	53
3.2.3	Transesterificação	57
3.2.4	HEFA – Hidroprocessamento de ésteres e ácidos graxos (<i>Hydroprocessed esters and fatty acids</i>)	63
3.2.5	ATJ – Produção de combustíveis de aviação através de álcoois (<i>Alcohol-to-Jet</i>)	68
3.3	Índices de desempenho Termodinâmico	71
3.3.1	Indicadores de Primeira Lei	71
3.3.2	Indicadores de Segunda Lei	72
3.3.3	Exergia química dos principais insumos e produtos do estudo	73
3.4	Análise Ambiental de Ciclo de Vida	76
3.4.1	Objetivo e escopo	76
3.4.2	Alocação dos impactos ambientais	78
3.5	Avaliação Exergoeconômica	79

3.5.1	Estrutura Produtiva e sua construção	79
3.5.2	Modelo termoeconômico	80
3.6	Análise Financeira	80
4	Estudos de Caso	82
4.1	Dimensionamento das Biorrefinarias	82
4.2	Caso Base – Cogeração, planta de extração, refinação e transesterificação	89
4.3	Caso 1 – Cogeração, planta de extração, refinação e transesterificação e HEFA .	93
4.4	Caso 2 – Cogeração, planta de extração, refino e transesterificação e ATJ	98
4.5	Caso 3 – Cogeração, planta de extração, refino e transesterificação, HEFA e ATJ	103
4.6	Avaliação Termodinâmica	109
4.6.1	Indicadores de Primeira Lei	109
4.6.2	Indicadores de Segunda Lei	114
5	Análise Termoeconômica	120
5.1	Análise Exergoeconômica	122
5.1.1	Caso Base	122
5.1.2	Caso 1	128
5.1.3	Caso 2	135
5.1.4	Caso 3	143
5.2	Análise comparativa dos custos exergéticos unitários de cada estudo de caso . .	152
5.2.1	Custos Exergéticos Unitários	152
5.2.2	Custos Monetários Unitários	155
5.3	Indicadores econômicos	160
5.3.1	Custos de produção	160
5.3.2	Receita Anual	165
5.4	Análise Financeira	167
5.4.1	VPL – Valor presente líquido – e <i>Payback</i>	167
5.4.2	Análise de Sensibilidade	177
6	Análise Ambiental de Ciclo de Vida	194
6.1	Inventário de emissões	194
6.1.1	Cultivo da palma de azeite	194
6.1.2	Transporte dos CFF para a biorrefinaria	195

6.1.3	Extração do óleo de palma	196
6.1.4	Refino e Transesterificação	196
6.1.5	Usina de Etanol 2G	197
6.1.6	HEFA	198
6.1.7	Cogeração	198
6.2	Avaliação dos impactos para os estudos de caso	199
6.3	Análise Exergoambiental	202
6.3.1	Custos Exergoambientais	204
6.4	Comparação do impacto ambiental da produção dos biocombustíveis e dos combustíveis convencionais	208
7	Conclusões	213
7.1	Trabalhos Futuros	216
8	Referências Bibliográficas	218
	Apêndice A1: Custos Unitários dos Estudos de Caso	232
	Apêndice B1: Impactos intermediários da ACV	236

Lista de Figuras

Figura 2.1	Dados de consumo de eletricidade por pessoa no mundo. Fonte: IEA (2018).	12
Figura 2.2	Comparação entre as matrizes energéticas mundial e brasileira. a) Matriz energética brasileira; (b) Matriz energética mundial. Fonte: IEA (2018).	12
Figura 2.3	Divisão do Uso de Bioenergia no Mundo e no Brasil. (a) Divisão mundial do uso de bioenergia. (b) Divisão brasileira do uso de bioenergia. Fontes: IEA (2018), WBA (2018).	13
Figura 2.4	Distribuição média da geração de eletricidade na Região Nordeste do Brasil em dezembro de 2019. Fontes: ONS (2019).	14
Figura 2.5	Divisão do consumo de energia por setores. (a) Distribuição no mundo. (b) Distribuição no Brasil. Fontes: IEA (2018).	15
Figura 2.6	Rotas convencionais para produção de biocombustíveis. Fontes: Adaptado de Nanda et al. (2014) e Sikarwar et al. (2017).	16
Figura 2.7	Rotas para produção de biocombustíveis. Fonte:IBGE (2018).	17
Figura 2.8	Distribuição do consumo de energia renovável no mundo. Fonte:IEA (2018).	19
Figura 2.9	Parcela de biocombustíveis consumidos no setor de transportes entre 2000 e 2017. Fonte:IEA (2018).	20
Figura 2.10	Dados sobre as lavouras fixas e temporárias no estado do Pará entre 2000-2018. Fonte:SEDAP-PA (2018).	27
Figura 2.11	Representação da valorização da biomassa pela biorrefinaria. Fonte: Adaptado de Júnior (2017).	34
Figura 2.12	Esquema da VDI 6310 para classificação de uma biorrefinaria arbitrária. Fonte: Adaptado de Lindorfer et al. (2019).	40
Figura 3.1	Fluxograma de pesquisa. Fonte: Elaborado pelo autor.	48

Figura 3.2	Distribuição dos processos e configuração dos estudos de caso. Fonte: Elaborado pelo autor.	50
Figura 3.3	Procedimentos e produtos que compõe a extração do óleo de palma. Fonte: Elaborado pelo autor.	51
Figura 3.4	Fluxograma do processo de extração do óleo de palma, considerando 1 tonelada por hora de CFF. Adaptado de Ocampo (2019).	52
Figura 3.5	Procedimentos para a produção do Etanol Celulósico numa Usina de Segunda Geração. Fonte: Elaborado pelo autor.	55
Figura 3.6	Fluxograma da produção de etanol de segunda geração a partir dos cachos vazios, considerando 1 tonelada por hora de CV. Fonte: Elaborado pelo autor.	56
Figura 3.7	Fluxograma para o processo de refinamento do óleo. Fonte: Elaborado pelo autor.	58
Figura 3.8	Fluxograma de atividades para obtenção do Biodiesel por meio da reação de transesterificação. Fonte: Elaborado pelo autor.	61
Figura 3.9	Fluxograma do processo de transesterificação, considerando o processamento de 1 t/h de OP. Fonte: Adaptado de Ocampo (2019).	62
Figura 3.10	Reações de Deoxigenação. Fonte: Oi et al. (2016)	64
Figura 3.11	Reações de Isomerização e Craqueamento. Fonte: Oi et al. (2016)	65
Figura 3.12	Fluxograma dos processos para obtenção dos biocombustíveis via HEFA. Fonte: Elaborado pelo autor.	66
Figura 3.13	Fluxograma do Processo HEFA, considerando 1 t/h de óleo de palma. Adaptado de Diederichs et al. (2016).	68
Figura 3.14	Fluxograma dos processos de obtenção de biocombustíveis aeronáuticos via rota ATJ. Fonte: Elaborado pelo autor.	69
Figura 3.15	Fluxograma da produção de ATJ-BJF considerando 1 t/h de etanol celulósico. Adaptado de Diederichs et al. (2016).	71
Figura 4.1	Variação do custo de produção de eletricidade com a dimensão da planta. Fonte: Elaborado pelo autor.	84
Figura 4.2	Variação da Receita Anual das biorrefinarias com a dimensão da planta. Fonte: Elaborado pelo autor.	84

Figura 4.3	Variação da biomassa residual produzida pelas biorrefinarias e do consumo de cada caso com a variação na dimensão da planta. Fonte: Elaborado pelo autor.	85
Figura 4.4	Variação nos custos de produção dos biocombustíveis aeronáuticos com a variação na dimensão da planta. Fonte: Elaborado pelo autor.	86
Figura 4.5	Divisão dos produtos do processo de extração do óleo de palma. Fonte: Elaborado pelo autor.	89
Figura 4.6	Configuração dos processos do Caso Base. Fonte: Elaborado pelo autor.	90
Figura 4.7	Caso Base. Fonte: Elaborado pelo autor.	91
Figura 4.8	Configuração dos processos do Caso 1. Fonte: Elaborado pelo autor. . .	94
Figura 4.9	Caso 1. Fonte: Elaborado pelo autor.	95
Figura 4.10	Configuração dos processos do Caso 2. Fonte: Elaborado pelo autor. . .	99
Figura 4.11	Caso 2. Fonte: Elaborado pelo autor.	100
Figura 4.12	Configuração dos processos para o Caso 3. Fonte: Elaborado pelo autor.	104
Figura 4.13	Caso 3. Fonte: Elaborado pelo autor.	105
Figura 4.14	Quantidade de combustível sólido designado para cogeração e consumo de cada cenário. Fonte: Elaborado pelo autor.	111
Figura 4.15	Eficiência global energética para os casos estudados. Fonte: Elaborado pelo autor.	113
Figura 4.16	Excedente de energia elétrica (kWh/ton) produzido em cada caso estudado. Fonte: Elaborado pelo autor.	114
Figura 4.17	Exergia destruída e eficiência exérgica das biorrefinarias estudadas. Fonte: Elaborado pelo autor.	116
Figura 4.18	Distribuição das irreversibilidades em cada cenário avaliado. (a) Caso Base; (b) Caso 1; (c) Caso 2; (d) Caso 3. Fonte: Elaborado pelo autor.	117
Figura 5.1	Estrutura produtiva configurada para o Caso Base. Fonte: Elaborado pelo autor.	123
Figura 5.2	Estrutura Produtiva configurada para o Caso 1. Fonte: Elaborado pelo autor.	129
Figura 5.3	Estrutura Produtiva configurada para o Caso 2. Fonte: Elaborado pelo autor.	136

Figura 5.4	Estrutura Produtiva configurada para o Caso 3. Fonte: Elaborado pelo autor.	144
Figura 5.5	Comparação entre os custos exergéticos referentes aos principais produtos dos estudos de caso. Fonte: Elaborado pelo autor.	153
Figura 5.6	Investimento nas biorrefinarias em milhões de dólares (US\$). Fonte: Elaborado pelo autor.	158
Figura 5.7	Comparação entre os custos de produção e o preço de mercado do biodiesel praticado entre 2015 e 2020. Fonte: Elaborado pelo autor.	161
Figura 5.8	Comparação entre os custos de produção e o preço de mercado do glicerol praticado entre 2015 e 2020. Fonte: Elaborado pelo autor.	162
Figura 5.9	Comparação entre os custos de produção e o preço de mercado para os <i>biojet fuels</i> e o nafta praticados entre 2015 e 2020. Fonte: Elaborado pelo autor.	164
Figura 5.10	Comparação entre o custo de geração de eletricidade e a tarifa ANEEL mais recente. Fonte: Elaborado pelo autor.	165
Figura 5.11	Fluxo de caixa e retorno de investimento para o Caso Base, Modalidade I. Fonte: Elaborado pelo autor.	169
Figura 5.12	Fluxo de caixa e retorno de investimento para o Caso 1, Modalidade I. Fonte: Elaborado pelo autor.	170
Figura 5.13	Fluxo de caixa e retorno de investimento para o Caso 2, Modalidade I. Fonte: Elaborado pelo autor.	171
Figura 5.14	Fluxo de caixa e retorno de investimento para o Caso 3, Modalidade I. Fonte: Elaborado pelo autor.	172
Figura 5.15	Indicadores econômicos dos estudos de caso para a Modalidade I. Fonte: Elaborado pelo autor.	172
Figura 5.16	Fluxo de caixa e retorno de investimento para o Caso Base, Modalidade II. Fonte: Elaborado pelo autor.	173
Figura 5.17	Fluxo de caixa e retorno de investimento para o Caso 1, Modalidade II. Fonte: Elaborado pelo autor.	174
Figura 5.18	Fluxo de caixa e retorno de investimento para o Caso 2, Modalidade II. Fonte: Elaborado pelo autor.	175
Figura 5.19	Fluxo de caixa e retorno de investimento para o Caso 3, Modalidade II. Fonte: Elaborado pelo autor.	176

Figura 5.20 Indicadores econômicos dos estudos de caso para a Modalidade II. Fonte: Elaborado pelo autor.	177
Figura 5.21 Análise de sensibilidade dos parâmetros de entrada no cálculo do VPL para o Caso Base, Modalidade I. Fonte: Elaborado pelo autor.	178
Figura 5.22 Análise de sensibilidade dos custos de venda dos produtos no cálculo do VPL para o Caso Base, Modalidade I. Fonte: Elaborado pelo autor.	179
Figura 5.23 Análise de sensibilidade dos parâmetros de entrada no cálculo do VPL para o Caso Base, Modalidade II. Fonte: Elaborado pelo autor.	180
Figura 5.24 Análise de sensibilidade dos custos de venda dos produtos no cálculo do VPL para o Caso Base, Modalidade II. Fonte: Elaborado pelo autor.	181
Figura 5.25 Análise de sensibilidade dos parâmetros de entrada no cálculo do VPL para o Caso 1, Modalidade I. Fonte: Elaborado pelo autor.	182
Figura 5.26 Análise de sensibilidade dos custos de venda dos produtos no cálculo do VPL para o Caso 1, Modalidade I. Fonte: Elaborado pelo autor.	183
Figura 5.27 Análise de sensibilidade dos parâmetros de entrada no cálculo do VPL para o Caso 1, Modalidade II. Fonte: Elaborado pelo autor.	184
Figura 5.28 Análise de sensibilidade dos custos de venda dos produtos no cálculo do VPL para o Caso 1, Modalidade II. Fonte: Elaborado pelo autor.	185
Figura 5.29 Análise de sensibilidade dos parâmetros de entrada no cálculo do VPL para o Caso 2, Modalidade I. Fonte: Elaborado pelo autor.	186
Figura 5.30 Análise de sensibilidade dos custos de venda dos produtos no cálculo do VPL para o Caso 2, Modalidade I. Fonte: Elaborado pelo autor.	187
Figura 5.31 Análise de sensibilidade dos parâmetros de entrada no cálculo do VPL para o Caso 2, Modalidade II. Fonte: Elaborado pelo autor.	188
Figura 5.32 Análise de sensibilidade dos custos de venda dos produtos no cálculo do VPL para o Caso 2, Modalidade II. Fonte: Elaborado pelo autor.	189
Figura 5.33 Análise de sensibilidade dos parâmetros de entrada no cálculo do VPL para o Caso 3, Modalidade I. Fonte: Elaborado pelo autor.	190
Figura 5.34 Análise de sensibilidade dos custos de venda dos produtos no cálculo do VPL para o Caso 3, Modalidade I. Fonte: Elaborado pelo autor.	191
Figura 5.35 Análise de sensibilidade dos parâmetros de entrada no cálculo do VPL para o Caso 3, Modalidade II. Fonte: Elaborado pelo autor.	192

Figura 5.36 Análise de sensibilidade dos custos de venda dos produtos no cálculo do VPL para o Caso 3, Modalidade II. Fonte: Elaborado pelo autor.	193
Figura 6.1 Impacto ambiental de aquecimento global causado pela produção de biodiesel via transesterificação do óleo de palma. Fonte: Elaborado pelo autor.	200
Figura 6.2 Impacto ambiental de aquecimento global causado pela produção de BJF pelas rotas HEFA e ATJ. Fonte: Elaborado pelo autor.	201
Figura 6.3 Emissões totais das biorrefinarias estudadas. Fonte: Elaborado pelo autor.	203
Figura 6.4 Custo exergoambiental unitário para o óleo de palma extraído dos CFF. Fonte: Elaborado pelo autor.	205
Figura 6.5 Custo exergoambiental unitário para o biodiesel produzido pela transesterificação do óleo de palma. Fonte: Elaborado pelo autor.	206
Figura 6.6 Custo exergoambiental unitário para a geração de eletricidade nos estudos de caso. Fonte: Elaborado pelo autor.	207
Figura 6.7 Custo ambiental unitário para a produção de Etanol 2G e BJF nos estudos de caso. Fonte: Elaborado pelo autor.	208
Figura 6.8 Comparação entre as emissões causadas pela produção do biodiesel nas biorrefinarias e do diesel fóssil. Fonte: Elaborado pelo autor.	209
Figura 6.9 Comparação das emissões causadas pela produção do etanol 2G de palma, do etanol 1G e 2G produzido na indústria de cana e da gasolina brasileira. Fonte: Elaborado pelo autor.	210
Figura 6.10 Comparação entre as emissões causadas pela produção dos biocombustíveis de aviação nas biorrefinarias e do combustível convencional. Fonte: Elaborado pelo autor.	211

Lista de Tabelas

Tabela 2.1	Classificação das biorrefinarias e TRL. Dados do Governo alemão, adaptados de Lindorfer et al. (2019).	35
Tabela 2.2	Conjuntura das biorrefinarias. Adaptado de Jong & Jungmeier (2015) . .	37
Tabela 2.3	Grupos e subgrupos para classificação de uma biorrefinaria conforme recomendado pela <i>Task 42</i> e normatizado pela VDI-6310. Adaptado de Cherubini et al. (2009).	39
Tabela 3.1	Parâmetros operacionais utilizados para balanços de massa e energia na Extração. Adaptado de Ocampo (2019)	52
Tabela 3.2	Parâmetros operacionais utilizados para balanços de massa e energia na Usina de Etanol de Segunda Geração.	56
Tabela 3.3	Vantagens e desvantagens das rotas etílicas e metílicas. O estudo considera a utilização de metanol oriundo de fontes fósseis. Adaptado de (JONG; JUNGMEIER, 2015)	60
Tabela 3.4	Parâmetros operacionais utilizados para balanços de massa e energia na reação de transesterificação. Adaptado de Ocampo (2019)	62
Tabela 3.5	Parâmetros operacionais utilizados para balanços de massa e energia na estação HEFA. Adaptado de Diederichs et al. (2016)	67
Tabela 3.6	Parâmetros operacionais utilizados para balanços de massa e energia na estação ATJ. Adaptado de Diederichs et al. (2016)	70
Tabela 3.7	Exergia química padrão de insumos e produtos presentes nas biorrefinarias estudadas. Adaptado de Lee & Ofori-Boateng (2013)	74
Tabela 3.8	Composição, PCI e Exergia química específica das cascas, fibras e cachos vazios.	76
Tabela 3.9	Unidade funcional dos processos envolvidos nas biorrefinarias.	77
Tabela 3.10	Coefficientes de alocação exergética para os principais processos das biorrefinarias.	78

Tabela 4.1	Parâmetros escolhidos para funcionamento das estações de cogeração em todos os casos.	88
Tabela 4.2	Parâmetros de operação da biorrefinaria do Caso Base.	91
Tabela 4.3	Propriedades dos fluxos do Caso Base.	92
Tabela 4.4	Índices termodinâmicos de avaliação do Caso Base.	93
Tabela 4.5	Parâmetros de funcionamento da biorrefinaria do Caso 1.	96
Tabela 4.6	Propriedades dos fluxos do Caso 1.	97
Tabela 4.7	Índices termodinâmicos de avaliação do Caso 1.	98
Tabela 4.8	Parâmetros de funcionamento da biorrefinaria do Caso 2.	101
Tabela 4.9	Propriedades dos fluxos do Caso 2.	102
Tabela 4.10	Índices termodinâmicos de avaliação do Caso 2.	103
Tabela 4.11	Parâmetros de funcionamento da biorrefinaria do Caso 3.	106
Tabela 4.12	Propriedades dos Fluxos do Caso 3.	108
Tabela 4.13	Índices termodinâmicos de avaliação do Caso 3.	109
Tabela 5.1	Custos exergéticos unitários dos principais produtos do Caso Base. . . .	128
Tabela 5.2	Custos exergéticos unitários dos principais produtos do Caso 1	135
Tabela 5.3	Custos exergéticos unitários dos principais produtos do Caso 2.	143
Tabela 5.4	Custos exergéticos unitários dos principais produtos do Caso 3	152
Tabela 5.5	Parâmetros para estimativa de investimento das biorrefinarias estudadas. Adaptado de Alves et al. (2017)	157
Tabela 5.6	Investimento calculado para cada processo em cada estudo de caso em milhões de dólares.	157
Tabela 5.7	Custo horário (US\$/h) de cada unidade para as configurações de biorrefinaria estudada	159
Tabela 5.8	Custo monetário unitário dos principais produtos das biorrefinarias estudadas.	159
Tabela 5.9	Receita anual das biorrefinarias em milhões de dólares (US\$).	166
Tabela 5.10	Parâmetro utilizados para a análise de Valor Presente Líquido	167
Tabela 6.1	Inventário de emissões para o cultivo da palma.	195
Tabela 6.2	Principais poluentes emitidos por veículos rodoviários de alta carga. Adaptado de Ocampo (2019)	196

Tabela 6.3 Emissões do processo de extração do óleo de palma. Adaptado de Ocampo (2019)	196
Tabela 6.4 Emissões do processo de refino e transesterificação. Adaptado de Ocampo (2019)	197
Tabela 6.5 Emissões da produção de Etanol 2G. Adaptado de Lee & Ofori-Boateng (2013).	197
Tabela 6.6 Emissões da produção de BJF via HEFA. Adaptado de Vásquez et al. (2019)	198
Tabela 6.7 Emissões da cogeração provenientes da queima de CV, Fibras e Cascas. Adaptado de Lee & Ofori-Boateng (2013)	198
Tabela 6.8 Índices de emissões equivalentes para as plantas produtoras dos estudos de caso	199
Tabela A.1 Custos Unitários Exergéticos, Monetários e Ambientais do Caso Base. . .	232
Tabela A.2 Custos Unitários Exergéticos, Monetários e Ambientais do Caso 1 . . .	233
Tabela A.3 Custos Unitários Exergéticos, Monetários e Ambientais do Caso 2 . . .	234
Tabela A.4 Custos Unitários Exergéticos, Monetários e Ambientais do Caso 3 . . .	235
Tabela B.1 Impactos intermediários para os produtos do Caso Base	236
Tabela B.2 Impactos intermediários para os produtos do Caso 1	237
Tabela B.3 Impactos intermediários para os produtos do Caso 2	238
Tabela B.4 Impactos intermediários para os produtos do Caso 3	239

Lista de Abreviaturas

1G: Primeira Geração

2G: Segunda Geração

ACV: Análise de Ciclo de Vida

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

ASTM: *American Society for Testing and Materials*

ATAG: *Air Transport Action Group*

ATJ: *Alcohol-to-Jet*

BCB: Banco Central do Brasil

BJF: *Biojet fuels*

C1: Caso 1

C2: Caso 2

C3: Caso 3

CB: Caso Base

CEPCI: *Chemical Engineering Plant Cost Index*

CFF: Cachos de Frutas Frescos

CIEB: Comissão Executiva Interministerial do Biodiesel

CNPE: Conselho Nacional de Política Energética

COFINS: Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

CONAB: Companhia Nacional de Abastecimento

CSLL: Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

CV: Cachos Vazios

DES: Desaerador

DOE: *United States Department of Energy*

EFB: *Empty Fruit Bunches*

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

EPFL: *École polytechnique fédérale de Lausanne*

EXA: Exergoambiental

EXT: Extração

FAO: *Food and Agriculture Organization*

FC: Fluxo de Caixa

FT: Fischer-Tropsch

FUNDEP: Fundação de Desenvolvimento da Pesquisa

GER: Gerador

h: hora

ha: hectare

HEFA: *Hydroprocessed esters and fatty-acids*

HMF: Hidrometilfurfural

HVO: *Hydrotreated vegetable oil*

IATA: *International Air Transport Association*

IBGE: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

ICAO: *International Civil Aviation Organization*

ICMS: Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

ICV: Inventário de Ciclo de Vida

IEA: *International Energy Agency*

IPCC: *Intergovernmental Panel on Climate Change*

IPI: Imposto sobre Produtos Industrializados

IRPJ: Imposto de Renda

ISO: *International Organization for Standardization*

kg: quilogramas

kJ: kilo-Joule

L: litros

M: Milhões

MAPA: Ministério de Agricultura, Pecuária e Abastecimento

MDIC: Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior

MJ: Mega-Joule

MMA: Ministério do Meio Ambiente

MME: Ministério de Minas e Energia

MW: Mega-Watts

NASA: *National Aeronautics and Space Administration*

NDC: Contribuição Nacionalmente Determinada

NREL: *National Renewable Energy Laboratory*

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

OP: Óleo de Palma

OPR: Óleo de Palma Refinado

ORC: *Organic Rankine Cycle*

PBIO: Petrobras *biofuels*

PCI: Poder Calorífico Inferior

PIS: Programa de Integração Social

PKC: *Palm Kernel Cake*

PNPB: Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel

POME: *Palm Oil Mill Effluents*

PROALCOOL: Programa Nacional do Álcool

R&T: Refino e Transesterificação

SEDAP-PA: Secretaria de Desenvolvimento Agropecuário e da Pesca do Estado do Pará

SHF: *Separate Hydrolysis and Fermentation*

SIP: *Synthesized Iso-Paraffinic*

SPK: *Synthesized Paraffinic Kerosene*

SUFRAMA: Superintendência da Zona Franca de Manaus

t: toneladas

TRL: Nível de Maturidade Tecnológica (*Technical Readiness Level*)

TV: Turbina à vapor

UBRABIO: União Brasileira do Biodiesel e Bioquerosene

USDA: *United States Department of Agriculture*

VDI: *Verein Deustcher Ingenieure*

VPL: Valor Presente Líquido

WBA: *World Bioenergy Association*

Lista de Símbolos

β : Fator adimensional de exergia química

η : Eficiência [%]

ε : Coeficiente de Alocação Exergética [%]

A: Último ano com fluxo de caixa negativo

c: Custo unitário

C_{OF} : Custos de Operação Fixos [US\$]

C_{OV} : Custos de Operação Variáveis [US\$]

C_P : Custo de produção

$C_{T,ANEEL}$: Tarifa de eletricidade mais recente controlada pela ANEEL

\dot{E} : Fluxo exergético [MW]

E_{exc} : Energia excedente [kWh/t]

E_c : Energia consumida [MW]

E_p : Energia elétrica produzida [MW]

FC: Fluxo de caixa

I_T : Investimento total [M US\$]

j: Taxa de juros [%]

N: Quantidade anual de horas de operação

P_b : *Payback period*

P_v : Preço de venda [US\$]

US\$: *United States Dollar*

\dot{W} : Potência [MW]

\dot{Z} : Fluxo financeiro [[US\$/h]

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contextualização

De acordo com o boletim da Agencia Internacional de Energia (IEA), em 2017, consumiu-se em todo o planeta 10,87 milhões de toneladas de petróleo por dia, 2,84 milhões de toneladas equivalentes de petróleo, referentes ao uso de carvão mineral, e 3,95 milhões de toneladas equivalentes de petróleo referentes à queima de gás natural, o que corresponde à aumentos de 11,7%, 3,6% e 15,2%, respectivamente, em relação aos números 2010 (IEA, 2019). Ainda há de ser citada a geração de eletricidade, pois esta compõe parcela significativa no estilo de vida moderno e influencia diretamente nas comunicações pessoais, no trabalho, em atividades esportivas e de entretenimento.

Lund et al. (2012) salientaram a preponderância da energia elétrica na vida cotidiana e defendeu que o setor de geração deve ser tratado especialmente dentre os sistemas energéticos. Esta atenção diferenciada se dá pelo desenvolvimento tecnológico e a imersão, cada vez maior, da população na tecnologia.

Arabkoohsar & Nami (2019) enumeraram motivos que corroboram com tal tese. Segundo os autores, o emergir dos carros elétricos, as tecnologias de ambientação e urbanização e a atual valorização da eletricidade em detrimento de outros insumos energéticos são fatores que justificam toda atenção reservada à indústria geradora. Em 2016, a eletricidade consumida no mundo foi 4,92 milhões de toneladas equivalentes de petróleo por dia, que representa um aumento de quase 16% em relação aos dados de 2010. Costuma-se chamar o panorama de distribuição de todos os recursos utilizados para obtenção de energia de matriz energética. Essa divisão representa a diversidade de determinado território quanto à formas de produzir energia.

A IEA realiza anualmente um apanhado com os dados de todo o planeta e os números mais recentes relatam que os meios fósseis representam 79,7% do suprimento energético (IEA, 2018).

Os combustíveis fósseis são petróleo, gás natural, carvão e seus derivados. Esses combustíveis são chamados fósseis devido a sua origem, foram formados por processos naturais ao decorrer dos séculos pela decomposição de matéria orgânica, provinda de organismos mortos, depositada em níveis subterrâneos. Do ponto de vista energético, os combustíveis fósseis têm qualidade inquestionável, seja em fase gasosa ou líquida. Entretanto, o contrabalanço provém da questão ambiental, a poluição é a principal desvantagem quanto ao uso destes insumos. Também há desvantagem quanto ao caráter finito destas substâncias, trata-se de um recurso limitado e não-renovável, uma vez esgotadas as reservas demorariam anos para a formação de novas. A combustão de combustíveis de origem fóssil emite grande quantidade de gases poluentes na atmosfera, principalmente dióxido de carbono (CO_2), que chega a contabilizar 2,35 toneladas por tonelada equivalente de petróleo (IEA, 2018).

Além do CO_2 , também são emitidas quantidades consideráveis de CH_4 , CO , NO_x e SO_x . Todos estes compostos contribuem para o efeito estufa indesejado. O efeito estufa ocorre naturalmente como um mecanismo que processa o aquecimento da superfície terrestre. A radiação solar atinge a atmosfera da Terra, sendo que parte da energia é refletida de volta ao espaço e outra parte é absorvida para manter a temperatura média necessária para a existência de vida no planeta. Entretanto com uma quantidade maior de gases estufa, responsáveis pela retenção de energia na superfície, a atmosfera alcança maiores temperaturas, o que caracteriza o efeito estufa indesejado. A partir deste fenômeno forçado pela atividade humana, em média a temperatura da Terra aumenta com os anos. Dados do Painel Internacional de Mudança Climática (IPCC) ilustram o aumento, sendo que a temperatura média da superfície terrestre chegou a subir $0,87^\circ \text{C}$ entre 2006 e 2015 e para 2030 este índice pode chegar até $1,5^\circ \text{C}$ (IPCC, 2018).

Em decorrência da ação do homem na natureza, o aquecimento global tem mostrado seus efeitos com o passar dos anos, especialmente nas últimas seis décadas. A maioria dos cientistas acredita que a ação humana fez com que a variação da temperatura média na superfície da Terra excedesse o que poderia ser considerado como variação natural. Uma superfície terrestre mais quente implica maiores taxas de evaporação e grandes mudanças no ciclo hidrológico, o que ocasiona o aumento na ocorrência de tempestades. Há de se citar também o aumento no nível do mar – o qual é projetado para até 1,2 metro, até 2100 – explicado pelo derretimento das

calotas polares e expansão das águas, devido ao aumento de temperatura. Ainda se projetou que em escala regional, restringindo-se a Costa Oeste da África, o Mediterrâneo e o noroeste australiano, as terras se tornarão mais áridas e os períodos de estiagem serão mais intensos, condicionando assim o cultivo de alimento e a vida animal (WUEBBLES et al., 2017).

1.2 Motivação

Há uma problemática envolvendo sociedade e a energia demandada para o seu desenvolvimento. À medida que a população mundial cresce e se desenvolve economicamente o requisito de energia é maior, seja para as atividades rotineiras, conforto e bem-estar e, também, para os meios de transporte. Nakanishi et al. (2018) relatou uma relação entre a prosperidade e consumo de energia na sociedade contemporânea. Entretanto, para que o desenvolvimento seja próspero é necessário diversificar a matriz energética e utilizar de fontes alternativas aos meios fósseis, as chamadas fontes sustentáveis de energia. O combate ao fenômeno de aquecimento global, que tem elevado a temperatura do planeta desde a Revolução Industrial, tem sido feito por meio de ações públicas, as quais regulam as emissões de gases estufa e, por si, a queima de seus maiores causadores, os combustíveis fósseis.

As conversas sobre o desenvolvimento sustentável se iniciaram no ano de 1972, na Conferência de Estocolmo. Entretanto, a agenda global em favor do meio ambiente se estabeleceu duas décadas depois, com a Rio 92, forma como ficou conhecida a Conferência das Nações Unidas pelo Meio Ambiente e Desenvolvimento, onde se encontraram cerca de 180 líderes mundiais. Após 5 anos a convenção, regulamentou-se a convenção por meio do Protocolo de Kyoto que quantitativamente estabeleceu metas para redução das emissões de CO₂ para integrantes do anexo 1.

Nessa conjuntura de acordos entra o Acordo de Paris, firmado em 2015 na 21^a Conferência das Partes, assinado por 195 países, em que, concordou-se reduzir emissões de gases estufa em prol do desenvolvimento sustentável. O compromisso firmado foi de manter a elevação da temperatura média mundial em menos de 2 °C. Para que o tratado passe a reger foram exigidos 55 países comprometidos a uma redução de 55% nos gases de efeito estufa. O Brasil concluiu o processo de ratificação do acordo e em 21 de setembro de 2016 passou a ter como compromissos oficiais as metas do Acordo de Paris, se comprometendo a reduzir emissões de gases de efeito estufa em 37 % até 2025 e 43 % até 2030, em comparação aos índices de 2005 e também

umentar a parcela de bioenergia da matriz energética para 18 % até 2030 (MMA, 2017).

Os biocombustíveis e a bioenergia são considerados renováveis devido à sua origem. Deb-nath & Giner (2019) afirmaram que os biocombustíveis são como uma ponte entre os setores agrícola e energético. E também declararam que antes da eclosão dos biocombustíveis a relação entre tais setores era fraca e distante. A energia proveniente de biomassa contribui para aproximadamente 10 % do suprimento mundial, sendo que dois terços desta quantia advêm de países em desenvolvimento. A bioenergia se faz atrativa devido a sua flexibilidade e potencial de ser integrada em todos níveis de desenvolvimento(WELFLE, 2017). Portanto, o uso eficiente e sustentável da biomassa para geração de eletricidade, biocombustíveis, dentre outros insumos, tipicamente, oriundos de fontes não-renováveis, mostra-se como uma promissora tática de mitigação às causas da mudança climática.

Gegg et al. (2014), Cortez et al. (2016), e Souza et al. (2018) propuseram estratégias a serem exploradas e políticas a serem desenvolvidas para um melhor entendimento e avanço do mercado de biocombustíveis no Brasil. E um ponto comum entre a fala destes autores é a necessidade de financiamentos e incentivo de pesquisa neste setor. E no contexto brasileiro há de se citar o RENOVABIO, política de Estado que tem como meta construir estratégias para reconhecer o papel dos biocombustíveis na matriz brasileira, em âmbitos de segurança energética e mitigação das emissões de gases de efeito estufa.

Os objetivos do programa estão relacionados a atender às metas do Acordo de Paris, assegurar a previsibilidade no mercado nacional de biocombustíveis e promover a expansão destes. E em acordo com a fala dos autores, o programa tem como uma de suas diretrizes o fomento à pesquisa e inovação quanto ao aumento da produtividade agrícola e industrial, na eficiência de processos e no uso do produto (MME, 2017).

As biorrefinarias permitem a melhor exploração de toda a versatilidade da biomassa, uma vez que combinam diferentes tecnologias para a obtenção de diversos produtos. As biorrefinarias de primeira geração são as plantas que exploram recursos que também tem mercado no setor alimentício, tais como óleos vegetais e cana-de-açúcar, para produção de biodiesel e etanol, respectivamente, o que pode ser um problema. Entretanto, as plantas de segunda geração processam insumos não-comestíveis e resíduos de processo, tais como palhas, cascas e licor negro. Para os casos de segunda geração é possível obter mais produtos finais, entretanto existe a demanda de processos mais complicados, que implicam preocupações técnicas de operação, e também maior demanda financeira de investimento e operação. Uma possibilidade

explorada é a integração da biorrefinaria a uma determinada planta para a conveniência de se utilizar os resíduos gerados e o fluxo lateral. A integração permite vantagens no aproveitamento de calor gerado e na infraestrutura. Além disso, mostra-se uma estratégia economicamente vantajosa e ambientalmente amigável para multiprodução de bioprodutos (FARZAD et al., 2017; OZDENKÇI et al., 2017).

1.3 Justificativa

Os recursos de biomassa são amplamente disponíveis e a biomassa combustível pode ser armazenada e usada quando necessário, além disso apresenta versatilidade e diversos tipos de energia podem ser produzidos através da biomassa, como eletricidade, calor, gás e combustíveis líquidos (SCARLAT; DALLEMAND, 2019). O uso moderno de biomassa para eletricidade e provisão de calor a altas temperaturas para indústrias e produção de combustíveis é um meio eficiente de produzir energia. A bioenergia tem sido alocada aos combustíveis como bioetanol, biodiesel e pellets por meio de tecnologias de conversão (SHARMINA et al., 2017).

De acordo com Ptasiński (2016), a biomassa é a principal alternativa renovável capaz de, a longo prazo, suprir a demanda de produtos químicos que substituam aqueles obtidos via fontes fósseis. Biomassa é qualquer recurso derivado de matéria orgânica, seja animal ou vegetal, existente na natureza ou produzida por ação humana e animal. Resíduos de agricultura, resíduos de atividades urbanas e industriais e lixo são exemplos de biomassa que pode ser utilizada como fonte renovável para geração de energia. Também pode se citar a parcela de resíduos urbanos, hospitalares e industriais, que não necessariamente estão inclusos como matéria de origem orgânica. Esses insumos, como fonte de energia, têm sua versatilidade como uma particularidade. Isto é, os inúmeros processos de conversão podem fabricar combustíveis sólidos, líquidos ou gasosos.

Por flexibilizar a adaptação de determinada tecnologia de acordo com a necessidade, tal versatilidade é vista como uma grande vantagem. Em cenário nacional, o potencial de expansão da biomassa na matriz brasileira tem sido visto com otimismo, devido a montante de insumos fabricados por atividade industrial, agrícola e urbana (FERREIRA et al., 2018). Entretanto, a competição entre o mercado alimentício, o mercado de energia e o mercado de nutrição animal seria o principal problema associado a exploração de biomassa. Este conflito não se limita a concorrência por matéria-prima, mas principalmente pelos recursos disponíveis para as

atividades de produção, como terra, água, mão-de-obra e capital (RULLI et al., 2016). Muscat et al. (2019) afirmaram que a questão está na possibilidade de produzir biomassa suficiente para atender a indústria de nutrição animal, a indústria alimentícia e o setor de bioenergia necessária para a população do futuro. Para amenizar tamanho conflito e evitar a pressão em recursos naturais e no meio ambiente, faz-se necessário estratégias em torno do gerenciamento da biomassa de forma mais efetiva. Cada vez mais se faz importante estabelecer prioridades para o uso de cada tipo de biomassa (GARNETT et al., 2015).

A biomassa residual tem ganhado atenção especial nos últimos anos. Além de reduzir o consumo de recursos não-renováveis, a utilização desse tipo de biomassa para fins energéticos resolveria também o problema de disposição dos insumos (AGHBASHLO et al., 2018). A matéria-prima encontrada em palhas, cascas, bagaços e afins de interesse ao setor energético é a lignocelulose. Por se tratar de um suprimento não comestível, o embate entre os setores energético e alimentício, por recursos, não seria um problema e tais substratos poderiam ser convertidos em produtos com valor de mercado, tais quais biocombustíveis e compostos químicos (LEE; OFORI-BOATENG, 2013).

Trabalhar com rotas de conversão para aquisição de bioprodutos tem sido objeto de estudo de pesquisadores de todo o mundo como uma alternativa sustentável para substituir compostos de origem fóssil. A ideia de uma economia baseada em recursos renováveis abrange não apenas a produção de energia, mas também de biomateriais e químicos, neste contexto têm sido desenvolvidas refinarias como uma ferramenta para a transição da economia baseada em combustíveis fósseis para a baseada em recursos naturais. Essa possibilidade envolve o uso de biomassa em aplicações sustentáveis (PARADA et al., 2017).

As biorrefinarias são análogas àquelas que refinam petróleo e por meio de diferentes tecnologias e procedimentos específicos convertem diferentes tipos de biomassa em uma gama de produtos com significativo valor de mercado. A indústria de óleo de palma é uma indústria grande que fornece matéria para o setor alimentício, químico e de biocombustíveis. O escalonamento rápido da produção de óleo de palma tem contribuído para geração de uma quantidade considerável de resíduos, sólidos e líquidos, provenientes do processo de extração (AHMAD et al., 2019). Esta biomassa tem sido destacada nos estudos de Delivand & Gnansounou (2013), Ali et al. (2015), e Ayodele & Cheng (2016), e, pelo seu potencial tem sido explorada para produção de biocombustíveis e bioquímicos, inclusive em plantas integradas ao conceito de biorrefinaria. Não obstante, Ahmad et al. (2019) indicou que apenas uma pequena parte destes insumos se

destina a alguma aplicação, o que implica impacto ambiental devido ao mal gerenciamento de resíduos.

O plantio dessa oleaginosa tem suas vantagens: um índice de produção até 10 vezes maior que outras plantas da mesma classe, contribuição para o sequestro de carbono e, conseqüentemente, mitigação dos efeitos do fenômeno de mudança climática e, também, no Brasil pode ser cultivada em áreas de floresta degradada (ABRAPALMA, 2019). Entretanto, a cultura de palma é prejudicial a biodiversidade e ao solo, pode ser considerada uma cultura de alto impacto (LEES et al., 2015; ALMEIDA et al., 2020). No Brasil, utiliza-se da palma apenas para extração do óleo, entretanto esta operação dá origem a toneladas de biomassa. Estes insumos são pouco aproveitados, sendo queimados em caldeira ou utilizados como fertilizantes de lavoura.

De acordo com os estudos de Severo et al. (2019), implantar, integrar e desenvolver o conceito de biorrefino a plantas operantes é fundamental para o desenvolvimento do setor energético a nível mundial, com intuito de gerar novas oportunidades de negócio, sustentabilidade, eficiência e competitividade quanto aos combustíveis tradicionais. Portanto, o emprego dos subprodutos da extração de óleo em uma biorrefinaria para a obtenção de biocombustíveis, aumentando o aproveitamento da matéria, seria um atrativo para o crescimento do mercado da palma no país, visando maiores receitas.

O Brasil tem histórico de explorar biomassa provinda da soja e da cana-de-açúcar, portanto, o emprego da biomassa de palma contribuiria para diversificação dos insumos disponíveis para promoção da bioenergia. Cardoso et al. (2017) ressaltaram que a dependência da produção de biodiesel da soja é um fator negativo para o mercado brasileiro, por ser um insumo comestível e de baixo rendimento em óleo. Adicionaram a esta instância que o setor de biodiesel, em ordem de se manter sustentável economicamente, deve buscar matéria-prima de maior disponibilidade e com condições financeiras melhores quanto a cultivo e logística.

Sendo o óleo de palma o óleo vegetal com maior rendimento e menor custo de obtenção, uma vez que o fruto produz cerca de dez vezes mais óleo em comparação com soja, canola e girassol, por exemplo. A utilização deste e da biomassa oriunda de sua extração em uma planta de biorrefino se justifica pelo potencial energético, disponibilidade e versatilidade, além de contribuir para diversificar a matriz de insumos para obtenção de biocombustíveis. E a partir das biorrefinarias explorarem biomassa para obtenção de biocombustíveis, há a possibilidade de explorar um mercado em ascensão, o de combustíveis renováveis para a aviação que seriam uma alternativa ao combustível convencional e as emissões de carbono na atmosfera seriam

reduzidas. A IEA afirmou que a aviação emite cerca de 2 a 3 % das emissões de CO₂ em todo o mundo e, também, que os biocombustíveis seriam contribuintes indispensáveis para a redução dos gases de efeito estufa (IEA, 2019).

Quanto a produção de biocombustíveis aeronáuticos há conflito entre as opiniões dos pesquisadores. Existem preocupações quanto ao uso indevido e demasiado de terra para a produção de biocombustíveis, assim como à perda da biodiversidade (WANG et al., 2019). Entretanto há a possibilidade de impactos positivos quanto ao desenvolvimento social, gerando empregos e estimulando crescimento econômico local. A Associação Internacional de Transporte Aéreo (IATA) contabilizou 150000 voos comerciais utilizando combustíveis renováveis (IATA, 2018) e A Organização Internacional de Aviação Civil (ICAO) projetou para este ano uma produção anual de 450 Mt de biocombustíveis para aviação (ICAO, 2019).

Os biocombustíveis de aviação, também conhecidos como querosene sintético parafínico, tratam-se de hidrocarbonetos com propriedades parecidas, e em alguns casos melhores que os combustíveis de origem fóssil, como poder calorífico e ponto de congelamento. A combustão dos combustíveis renováveis emite menos CO₂ e sua composição apresenta a vantagem do menor conteúdo de enxofre, em relação aos combustíveis convencionais (GUTIÉRREZ-ANTONIO et al., 2017).

A grande barreira quanto a produção de combustíveis renováveis está no alto custo dos processos, seja pela dificuldade em aumentar a escala de produção ou pela competição de preços com os combustíveis fósseis e, também, no custo da matéria-prima. Devido às incertezas quanto ao suprimento de biomassa para a produção, os custos sobem e os lucros diminuem. Contudo, a aplicação do conceito de biorrefinaria para produção de um espectro maior de produtos a fim de explorar completamente os recursos da biomassa pode ser uma técnica que minimize o empecilho financeiro, assim como amparo político que cobre utilização de biocombustíveis em misturas comerciais, como o exemplo brasileiro da lei de exploração do biodiesel (ALVES et al., 2017; WANG et al., 2019).

Com todos os relatos abordados, verifica-se a necessidade de estudos que colaborem para o maior conhecimento da abordagem de integração das biorrefinarias às plantas exploradoras da matéria oriunda do fruto de dendê. Há claramente, nesse setor, falta de conhecimento sobre todo o potencial da matéria-prima que esse processa. Ao enunciar alternativas e compará-las essa lacuna pode ser preenchida. E isso pretende ser feito com a avaliação de quatro estudos de caso, tendo em vista que o primeiro caso estudado, chamado Caso Base, é uma planta comercial

que integra a produção de biodiesel à extração do óleo de palma. Nos demais casos é explorada a produção de biocombustíveis para o setor aeronáutico, a partir do óleo de palma e da biomassa residual de sua extração, explorando diferentes rotas. As biorrefinarias apresentadas, portanto, são analisadas por conceitos termodinâmicos, ambientais, termoeconômicos e financeiros. Então, a partir dos resultados encontrados, faz-se possível compreender quais são as vantagens e os problemas que o emprego de biorrefinarias integradas para exploração da palma apresentam.

1.4 Objetivos

Diante o potencial da palma como oleaginosa com alta produtividade de óleo por hectare e a falta de exploração desse insumo em terras brasileiras, perante a disponibilidade de terra, decidiu-se como principal objetivo avaliar biorrefinarias integradas a indústria de extração do óleo de palma, por meio de técnicas baseadas em conceitos da Termodinâmica, Termoeconomia, economia e de ciclo de vida. Decidiu-se por explorar o potencial energético da palma através da produção de biocombustíveis e, portanto, inserir a produção de biocombustíveis para aviação no setor de palma para o cenário nacional.

Para o objetivo principal descrito poder ser alcançado, os objetivos específicos devem ser alcançados. São eles:

- Montagem e simulação das biorrefinarias na plataforma do *GateCycle*;
- Calcular os indicadores de desempenho termodinâmicos, ambientais, termoeconômicos e econômicos;
- Definir qual processo de obtenção de biocombustíveis aeronáuticos é a melhor alternativa para a obtenção dos combustíveis, sob critérios técnicos, econômicos e ambientais;
- Apontar qual melhor alternativa, como biorrefinaria, para a produção de biocombustíveis a partir da palma.

1.5 Estrutura do trabalho

Junto da introdução, que é apresentada no Capítulo 1, esta dissertação é estruturada por mais seis capítulos. No Capítulo 2 é apresentada uma revisão bibliográfica de estudos que contemplam os conceitos de biocombustíveis – biodiesel, bioetanol e biocombustíveis aeronáuticos – e

bioenergia, bem como, a associação desses com o emprego do conceito de biorrefinaria. Foram revisados estudos em que exploram os complexos de biorrefinaria para a produção de diferentes tipos de produtos: biocombustíveis, produtos químicos e energia. Nessa revisão foram pesquisados trabalhos que exploraram o uso da biomassa oriunda do cultivo da palma de azeite e outros insumos de origem agrícola, como cana-de-açúcar, soja, além de amiláceas.

No Capítulo 3, a metodologia do estudo é apresentada. Apresenta-se as etapas seguidas para obtenção dos resultados, bem como uma ilustração gráfica dessas. São apresentadas também as descrições de cada processo que contemplam as quatro biorrefinarias dos estudos de caso e a descrição da forma como as ferramentas de análise são aplicadas aos estudos de caso para a obtenção dos indicadores termodinâmicos, termoeconômicos, econômicos.

O Capítulo 4 apresenta os estudos de caso, o que inclui as respectivas representações gráficas, os parâmetros de trabalho e as considerações feitas para obtenção dos balanços de massa e energia de cada sistema. Também são apresentados os indicadores termodinâmicos.

O Capítulo 5 traz a análise termoeconômica das biorrefinarias. Apresenta as estruturas produtivas, os modelos termoeconômicos e os custos exergéticos e monetários. Esse capítulo apresenta também o desenvolvimento de uma análise econômica convencional baseada na obtenção dos custos monetários unitários, oriundos da termoeconomia.

O Capítulo 6 apresenta a análise de ciclo de vida, em todas as suas etapas: escopo e objetivo, método de alocação, inventário de ciclo de vida e avaliação de impacto. Também é executada uma abordagem exergoambiental para os estudos de caso. E o impacto designado pelos principais produtos da biorrefinaria são comparados com resultados de outras pesquisas.

E, por fim, o Capítulo 7 apresenta as principais conclusões do trabalho, bem como, a listagem de sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

A revisão apresenta a conjuntura e dados que são pertinentes a este trabalho, quanto ao cenário energético do Brasil, a cultura da palma, à produção e uso dos biocombustíveis e da bioenergia. Também são apresentados os panoramas das diferentes políticas públicas brasileiras para o incentivo ao uso de combustíveis renováveis e a apresentação do conceito de biorrefinarias.

2.1 Cenário Energético no Brasil e no Mundo

O ritmo de crescimento econômico da sociedade moderna está relacionado a industrialização, urbanização e ao desenvolvimento dos meios de transporte e sua infraestrutura. A esses assuntos relaciona-se o consumo de energia, seja para geração de eletricidade utilizada nos processos industriais ou para abastecer veículos de transporte. Portanto, há claramente uma relação direta do crescimento do consumo de energia com o avanço e desenvolvimento tecnológico promovido pela população. Entretanto, o consumo de energia indica também emissões de carbono, as quais, tem sido foco de trabalhos em todo o mundo para sua diminuição (WAHEED et al., 2019).

Com o passar dos anos, muitas mudanças são feitas quanto ao comportamento da sociedade, os costumes variam muito ao se comparar diferentes décadas. Nas últimas décadas a tecnologia tem se inserido cada vez mais no dia-a-dia de qualquer pessoa: em casa, no trabalho, no lazer. Tal diferença pode ser expressada no consumo individual de energia por pessoa em todo o mundo, de 1990 até 2017 o consumo per capita cresceu 1,1 MWh por ano, como mostra a Figura 2.1.

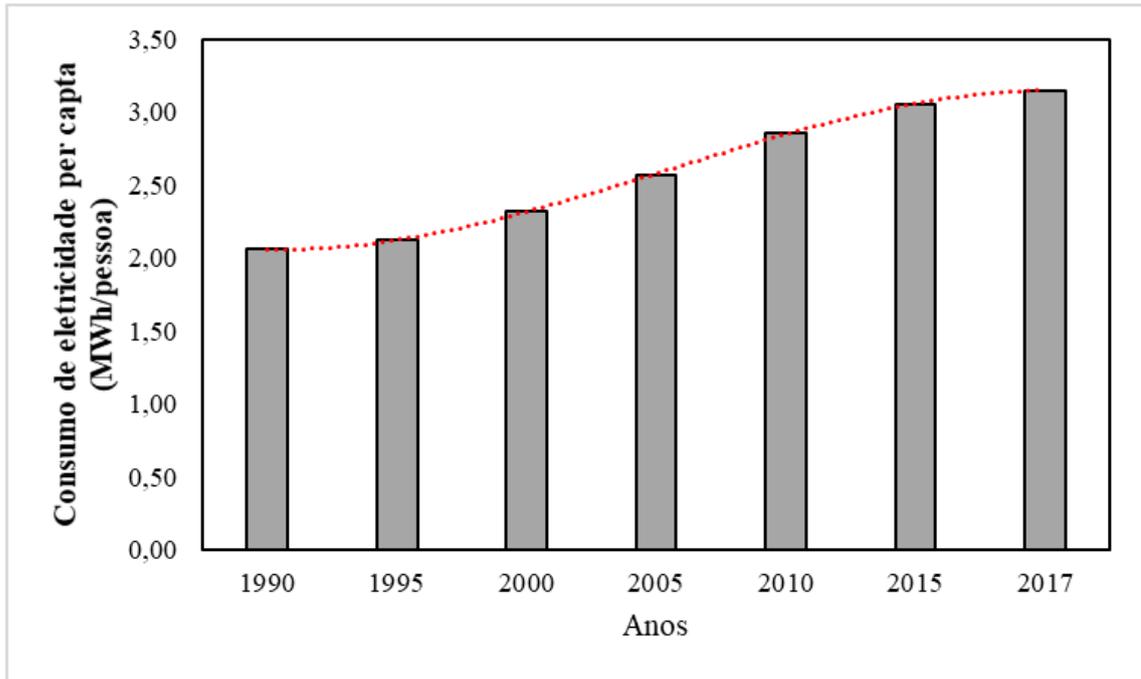


Figura 2.1: Dados de consumo de eletricidade por pessoa no mundo.
Fonte: IEA (2018).

Os dados da Agência Internacional de Energia (IEA) indicam que desde 1990 a dependência de combustíveis fósseis quanto ao suprimento de energia mundial não mudou muito. Em 1990, 80,7 % do consumo de energia teve procedência fóssil e em 2015, o índice estava em 79,7 % (IEA, 2018). Porém, tais dados se referem ao cotidiano mundial, a matriz brasileira é menos dependente de combustíveis fósseis e explora diferentes meios renováveis, tais como energia solar, eólica e biocombustíveis. A Figura 2.2 compara a diferenciação quanto as fontes de energia no Brasil e no mundo, e, com isso, torna-se notável a maior diversidade energética do país quanto ao cenário internacional.

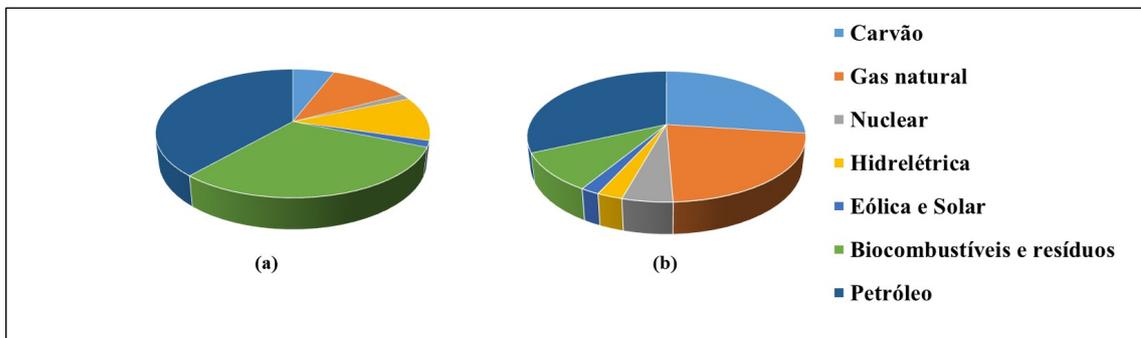


Figura 2.2: Comparação entre as matrizes energéticas mundial e brasileira. a) Matriz energética brasileira; (b) Matriz energética mundial.

Fonte: IEA (2018).

Embora a obtenção de energia não tenha sido menos dependente dos combustíveis fósseis nos últimos 30 anos, nesse meio tempo, aconteceram movimentações de ordem política e diplomática em prol do desenvolvimento e emprego de tecnologias renováveis para obtenção de energia. No contexto do Acordo de Paris, as metas brasileiras para a mitigação dos efeitos do aquecimento global, decorrentes das emissões de gases estufa, se tornaram compromissos oficiais após aprovação do Congresso Nacional em 2016 (MMA, 2017).

A Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) do Brasil regula o tratado brasileiro para com as Nações Unidas a fim de reduzir as emissões, nesta está firmado o compromisso de reduzir tais índices em 37 % e 43 % até 2025 e 2030, respectivamente, em comparação com os números de 2005. As autoridades brasileiras se comprometeram a restaurar 12 milhões de hectares de florestas até 2030; restaurar 15 milhões de hectares de pastagens devastadas até 2030; ampliar o emprego de fontes renováveis, além das hidrelétricas, na matriz nacional para uma participação de 28 % a 33 % até 2030; ampliar o uso de fontes não-fósseis em ambiente doméstico através da expansão do emprego de biomassa, energia eólica e energia solar, o que contribuiria para o aumento da parcela renovável na geração de energia elétrica, exceto hídrica, para 23 % em 2030; no setor industrial, promover a utilização de tecnologias renováveis, trabalhar para melhorar os índices de eficiência energética e desenvolvimento de infraestrutura de baixo carbono (BRASIL, 2015).

Energias renováveis estão presentes na matriz brasileira há anos, desde 1889 com o início do funcionamento da Usina de Marmelos. As instalações hidrelétricas sempre estiveram presentes significativamente no cenário energético nacional. Em 2016, a parcela mundial de utilização de energia hidrelétrica, dentre as formas renováveis de obter-se energia, foi de 18 %, enquanto para o Brasil, este índice é de 27 %, Figura 2.3 (WBA, 2018).

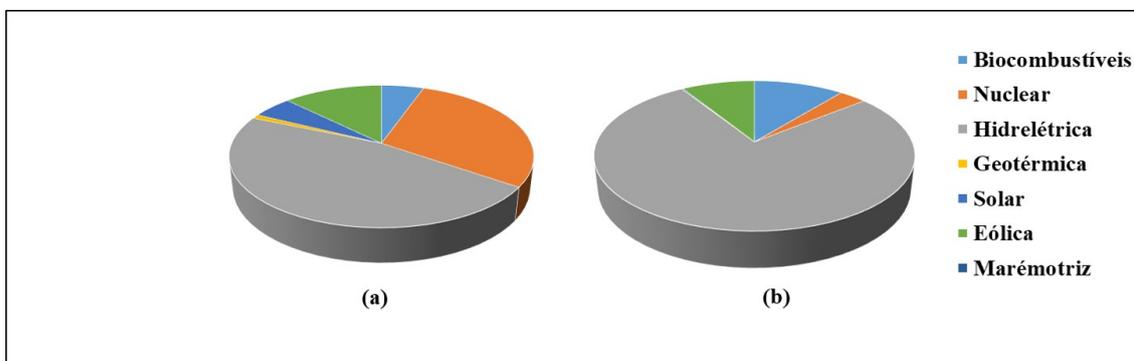


Figura 2.3: Divisão do Uso de Bioenergia no Mundo e no Brasil. (a) Divisão mundial do uso de bioenergia. (b) Divisão brasileira do uso de bioenergia.

Fontes: IEA (2018), WBA (2018).

Entretanto, em 2019 no Brasil destacaram-se a operação de usinas de energia solar e eólica, isto é, existe uma tendência de reduzir também a dependência relacionada as usinas hidrelétricas. Noticiou-se recordes de geração instantâneo na região nordeste do Brasil, quanto a energia de origem eólica e solar, em 2019. Os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) indicaram que a porcentagem de eletricidade gerada por esses recursos deve chegar a 28 % na matriz de eletricidade nacional até 2027, enquanto a parcela hídrica deve cair de 64 % para 51%, até 2027. Além disso, a ONS mostrou que em dezembro de 2019 a geração de eletricidade por meios solares e eólicos, combinados, superaram a geração por meios hídricos, Figura 2.4 (ONS, 2019).

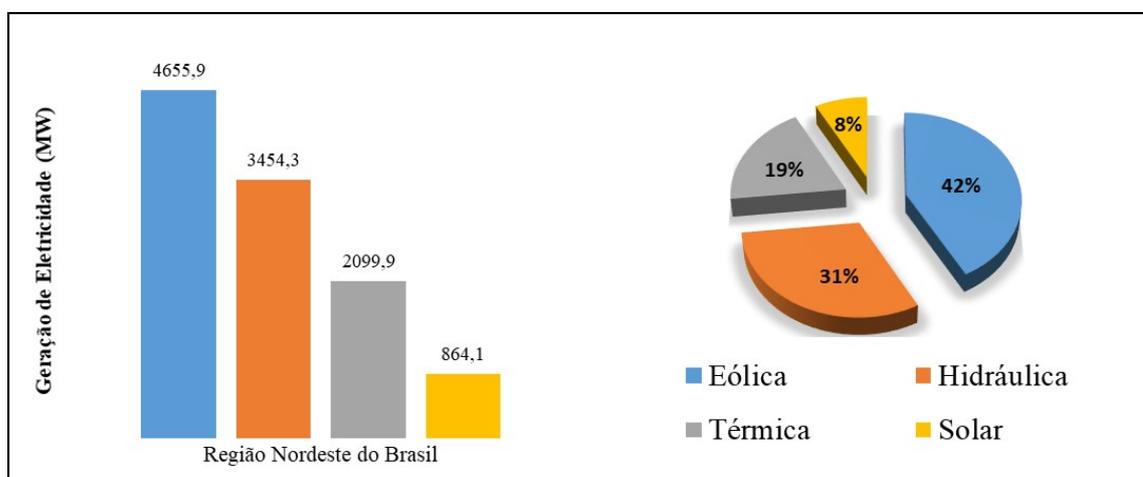


Figura 2.4: Distribuição média da geração de eletricidade na Região Nordeste do Brasil em dezembro de 2019.

Fontes: ONS (2019).

Além da eletricidade, outro suprimento de energia importante e dependente de recursos fósseis é o necessário ao setor de transportes. Este setor é responsável por uma parcela relevante do consumo total de energia no mundo, Figura 2.5. Não obstante, os meios de transporte são causadores de 24 % das emissões diretas de CO₂ na atmosfera, devido à combustão de seus combustíveis. Apesar das emissões totais advindas do setor de transportes terem crescido apenas 0,6 % em 2018, devido às melhoras quanto a eficiências das máquinas de potência e ao emprego de biocombustíveis, as emissões dos subsectores aviação e naval tem aumentado e demandam mais atenção. Para atender as metas projetadas para o setor, quanto a fretes e mobilidade e reduzir as emissões de CO₂, as medidas quanto as melhorias nas eficiências devem ser implementadas para obter resultados mais concretos (IEA, 2018).

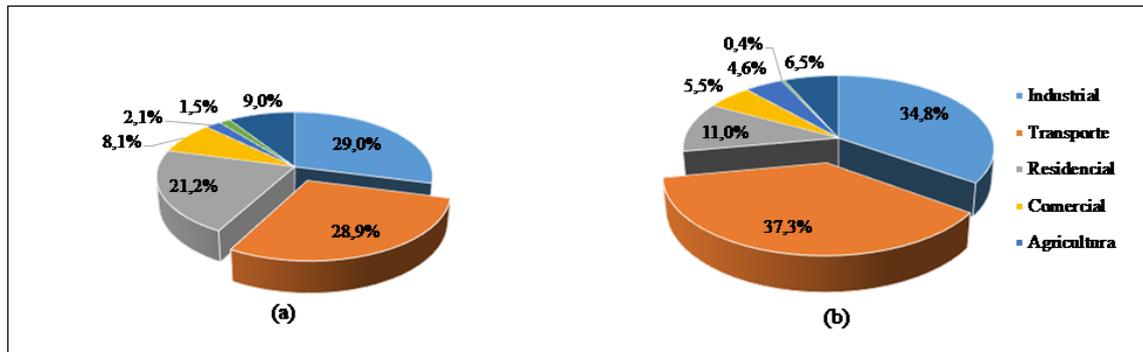


Figura 2.5: Divisão do consumo de energia por setores. (a) Distribuição no mundo. (b) Distribuição no Brasil.

Fontes: IEA (2018).

2.2 Biomassa como recurso energético

A biomassa trata-se de um insumo natural que pode ser recolhido de plantações, vegetação nativa terrestre e aquática e resíduos de exploração agrícola. Também pode ser derivada de atividade humana, como atividades industriais e resíduos urbanos e por apresentarem este caráter, muitas vezes, o emprego em atividades de geração de energia contribui também com o impacto ambiental associado ao seu descarte. Composta de carbono, hidrogênio, oxigênio, nitrogênio e alguns minerais, a biomassa é um insumo versátil em termos energéticos, pois podem ser processados de formas diferentes e variadas, como processos termoquímicos, químicos e biológicos, portanto sendo credenciada como matéria-prima renovável (SIKARWAR et al., 2017; AGHBASHLO et al., 2018). A Figura 2.6 mostra algumas das maneiras de se processar a biomassa a fim de obter biocombustíveis.

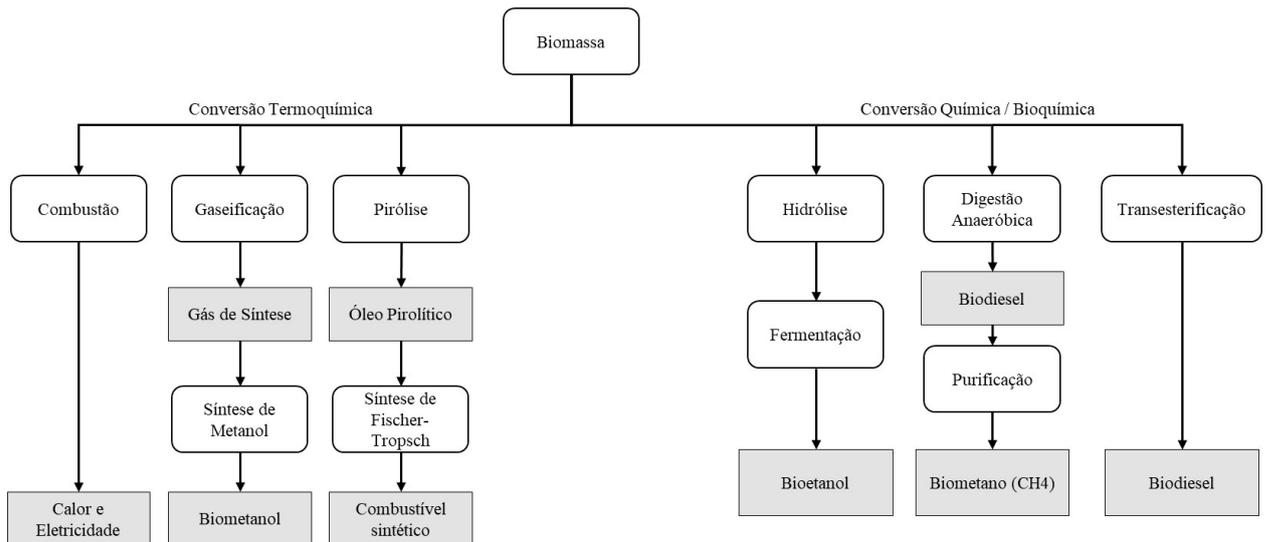


Figura 2.6: Rotas convencionais para produção de biocombustíveis.

Fontes: Adaptado de Nanda et al. (2014) e Sikarwar et al. (2017).

Na maioria das situações, grandes quantidades de matéria com pequeno teor energético estão disponíveis como matéria para trabalho. Entretanto, diante os baixos poderes caloríficos são tidos como insumos de baixo valor, os quais devem ser movidos para estações de produção e processamento para serem valorizados do ponto de vista de geração de energia. Pode-se dizer também que o emprego de biomassa no setor de energia renovável apresenta a vantagem de não ser dependente de grandes sítios e determinado clima, como as estações solares e eólicas. Há de se citar também que embora a biomassa tenha baixo custo de aquisição, para a produção de bioenergia ser viável se faz necessária uma logística eficiente quanto à sua coleta, ao seu transporte, armazenamento e distribuição (NUNES et al., 2020).

2.3 A cultura da Palma

A palma ou dendê, como é popularmente conhecido no Brasil, tem origem africana, mais precisamente no Golfo da Guiné, e atravessou o Atlântico nas mãos da comunidade guineense trazida ao Brasil Colônia. Designada por *Elaeis guineenses* como nome de espécie, trata-se de uma palmeira com ciclo perene que atinge alturas de até 15 metros, produz frutos de cor laranja ou avermelhada, dos quais se formam em cachos, os chamados cachos de fruta frescos. Deste fruto, o óleo, utilizado em diversas aplicações ao redor de todo o mundo, tais quais, alimentação, cosmética, higiene e limpeza, bioenergia e biocombustíveis, pode ser extraído de duas regiões: do mesocarpo (popularmente chamado de polpa) e da semente. Não obstante, a

produção de óleo de palma é das melhores em termos de produtividade, atingindo um índice de até 8 toneladas de óleo por hectare de plantação (BERGMANN et al., 2013; ABRAPALMA, 2017).

A produção de óleo de palma e a exploração da fruta tem crescido anualmente desde 1998, sendo que na última década o maior crescimento foi de 14,81 % em 2016 e o ano de 2019 registrou 2,86 % de aumento. A produção brasileira em 2019 registrou 540000 toneladas o que corresponde a 0,7 % da produção mundial deste commodity, a maior parcela da produção brasileira é oriunda no norte da Bahia e do estado do Pará (USDA, 2019).

O Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) contabiliza que em território nacional existem 109872 hectares de área plantada destinadas ao cultivo de dendê e 109044 de área colhida, totalizando 99,2 % de aproveitamento (IBGE, 2018). A Figura 2.7 indica a preponderância do Pará na área destinada ao cultivo em cenário nacional sendo cada vez maior com o passar dos anos.

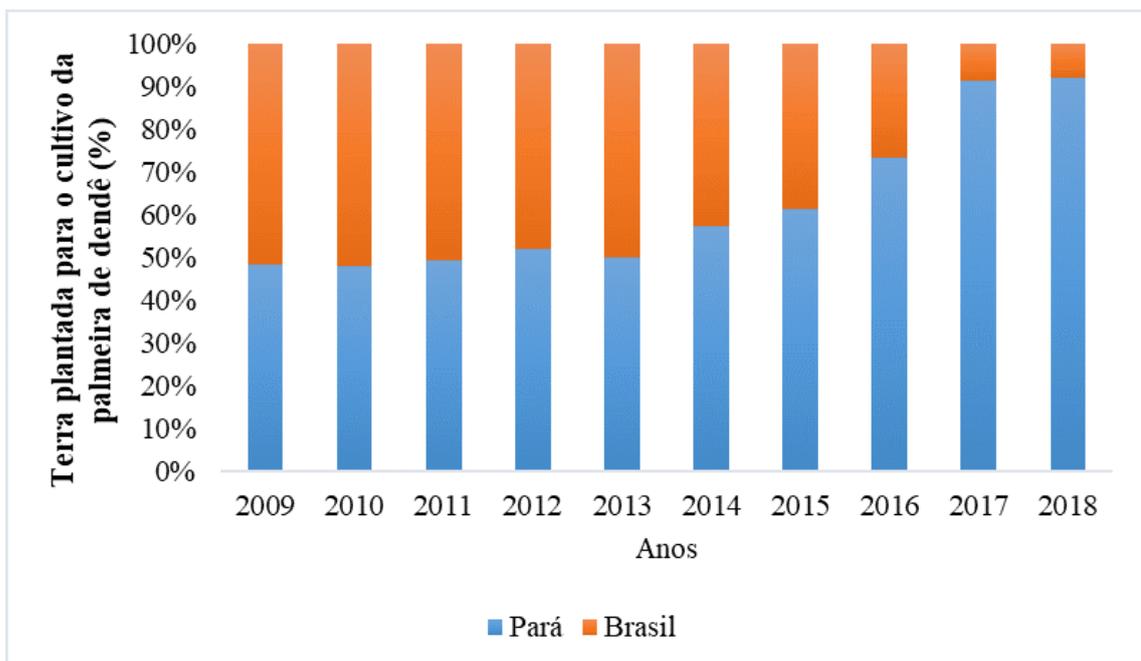


Figura 2.7: Rotas para produção de biocombustíveis.
Fonte:IBGE (2018).

No Brasil, em busca de diversificar as matérias-primas para produção de biodiesel, o óleo de palma aparece como mais promissor dentre todos os óleos vegetais disponíveis. Durante anos do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB), os principais insumos foram óleo de soja e gordura animal, com pequena parcela da produção total sendo suprida pelas outras oleaginosas, como girassol. Porém, há uma missão em estabelecer o óleo de palma, a

meta da Agenda do Biodiesel brasileira é de destinar 15 % da produção de biodiesel a óleos de fontes diferentes de soja e sebo. Isso corresponderia a produção de 2,7 milhões de toneladas de combustível oriundo de outras matérias-primas até 2028, sendo 50 % baseada em óleo de palma e 50 % das demais fontes. Dentre as ações estratégicas para alcançar tal objetivo foram listados itens quanto a pesquisa e desenvolvimento, como desenvolver novas cultivares para serem complementares à soja, anual e perene, desenvolver processos de clonagem de palmeiras tropicais e melhoramento genético, a fim de ampliar em escala a produção das mudas; quanto a transferência de tecnologia, enunciou-se a identificação de polos potenciais de produção de oleaginosas para diferentes regiões em parceria público-privada; e, por fim, quanto a políticas públicas, citou-se a abertura do mercado para coprodutos e outros bioprodutos oriundos da cadeia do biodiesel e estabelecimento de políticas para a garantia de preços mínimos para todas as culturas oleaginosas (MARQUES et al., 2019).

O óleo de palma, como produto, apresenta suas vantagens tais como baixo custo de produção, riqueza de nutrientes como vitaminas A e E, baixo índice de colesterol. Entretanto o cultivo também apresenta benefícios, além da tão falada produtividade destaque dentre as oleaginosas, também pode ser considerado como atividade de preservação por não apresentar agressão às matas nativas. A Superintendência da Zona Franca de Manaus (SUFRAMA) indica que a Amazônia possui vasta área devastada disponível e apta ao cultivo dos dendezeiros, com isso, haveria a possibilidade de um recobrimento dessas áreas de degradação quando a palmeiras atingir sua fase adulta. Na sua fase jovem poderia trabalhar como leguminosas de cobertura do solo. Dito isso, seria uma cultura perfeitamente enquadrada nas necessidades do desenvolvimento sustentável e uma oportunidade de negócios para a região da Floresta Amazônica (GALLO, 2017).

2.4 Biocombustíveis

Os biocombustíveis são conceituados como todo derivado de biomassa renovável, utilizado para fins energéticos e que, geralmente, são usados a fim de substituir os combustíveis derivados de petróleo e gás natural. O uso destes pode ser isolado ou mesmo combinado aos combustíveis convencionais em misturas (GAURAV et al., 2017).

Biocombustíveis podem estar em estado sólido, líquido e gasoso e são classificados como de primeira, segunda e terceira geração, de acordo com a natureza da biomassa que deu origem

ao mesmo. Os de primeira geração, como biodiesel e óleos vegetais, são assim classificados por terem uma cultura destinada a sua produção. O etanol celulósico e o biohidrogênio celulósico são exemplos de combustível de segunda geração, por serem produzidos a partir de resíduos de coprodutos da atividade agrícola. Quanto a terceira geração, incluem-se os insumos marinhos, algas e cianobactérias que dão origem a biogás, bioetanol e biobutanol, por exemplo. Estes são classificados assim por não haver necessidade de grandes extensões de terra para geração de quantidade significativa de biomassa (WELDEMICHAEL; ASSEFA, 2016).

A vantagem da aplicação dos biocombustíveis quanto aos combustíveis fósseis está relacionada a serem facilmente extraídos da biomassa; serem sustentáveis, devido a sua biodegradabilidade; terem sua combustão associada ao ciclo do CO₂ e serem mais amigáveis ambientalmente. Portanto, com a depleção das fontes fósseis e a sua agressividade ao meio-ambiente, a aplicação dos combustíveis renováveis tende a aumentar com o passar dos anos, o que mostra os indicadores de transição energética da IEA (IEA, 2018) nos gráficos das figuras 2.8 e 2.9. A Figura 2.8 mostra o crescimento da parcela dos biocombustíveis na matriz renovável mundial entre 2000 e 2018. Já na Figura 2.9 a contribuição dos biocombustíveis no decorrer dos anos é exibida restritamente ao setor de transportes.

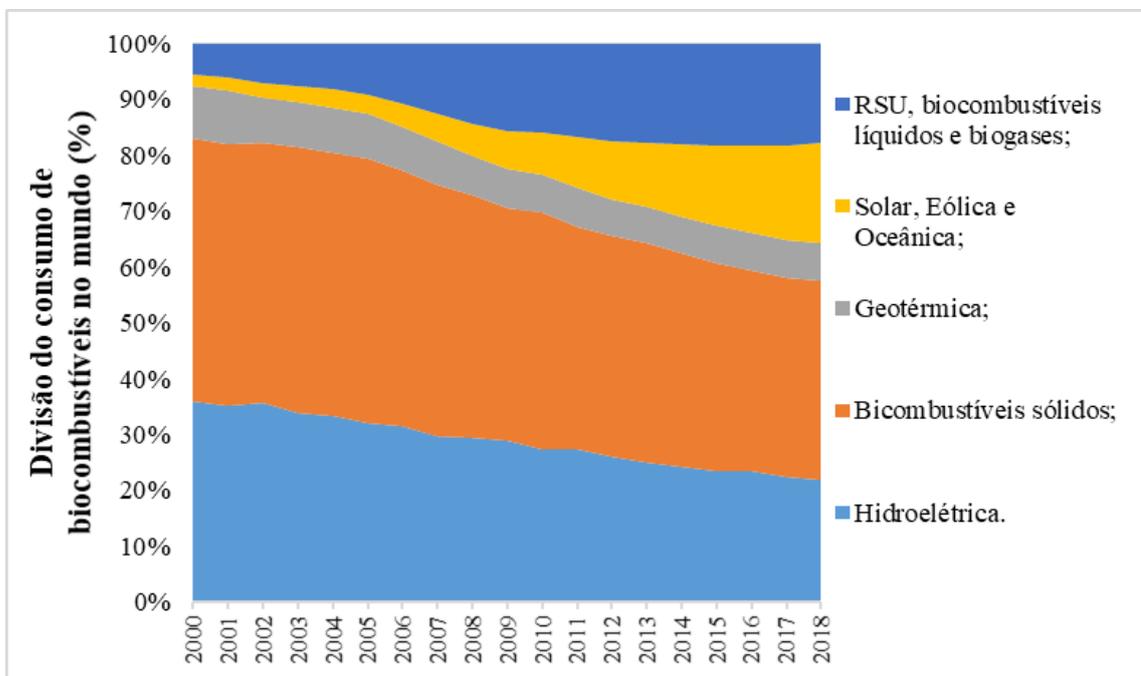


Figura 2.8: Distribuição do consumo de energia renovável no mundo.
Fonte:IEA (2018).

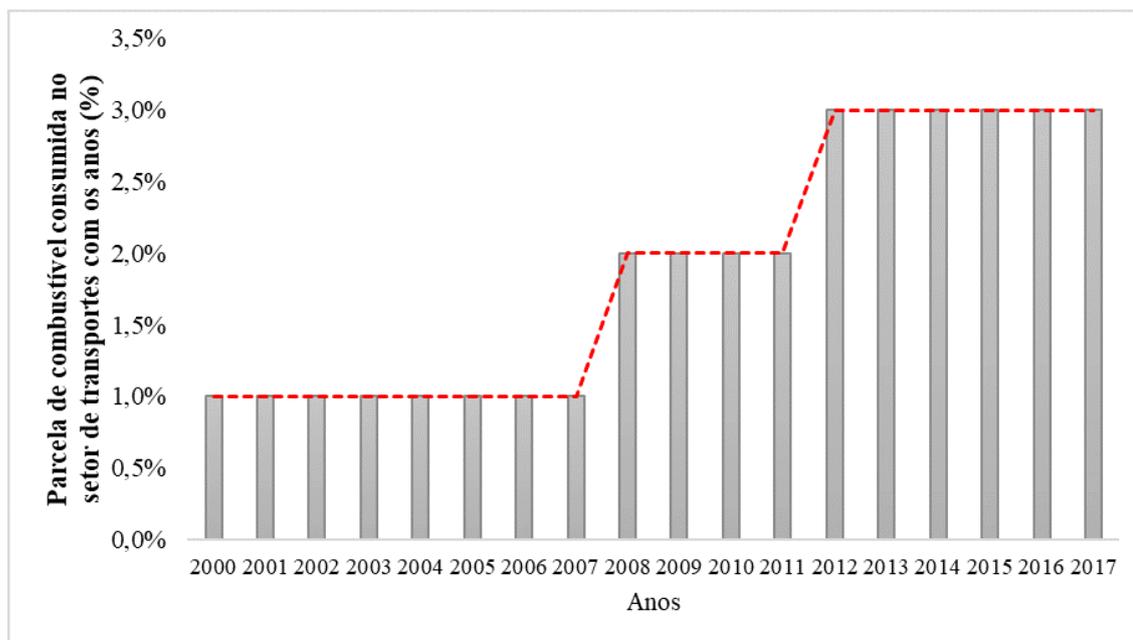


Figura 2.9: Parcela de biocombustíveis consumidos no setor de transportes entre 2000 e 2017. Fonte:IEA (2018).

O Brasil tem reconhecimento mundial quanto a suas políticas de emprego de biocombustíveis. Muito disso se deve a disposição de recursos energéticos no país, por apresentar condições edafoclimáticas favoráveis e extensa área disponível para cultivo. Politicamente, também o país favorece a exploração de combustíveis renováveis, os mandatos de adição de porções de biodiesel e etanol aos correspondentes fósseis, os mecanismos de diferenciação tributária e as linhas de financiamento (EPE, 2019a).

Hannah (2015) dissertou sobre como o Brasil tem a melhor abordagem quanto a políticas públicas para incorporação de biocombustíveis na matriz energética em todo o mundo. Dos programas brasileiros de destaque quanto ao incentivo a combustíveis alternativos, pode-se citar o Programa Nacional do Álcool (PROALCOOL), na década de 1970, a introdução da tecnologia *flex fuel* nos automóveis fabricados em território nacional, no ano de 2003, o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB) em 2005, o RenovaBio, lançado em 2016 e o Rota 2030 de 2018.

A produção de biodiesel e etanol bateram recordes no Brasil, em 2018. E, diferente da União Europeia e dos Estados Unidos, há perspectiva que o país alcance as Metas de Desenvolvimento Sustentável até 2030. Globalmente, o consumo de biocombustíveis precisa ser triplicado até 2030 para que o cenário de desenvolvimento sustentável seja atingido, tal índice corresponde a 10 % da total demanda do mundo para combustíveis no setor de transportes (IEA, 2019). Pelos

dados da Figura 2.9 em que a participação dos renováveis subiu apenas 2 % em 13 anos, um salto até 10 % necessita de muito trabalho para a próxima década.

Por mais trabalho, deve-se considerar os biocombustíveis avançados, aqueles que não tem como matéria-prima insumos comestíveis. Estes precisam ser mais explorados e contribuir com parcela maior no total consumido. As tecnologias para produção deste tipo de combustível são importantes por se beneficiarem de matéria disponível em larga escala e que, usualmente, não tem aplicação para outros fins, como os resíduos agrícolas e o resíduo sólido urbano. Os benefícios ambientais destes também são consideráveis, uma vez que contribuem para mitigação do uso de terra; comumente, oferecem ciclos de vida maior e redução nas emissões de gases de efeito estufa comparados com os biocombustíveis de primeira geração. Entretanto, o investimento necessário para produção e o custo de produção, em si, são elevados. Junto da atual conjuntura de preços de petróleo e o cenário de economias em estado de recuperação, os projetos para desenvolvimento de usinas produtoras de biocombustíveis avançados, no mundo, encontra-se em ritmo lento (IEA, 2019; EPE, 2019a).

2.4.1 Biodiesel

Chama-se biodiesel o combustível renovável obtido por meio da reação química de transesterificação, na qual reagem triglicerídeos presentes em óleos e gorduras com álcoois de cadeia curta e os produtos são éster e glicerol. O éster, após separação, purificação e adequação às normas de qualidade pode ser comercializado como combustível. Mais comumente destinado a combustão interna em motores que trabalham com ignição por compressão. A saga brasileira do biodiesel teve início com a criação da Comissão Executiva Interministerial do Biodiesel (CIEB) em 2004 e em dezembro desse ano o governo federal lançou o PNPB com objetivo de introduzir o combustível na matriz nacional com enfoque no desenvolvimento regional e na inclusão da agricultura familiar (ANP, 2019).

A inserção do biodiesel no mercado brasileiro tornou-se obrigatória com a Lei nº 11.097/2005, entretanto no período de 2003 e 2007 a mistura do combustível alternativo ao diesel mineral foi opcional. A mistura obrigatória foi prevista para começar em 2 % em 2008 e crescer gradativamente com o amadurecimento da cadeia de suprimentos e do mercado até a mais recente resolução que exige 12 % e passou a valer em março deste ano. O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) defende que a especificação do biocombustível tem sido aprimorada ao longo dos anos para manter coerência com as normas de qualidade internacionais,

o que assegura segurança e previsibilidade aos agentes econômicos. Porém, as resoluções que estabelecem a qualidade técnica e a especificação das misturas em caráter de permissão são de obra da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, a ANP (ANP, 2019).

Em virtude do sucesso do PNPB, o Brasil produziu mais de 34 bilhões de litros de biodiesel desde 2005. Em 2019 se produziu 5,9 bilhões de litros, um aumento de 10 % em relação ao ano anterior. Com isso, o país se consolidou como segundo maior produtor e consumidor de biodiesel no mundo. Testes para instaurar a mistura B15 foram realizados e o parecer geral foi favorável para o próximo passo, entretanto o calendário ainda é incerto devido a restrições quanto ao aprimoramento da qualidade da mistura. O CNPE lançou um cronograma preliminar que indica que o aumento de biodiesel deve manter-se gradual, e o índice de 12 % foi aplicado a partir de 1º de março deste ano, os desejados 15 % devem ser aplicados até março de 2023 (CNPE, 2018; MME, 2019).

2.4.2 Etanol

O etanol é um insumo químico, também conhecido como álcool etílico, que é produzido especialmente por meio da fermentação de açúcares. Trata-se de um combustível utilizado em motores de combustão interna, do ciclo Otto, como substituto da gasolina. O Brasil tem tradição na utilização em grande escala do etanol desde o final da década de 1970. Atualmente, é utilizado em território nacional de duas formas, como etanol anidro, um componente da mistura da gasolina que é comercializada e como etanol hidratado, comercializado como combustível final. Em 2019, foram produzidos 35,6 bilhões de litros de etanol, recorde histórico de produção e um aumento de 7,5 % na produção a 2018 (CONAB, 2020).

O cultivo de cana-de-açúcar é crescente em todo o mundo e no Brasil, de acordo com a Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB), a área colhida na safra 2018/19 foi de 8,6 milhões de hectares. A produtividade de etanol a partir da cana-de-açúcar pode render até 6800 litros por hectare. Entretanto, a alternativa do etanol de segunda geração (E2G) permite produzir mais combustível a partir do bagaço e da palha, coprodutos da indústria de açúcar e álcool. A tecnologia do E2G consiste em processar açúcares fermentáveis a partir de material lignocelulósico, usualmente, biomassa residual. Antes da fermentação existem fases preliminares. O pré-tratamento quebra e remove a lignina e a hidrólise transforma as moléculas de celulose e hemicelulose em açúcares fermentáveis (EPE, 2019a).

Considerando o bagaço de cana com produtividade de 149,3 litros de E2G por tonelada de

biomassa e a palha com 287 litros de E2G por tonelada de biomassa, afirma-se que a produção de uma destilaria poderia ser implementada em até 25 % para o uso apenas do bagaço e para o uso combinado de bagaço e palha para fins de produção a produtividade seria aumentada em até 50 % para plantas autônomas sem a necessidade de mais terras para plantio. O Brasil, que conta com plantas comerciais, tem perspectiva de produção entre 40 e 45 milhões de litros de etanol celulósico para o ano este ano (JÚNIOR, 2017).

2.4.3 Biocombustíveis de aviação

Também conhecidos como biocombustíveis *drop-in*, estes podem ser misturados com combustível convencional de aviação até uma proporção definida em norma e não requerem adaptação das turbinas ou da aeronave. Estes combustíveis são uma mistura complexa de hidrocarbonetos de diferentes classes, como parafinas (C8-C15) naftenos e aromáticos. Entretanto, estes combustíveis são melhores definidos com base nas suas características de desempenho do que por sua composição química. A *American Society for Testing and Materials*, ASTM, afirmou que os biocombustíveis de aviação cumprem com os requisitos de desempenho dos combustíveis convencionais quando misturados a estes em volumes não maiores que 50 % do total (ALVES et al., 2017).

Das rotas aprovadas para produção destes combustíveis renováveis, a maioria dá origem a hidrocarbonetos parafínicos, denominados Querosene Parafínico Sintético, em inglês *Synthesized Paraffinic Kerosene* (SPK). As rotas aprovadas pela ASTM para produção de biojet fuels são: hidrogenação de ésteres e ácidos graxos (HEFA), certificada em 2011; síntese *Fischer-Tropsch* (FT), certificada em 2009; conversão álcool para combustível aeronáutico (ATJ), certificada em 2016, e a síntese de isoparafinas (SIP), certificada em 2014 (KLEIN et al., 2018).

O interesse na produção de biocombustíveis para o setor de aviação está ligado ao fato de a Agência Internacional de Transporte Aéreo (IATA, em inglês) julgou como estratégia fundamental para redução das emissões de CO₂ no setor. No ano de 2018 contabilizou-se 918 Megatoneladas de CO₂ com operações de frete e aviação civil, cerca de 2,5 % da parcela energética mundial. Junto da IATA, o Grupo de Ação do Transporte Aéreo (ATAG), uma espécie de associação independente formada por companhias de transporte aéreo mundial, tem colaborado nas ações a fim de cumprir com as metas ambientais na indústria aérea (IEA, 2019).

O plano brasileiro para impulsionar a produção e consumo de biocombustíveis de aviação

está baseado em três pontos: matéria-prima, tecnologias de refino e logística. Quanto a biomassa a meta é conhecer os diferentes tipos disponíveis, estudar o cultivo e aprimorar a logística da biomassa; quanto às tecnologias, a atenção se direciona para o conhecimento sobre os métodos de processamento de biomassa e produção do combustível; logisticamente, o conhecimento das operações, os meios de transportar os combustíveis com segurança e eficiência para os aeroportos são os principais pontos. Os objetivos traçados foram promover desenvolvimento regional, produzir combustíveis sustentáveis e reduzir os custos de produção, uma vez que as barreiras identificadas incluíam a escala de produção e a viabilidade econômica (FAPESP, 2013).

Entretanto, a União Brasileira do Biodiesel e Bioquerosene, UBRABIO, defendeu que o maior desafio acerca do comércio e emprego do biocombustível aeronáutico no Brasil reside nas políticas públicas. A instituição salientou a disponibilidade de recursos para produção, porém não hesitou em declarar a necessidade de um marco regulatório que imponha garantias no comércio dos combustíveis. O presidente da UBRABIO afirmou que a experiência com o PNPB deveria favorecer o desenvolvimento das tratativas legais, acionar as empresas do setor, atingir os produtores agrícolas e promover o desenvolvimento regional do Norte e Nordeste do país (UBRABIO, 2019).

2.5 Bioeletricidade

A bioeletricidade se enquadra no quadro de bioenergia e se refere a eletricidade gerada por meio de matéria orgânica, biomassa, que pode ser de origem vegetal, animal, residual e industrial. A biomassa contém energia química que precisa ser convertida até eletricidade, usualmente, isto é feito por meio da combustão. Apesar da queima de biomassa emitir dióxido de carbono, a quantidade lançada a atmosfera é equivalente a quantidade absorvida pela planta durante o crescimento, quando se fala de cultivos energéticos, e por isso há balanço de carbono. Quando se fala de matéria residual a sustentabilidade relacionada as emissões pode variar, entretanto, ao se comparar aos combustíveis fósseis para geração de eletricidade, a queima da biomassa ainda é mais vantajosa quanto aos parâmetros ambientais (PADILLA-RIVERA et al., 2019).

O Brasil, no ano de 2018, produziu 601,4 TWh, um crescimento de 2 % em relação ao ano anterior. Desse valor, as fontes renováveis correspondem a 83,3 %, sendo que a maior parcela se dá ao sistema hidrelétrico que acomoda 66,6 % de toda oferta interna. No seu

suprimento doméstico, o Brasil contabilizou 8,5 % de energia elétrica proveniente de biomassa. Os principais combustíveis, na classe das biomassas, em território brasileiro tem sido o bagaço de cana e os resíduos de madeira. O Brasil, em 2018, contava com 561 usinas que produzem energia a partir deste tipo de insumo (EPE, 2019b).

Quanto a questão ambiental, a geração de energia proveniente de recursos naturais pode impor mitigação nas emissões de gases estufa, entretanto, a sustentabilidade depende da disponibilidade de biomassa, do seu correto gerenciamento e uso eficiente. No Brasil, de toda bioenergia gerada, grande parte advém dos resíduos do processamento da cana, por ser um mercado consagrado no país há anos e por trabalhar com geração de energia para o próprio uso. As usinas sucroalcooleiras são autossuficientes quanto a energia térmica e elétrica e muitas plantas ainda produzem excedente de eletricidade, que é comercializado com suas respectivas concessionárias de energia. Uma prática comum para atingir o completo suprimento de calor e eletricidade é a cogeração (WELFLE et al., 2017).

Além dos resíduos da produção de açúcar e álcool, outro grande ativo quanto a bioenergia no Brasil são os resíduos agroflorestais. Em 2017 havia 5,7 milhões de hectares de área plantada de eucalipto, 1,6 milhões de hectares de pinheiros e 0,8 milhões de hectares de outras espécies. Tamaña produção seria capaz de gerar 46,8 milhões de toneladas de biomassa residual que poderia ser explorada como fonte de renda que designa benefícios ambientais. A opção para tal seria a produção de biocombustíveis sólidos para a produção de eletricidade, os chamados pellets (SOUZA et al., 2020). E Welfle (2017) informou que existem dez plantas produzindo pellets de madeira no Brasil, que se encontram em expansão devido a perspectiva de alta produção para exportação destes combustíveis para a Europa para fins de geração de eletricidade e calor.

Os dados da IEA corroboram com a grande maioria da bioeletricidade gerada no Brasil ser provinda de biocombustíveis sólidos, como o bagaço de cana e os pellets de madeira. A Agência reportou que em 2017 a eletricidade gerada por meio de biocombustíveis sólidos correspondeu a 31357 GWh, enquanto que a eletricidade gerada a partir de biogases foi reportada em 1027 GWh (IEA, 2019).

2.6 Cogeração

Para atingir a autossuficiência, as biorrefinarias trabalham com estações de cogeração. Trata-se da produção combinada de duas formas de energia, usualmente elétrica e térmica, em um

processo. A eletricidade gerada pode ser usada in loco ou distribuída pela rede de transmissão, os mesmo ambas as possibilidades concomitantemente. A energia térmica é geralmente utilizada in loco para abastecer processos industriais com demanda de calor, vapor, refrigeração ou água quente e no caso de excedente de energia térmica, o excesso pode ser distribuído para melhorar a eficiência termodinâmica do ciclo. Dentre as vantagens da aplicação da cogeração estão:

- Aumento da eficiência de conversão e uso das formas de energia;
- Menos emissões de gases estufa, especialmente CO₂, pois a cogeração demanda menos combustível que a geração individual de calor e eletricidade;
- Economia quanto a custeamento de eletricidade e calor de processos;
- Maior eficiência em termos de transmissão e flexibilidade de energia;
- Oportunidade de gerar receita com um ativo a mais, o excedente de eletricidade.

Luk et al. (2013) investigou o quanto a secagem de biomassa afeta na eficiência térmica de um sistema de cogeração. Para fins de comparação os autores propuseram um caso base no qual a biomassa seria levada a caldeira como combustível com sua umidade natural. Os outros cenários contaram com um sistema de secagem acoplado ao ciclo principal, o primeiro uma secagem por ar quente, no segundo secagem por vapor superaquecido e no último cenário a integração dos dois métodos anteriores. Os resultados indicaram melhora na eficiência do ciclo em todos os casos de secagem, e o melhor índice para o cenário em que havia integração dos métodos de secagem, atingindo 31 % de eficiência global. A principal conclusão dos autores foi baseada na eficiência dos ciclos com integração de secagem, sendo que julgaram primordial para uma estação de cogeração operando com biomassa.

Arabkoohsar & Nami (2019) combinaram um ciclo de cogeração, abastecido com resíduo sólido urbano, e um ciclo ORC para maximizar a produção de eletricidade em detrimento da produção de calor. Analisou-se a exaustão da caldeira por meios exergéticos a fim de aumentar o desempenho do sistema globalmente e também foi feita uma análise econômica do empreendimento. Ao considerar a planta convencional e a modificada operando com a mesma quantidade de combustível, os resultados de geração de eletricidade total foram maiores para o caso modificado; as eficiências térmica, elétrica e exergética também foram melhores para o segundo caso; o suprimento de calor fornecido para o aquecimento urbano aumentou com a modificação e o desperdício de calor foi diminuído; Economicamente, devido a maior produção

de energia para comércio, o período de retorno de investimento decresceu com a modificação da planta. A conclusão dos autores indicou que a modificação passa a ser uma técnica a ser considerada pelos prestadores de serviços energéticos como uma opção mais rentável e eficiente.

2.7 Situação Atual das Plantas exploradoras de Palma no Brasil

Quanto a aplicação das biorrefinarias no Brasil, o setor sucroalcooleiro é o mais avançado. O MAPA tem registro de 293 plantas que tem como produto açúcar, álcool e energia (EPE, 2019b). Entretanto, o setor explorador de palma no Brasil ainda está começando a se desenvolver. A divisão de terras exploradas por esse setor está distribuída entre áreas agroindustriais, agricultores familiares, pequenos e médios agricultores. Sendo que a agricultura familiar representa apenas 4,9 % da produção nacional, enquanto as áreas pertencentes ao setor industrial chegam a 90 % (MAPA, 2018). A produção de palma no Pará tem crescido a cada ano, apesar do recuo em 2018, Figura 2.10, em termos de área plantada e colhida o crescimento na última década foi substancial e a produção de cachos de fruta frescos atingiu um pico em 2017, e a média de produção reportada é de 16,93 t_{CFF}/ha (SEDAP-PA, 2018).

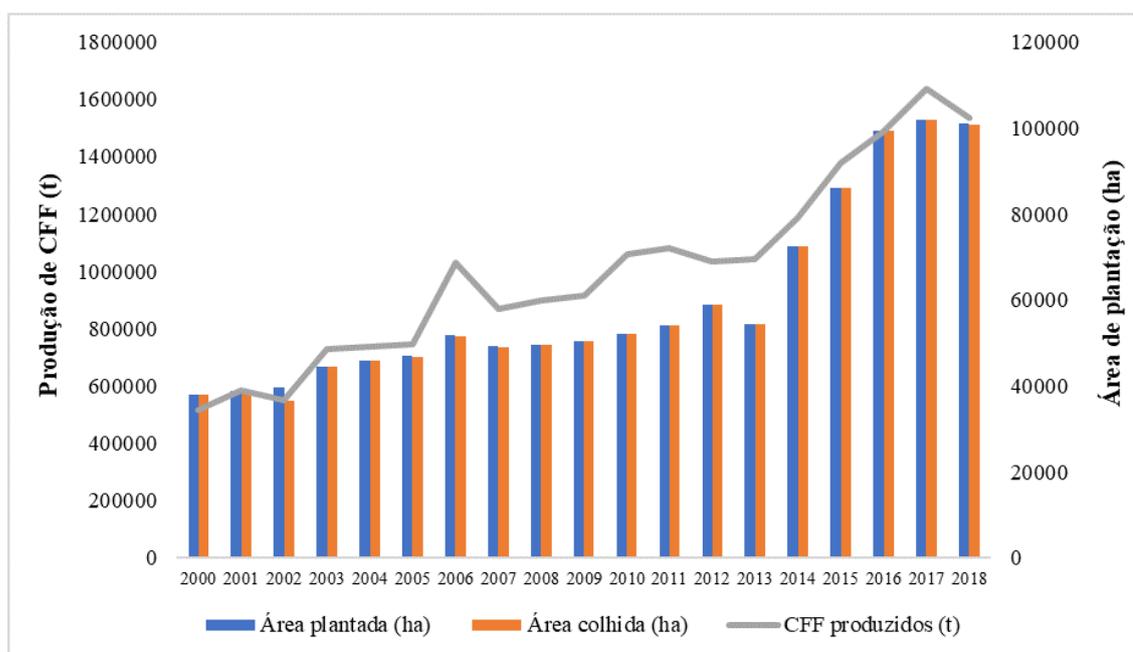


Figura 2.10: Dados sobre as lavouras fixas e temporárias no estado do Pará entre 2000-2018. Fonte: SEDAP-PA (2018).

Apesar de ser reconhecido como um dos maiores produtores agrícolas no mercado internacional, o Brasil importa cerca de 40 % do óleo de palma que utiliza. Entretanto, muitos pesquisadores, como, sugerem um potencial enorme para o cultivo e exploração desta matéria no Brasil. O otimismo com o Brasil se deve a cultura de palma ser uma combinação adequada com as condições das regiões norte e nordeste, especialmente às condições amazônicas. E frente toda a atenção que a palma tem recebido, as oportunidades tem crescido e o portfólio de produção aumentado. A biomassa proveniente dos cachos de dendê pode ser processada em carvão (LOH, 2017), biogás (OHIMAIN; IZAH, 2017), biohidrogênio (MAAROFF et al., 2019), além de calor, eletricidade e os tradicionais combustíveis líquidos: biodiesel e etanol.

No cenário brasileiro, duas empresas que se destacam na produção de palma são a Agropalma e a Biopalma. Em meio a atividades estatais se destaca o PBIO (Petrobras *Biofuels*) programa subsidiário a empresa brasileira que tem projetos em parcerias internacionais para a expansão da indústria de palma no Brasil (CÉSAR; BATALHA, 2013), dentre os projetos estão:

- **Projeto Pará:** tem por meta cumprir a demanda de biodiesel de toda região Norte do país, por meio da estimulação de produtores independentes e pequenos produtores, almejando 24000 hectares de área plantada e 120000 toneladas de biodiesel por ano;
- **Projeto Belém:** conduzido por um consórcio entre a Petrobras e a GALP Energia, empresa portuguesa, objetivou a produção de 300000 toneladas de palma anuais para produção de biodiesel em Portugal, mirando o mercado europeu. Entretanto, a parte atribuída a Petrobras foi vendida em novembro de 2019.

A exploração de Palma no Brasil ainda é focada principalmente no setor alimentício. A influência da palma na produção de biodiesel brasileira é insignificante, denotando apenas 0,55 % da produção nacional em 2016, e os insumos gerados da extração do óleo não são devidamente utilizados (SOUZA et al., 2018; CÉSAR et al., 2019).

Wilkinson & Herrera (2010) descreveram a produção de agricultores familiares incorporados ao programa de incentivo ao cultivo de palma para produção de biodiesel no Brasil. Os autores deixaram claro que um número pequeno de produtores foi atingido e, apesar de os pequenos agricultores se sentirem satisfeitos com a integração, pelo grande subsídio designado, as tratativas do programa seriam claramente ineficientes se propostas a uma grande quantidade de produtores. César & Batalha (2013) afirmaram que por meio de iniciativa público-privada,

algumas empresas estariam se organizando para atingir produtores familiares no Norte do Brasil e que os projetos estariam em fase de mapeamento.

2.8 Políticas Públicas

2.8.1 PROALCOOL

O Programa Nacional do Álcool, o Proálcool, foi criado em 1975 por meio de decreto governamental, que teve por objetivo o incentivo à produção de álcool oriundo da cana-de-açúcar ou qualquer outro insumo. Esse incentivo estava relacionado a expansão da oferta das matérias-primas, por meio do aumento da produção, modernização das destilarias e ampliação das usinas existentes e implementação de novas unidades. Com toda atenção voltada a produção de etanol anidro, para ser misturado a gasolina comercial, as destilarias brasileiras tiveram um enorme salto de produção entre os anos de 1976 e 1980, quando a produção de 600 milhões de litros anuais progrediu para 3,4 bilhões de litros anuais. Com a crise petroléira entre 1979 e 1980, o preço do barril atingiu números impraticáveis, e com isso, o governo brasileiro decidiu por envolver ainda mais o etanol na matriz energética. Diante deste cenário, a produção nacional chegou a 12,3 bilhões de litros entre 1986 e 1987, superando a expectativa de 10 bilhões (CORTEZ et al., 2016).

Os primeiros veículos automotores movidos, exclusivamente, a etanol surgiram em 1978 e sua participação no cenário de transporte brasileiro cresceu rapidamente, atingindo 26,8 % de todos os veículos de ciclo Otto produzidos no Brasil, em 1980. Entretanto em meados da década de 80 o preço do petróleo voltou a ser competitivo com o chamado contra-cheque. Coincidentemente com a escassez de recursos estatais para o estímulo a energia sustentável, o volume de investimentos na produção de etanol sofreu uma queda substancial. Diferentemente da produção, a demanda só cresceu com as vendas de veículos a álcool, por questões de que estes designavam menores taxações, além do preço de combustível mais atrativo quando comparados ao da gasolina. Com a demanda alta e a oferta baixa, uma crise foi instaurada e chamou-se crise do abastecimento, a qual afetou a credibilidade do programa e provocou significativa queda das vendas de veículos movidos a etanol. Posterior a crise do abastecimento, o Programa passou por uma fase de redefinição. Neste período, decidiu-se por destinar uma parcela dos recursos arrecadados com o comércio de gasolina, diesel e lubrificantes para viabilizar ações afirmativas direcionadas a produção de etanol. A fase mais recente relativa ao PROALCOOL

está relacionada a expansão de canaviais além das tradicionais regiões, como o interior de São Paulo e o Nordeste, e é comandada pela iniciativa privada. E como o setor energético brasileiro tem buscado alternativas mais amigáveis ambientalmente e se baseando nas proposições e compromissos assumidos com o Quadro das Nações Unidas sobre Mudança Climática, estuda-se uma retomada do programa, dado que o etanol é um insumo estratégico para o desenvolvimento sustentável brasileiro (CORTEZ et al., 2016).

2.8.2 PNPB

O Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel é um programa criado por decreto presidencial, em 2003, em que se instituiu uma colaboração interministerial com a responsabilidade de apresentar estudos sobre a viabilidade de utilização do biodiesel como fonte alternativa de energia. E com objetivo de implementar a produção e uso deste biocombustível, com enfoque na inclusão social, desenvolvimento regional e valorização da agricultura familiar, gerando emprego e renda. Dentre suas diretrizes, destaca-se a prerrogativa de garantia de preços competitivos e previsibilidade do mercado, promovendo qualidade e suprimento. Também estipulou-se produzir biodiesel de diferentes fontes em diversas regiões, de maneira sustentável (MME, 2019).

A comissão responsável por conduzir o programa é a Comissão Executiva Interministerial (CEIB), que elabora, implementa e monitora os atos normativos que regem o programa. Também está entre as responsabilidades deste órgão analisar, avaliar e propor recomendações em função de manter os objetivos, diretrizes e políticas sociais do programa. A legislação em torno do PNPB e da instauração do biodiesel como um fator na matriz energética brasileira se baseou em prever legalmente a parcela de biocombustível que deveria ser misturada ao diesel mineral obrigatoriamente. Inicialmente a mistura de 2 % foi voluntária, posteriormente, obrigatória e o aumento nesse índice foi gradual até os atuais 12 % (MME, 2019).

Apesar de que existem problemas em que há necessidade de mudança e evolução. Como a diversificação dos insumos para produção do biocombustível, aumento da parcela familiar na logística de suprimentos e integração de outras regiões disponíveis para plantio no mapa do programa, do ponto de vista produtivo e econômico, o sucesso do PNPB é concreto. Tal êxito se dá pela meta atingida de 2,3 bilhões de litros anuais em 2010, número que era esperado apenas para 2013. Com isso, é coerente afirmar que o crescimento do uso e produção do biodiesel no Brasil é decorrente das ações públicas de subsídio, desoneração tributária e integração social.

Entretanto, o programa precisa estar em acordo com a conjuntura social corriqueira para que seja coeso com suas prerrogativas iniciais.

2.8.3 RENOVABIO

No ano de 2017, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) estabeleceu o Grupo de trabalho (GT) do Renovabio. Tal grupo analisou o mérito do emprego dos biocombustíveis como ferramentas para diminuição das emissões de gases estufa; a qualidade dos biocombustíveis produzidos e utilizados em território nacional, quanto a fatores técnicos e ambientais; a eficiência energética e a potencial de melhora na matriz energética com o advento da bioenergia, em detrimento às fontes fósseis, no curto, médio e longo prazo. Diante disso, em dezembro do mesmo ano, o Ministério de Minas e Energia lançou a Nova Política Nacional de Biocombustíveis, por meio da Lei nº 13.576/2017, o RenovaBio (MME, 2018).

Fundamentado na contribuição dos biocombustíveis para a segurança do abastecimento nacional, na preservação ambiental, na promoção do desenvolvimento sustentável e na inclusão econômica e social, este programa busca trazer previsibilidade ao mercado de biocombustíveis, em harmonia com os combustíveis fósseis. O programa ainda programa o livre mercado de biocombustíveis, frisando na importância em agregar valor a biomassa brasileira e na parcela estratégica dos combustíveis alternativos na matriz energética brasileira (MME, 2018).

O funcionamento do RenovaBio está calcado em dois principais instrumentos. Estabelecer metas de redução de emissões, definidas para um período de 10 anos e certificar, por meio de inspeções, a produção de biocombustíveis atribuindo a estas certificações de qualidade conforme a pegada ecológica no ciclo de vida da planta produtora. A relação entre estas ferramentas há de ser responsabilidade do CBIO – crédito de descarbonização por biocombustíveis. O objetivo de tal é a gradual descarbonização da matriz geradora brasileira em curto, médio e longo período. O RenovaBio difere dos antigos programas brasileiros por não oferecer subsídio ou vantagens tributárias, mas por ser um programa que oferece aos CBIO (ANP, 2017).

2.8.4 ROTA 2030

O Programa Rota 2030 é uma política pública do Governo Federal descrita pela Lei Federal nº 13.755/2018. A estratégia principal do programa é promover o desenvolvimento de toda a cadeia do setor automotivo brasileiro, por meio da diminuição na carga de impostos e o fomento direto para projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) do setor (MDIC, 2020b).

As diretrizes do projeto são descritas no texto da Lei em seu artigo 8º, tais que são (BRASIL, 2018):

- Incrementar a eficiência energética, do desempenho estrutural e da disponibilidade de tecnologias assistivas à direção dos veículos comercializados no País;
- Aumentar os investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação no País;
- Estimular a produção de novas tecnologias e inovações, de acordo com as tendências tecnológicas globais;
- Incrementar a produtividade das indústrias para a mobilidade e logística;
- Promover o uso de biocombustíveis e de formas alternativas de propulsão e valorização da matriz energética brasileira;
- Garantir a capacitação técnica e a qualificação profissional no setor de mobilidade e logística; e
- Garantir a expansão ou manutenção do emprego no setor de mobilidade e logística.

Os Pilares da Rota 2030 são comercialização de veículos no país, aquisição de peças não produzidas no país e dispêndios com Pesquisa e Desenvolvimento no Brasil. O Programa traz novas perspectivas para o desenvolvimento de tecnologias, competitividade de mercado, inovação, preservação do meio ambiente e eficiência energética. Se bem-sucedido, o Programa, pode apresentar resultados que impactam o desenvolvimento econômico e social do país. Em sua linha V, o Programa Rota 2030 se dedica a três eixos: propulsão e alternativa à combustão, biocombustíveis e segurança veicular. E com isso, o programa tem intenção de oferecer ao mercado opções de powertrain veicular de alta eficiência energética, que utilizem biocombustíveis e adequação ao contexto brasileiro de infraestrutura e abastecimento. A partir disso, os objetivos traçados para desenvolvimento da indústria nacional são: menor custo para o consumidor, redução das emissões de gases de efeito estufa e melhoria da segurança veicular (FUNDEP, 2020).

De acordo com o FUNDEP (2020), no eixo de biocombustíveis a atuação do programa é apresentada em sete linhas:

- Estruturação de plataformas de novas tecnologias;

- Formação de recursos humanos;
- Melhoria de desempenho do processo de combustão;
- Redução de gases tóxicos e poluentes;
- Sistemas eficientes de armazenamento;
- Ampliação do uso de bioenergia para mobilidade.

2.9 Biorrefinarias

2.9.1 Conceito

O Laboratório Nacional de Energia Renovável dos Estados Unidos da América (NREL, em inglês) descreveu uma biorrefinaria como uma instalação industrial comparável a uma refinaria de petróleo, diferindo-se pelo insumo de processamento (NREL, 2014).

O Departamento de Energia norte-americano (DOE, em inglês) pontuou que as biorrefinarias são plantas que utilizam diferentes combinações de técnicas e biomassas para produção de energia (DOE, 2011).

Para a Agência Internacional de Energia (IEA, em inglês), as biorrefinarias são plantas que promovem processos sinérgicos e sustentáveis, que envolvem procedimentos mecânicos, como extração, fracionamento e separação, e procedimentos de conversão para que, por meio da biomassa, obtenha-se bioenergia e um espectro de produtos com valor de mercado (IEA, 2014).

O conceito de biorrefinaria é dinâmico e se encontra em desenvolvimento, com isso, não se pode definir um modelo consagrado. Por existirem diversas rotas para obter produtos diferentes cada planta tem sua particularidade. Das diferentes rotas de conversão exploradas por biorrefinarias podem ser citadas as conversões de caráter bioquímico, biológico, químico e termoquímico. O objetivo de uma planta de biorrefino é aprimorar o uso de recursos e minimizar a produção de resíduos, maximizando os benefícios e receita (OZDENKÇI et al., 2017).

2.9.2 Conjuntura, desenvolvimento e potencial

Apesar de não ser exatamente uma ideia nova, vide a produção de açúcar e álcool, papel e celulose, devido a sua evolução, as biorrefinarias têm sido identificadas como o mais promissor caminho para instauração de uma bioindústria. Além disso, denotou-se que a biomassa é o único

insumo renovável com potencial para atender e substituir a demanda da gama de produtos que as fontes fósseis oferecem. Biomassa e biorrefinaria se potencializam mutuamente, projetando uma produção de alto poder econômico e permitindo testar um mercado emergente (PTASINSKI, 2016). A Figura 2.11 ilustra a função da biorrefinaria em valorizar a biomassa.

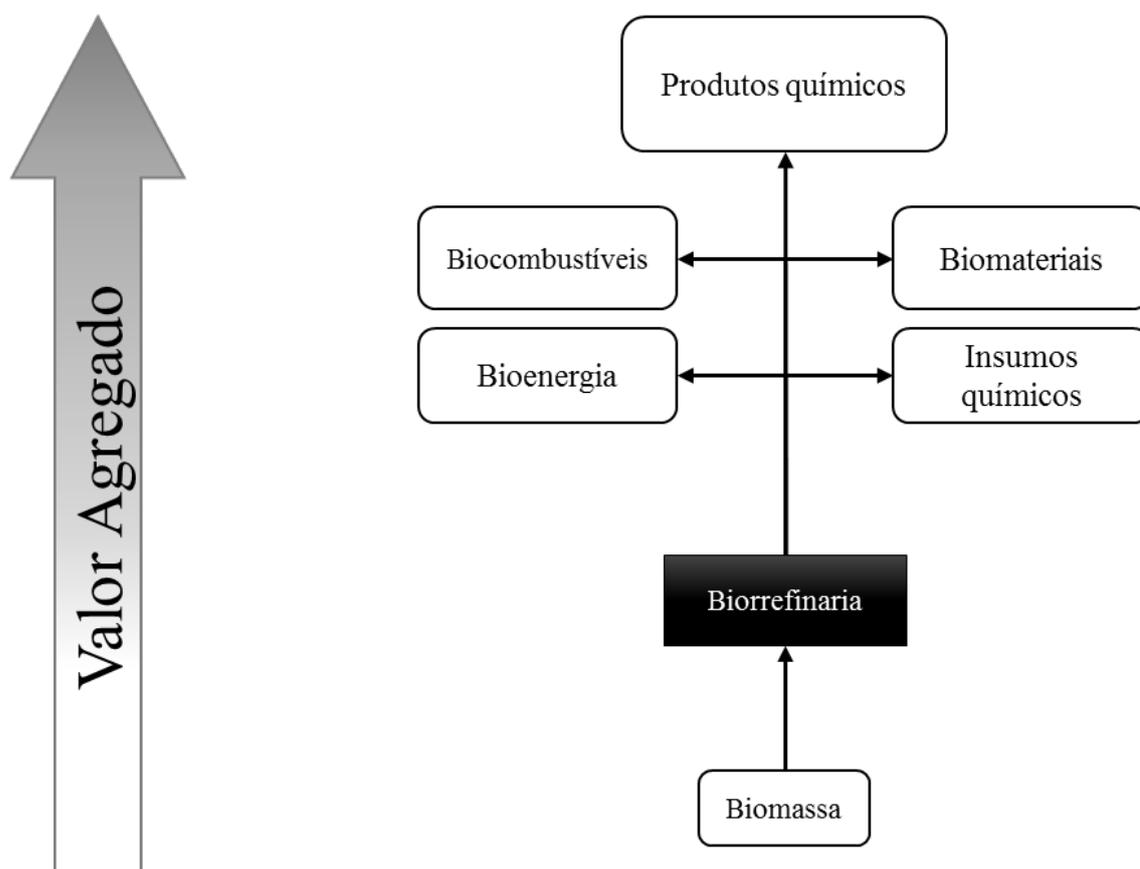


Figura 2.11: Representação da valorização da biomassa pela biorrefinaria.
Fonte: Adaptado de Júnior (2017).

Do convencional aos conceitos mais modernos de biorrefinarias, ao buscar a obtenção da maior variedade de produtos possíveis, explora-se diferentes insumos e diferentes tecnologias. A partir disso, existem plantas mais maduras e plantas em níveis de desenvolvimento inicial. Contudo, por ser um meio dinâmico e no limiar das tecnologia, existem dificuldades quanto a padronização dos métodos e avaliação dos conceitos. Uma planta de biorrefino pode trabalhar com qualquer tipo de biomassa, independente da origem – florestal, agricultura, resíduo sólido urbano, biomassa aquática (JONG; JUNGMEIER, 2015). A Tabela. 2.1 estabelece uma simplificação quanto a maturidade de determinados tipos de biorrefinaria, o parâmetro utilizado para impor uma comparação é o nível de prontidão tecnológica, ou TRL (do inglês *Technical Readiness Level*). O TRL é um parâmetro definido pela NASA para indicar a maturidade de

determinada tecnologia, tal que, quando a tecnologia atinge o nível 10 ela está desenvolvida para a dimensão comercial, ou seja, quanto maior o índice mais madura a tecnologia (NASA, 2017).

Tabela 2.1: Classificação das biorrefinarias e TRL. Dados do Governo alemão, adaptados de Lindorfer et al. (2019).

Conceito	Matéria-prima	TRL
Biorrefinaria convencional	Amido (milho, trigo), cana-de-açúcar, beterraba	9
Biorrefinaria de colheita inteira	Todos insumos da colheita, inclusive os resíduos (palha, bagaço). São exemplos os cereais como centeio e trigo.	7-8
Biorrefinaria oleoquímica	Culturas oleaginosas: soja, palma, azeitona.	7-9
Biorrefinaria de biomassa lignocelulósica	Biomassas ricas em lignocelulose: cascas, palhas.	6-8
Biorrefinaria verde	Biomassa umida: folhagem, grama, folha de beterraba, alfafa.	5-7
Biorrefinaria marinha	Biomassa aquática: microalgas e macroalgas.	5-6

As biorrefinarias são segmentos importantes nas agendas pesquisa, desenvolvimento e inovação da maioria dos países desenvolvidos e em desenvolvimento, devido as missões em busca de preservação do meio ambiente. Entretanto, a instalação deste conceito exige informações confiáveis quanto o processamento de matéria-prima que, eventualmente, fornecerá produtos, ambientalmente superiores aos convencionais, e cadeias de produção economicamente rentáveis. Para isto ser colocado em prática, em escala comercial, os desafios são numerosos tecnicamente, estrategicamente e quanto à sustentabilidade. Dentre as barreiras técnicas, destaca-se o custo de produção e os desafios quanto a colheita e o armazenamento dos insumos e as limitantes quanto a infraestrutura disponível e o transporte. As barreiras não técnicas estão relacionadas quanto ao uso de terra, competitividade com outros setores (alimentício, farmacêutico, cosmético, etc.) e aos efeitos ambientais designados pela monocultura em grandes sítios. Massiva quantidade de pesquisas ainda se faz necessária para que a tecnologia seja qualificada para o estabelecimento das biorrefinarias quanto a segurança financeira e ambiental (LINDORFER et al., 2019).

As biorrefinarias são estações capazes de promover a biomassa em produtos de maior valor de mercado, tais quais biocombustíveis, gás de síntese e biomateriais. Além disso, essas plantas desempenham uma função no desenvolvimento de uma economia baseada em ações que buscam a preservação do meio ambiente. Por consequência, é dito que o conceito de biorrefinaria ao

ser implantado tem objetivo de converter matéria orgânica, por meio de processos industriais e combinação de diferentes tecnologias, a fim de minimizar os desperdícios, obter produtos valiosos e maximizar os benefícios ambientais e financeiros (BUDZIANOWSKI; POSTAWA, 2016).

A exploração das biorrefinarias tem sido vista com otimismo. Mundialmente, o potencial destas plantas tem sido calcado em três itens: mudança climática, segurança energética e desenvolvimento rural (HINGSAMER; JUNGMEIER, 2019). A fim de se fundamentar nos pilares do conceito e explorar a prática de biorrefino, a exploração da biomassa proveniente das lavouras de dendê e da extração de seu óleo, para obtenção de bioenergia e biocombustíveis, mostra-se pertinente.

A utilização dos demais produtos da palma, além do óleo, compreende os três pilares citados. Tal prática pode resolver o problema de descarte dos resíduos da extração, produzir excedente de eletricidade e biocombustíveis, além de promover amenização nas emissões de gases de efeito estufa. Ainda é uma justificativa para impulsionar o desenvolvimento de estudos para o aumento da produção das lavouras de palma. Portanto, contribui para a segurança energética, a amenização nos efeitos de mudança climática e para o desenvolvimento rural.

Perante toda cautela envolvida na implantação de biorrefinarias, conhecer bem os prós, contras, oportunidades e riscos associados a essa prática se faz indispensável. E, com isso, na Tabela 2.2 tais pontos são enunciados de maneira didática.

Tabela 2.2: Conjuntura das biorrefinarias. Adaptado de Jong & Jungmeier (2015)

Vantagens	Desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> • Agrega valor a biomassa para uso sustentável; • Maximizam a eficiência da conversão de biomassa, minimizando os requisitos de matéria-prima; • Produção diversificada de bioprodutos - para o setor alimentício, de nutrição animal, de materiais e para indústria química - e bioenergia - calor, eletricidade e combustíveis; • Experiência de negócio, uma vez que o conceito em si não é novo, vide as práticas comuns nos setores de papel e celulose e açúcar e álcool. 	<ul style="list-style-type: none"> • Necessidade de grandes áreas de trabalho; • Necessidade de total envolvimento entre diferentes setores de interesse (agricultura, energia, química) ao longo da cadeia de valorização dos insumos; • Falta de clareza quanto a maioria das cadeias de produção, mercados a serem explorados e configurações mais promissoras para trabalho; • Os estudos quanto a viabilidade de implantação e desenvolvimento das rotas de conversão ainda são teóricos; • Variabilidade da qualidade e do potencial energético entre as diferentes biomassas.
Oportunidades	Riscos
<ul style="list-style-type: none"> • Grande contribuição para o desenvolvimento sustentável; • Cumprir metas desafiadoras a nível de políticas internacionais com foco na utilização de biomassa para produção de bioenergia; • Atingir o uso mais eficiente possível da biomassa, trabalhando com a hipótese de uma quadro de matéria-prima e energia escassos; • Desenvolvimento de inúmeros conceitos de biorrefinaria que explorem diferentes rotas de conversão; • Fortalecer economicamente os setores envolvidos (agricultura, sicultura, indústria química e de geração de energia). 	<ul style="list-style-type: none"> • Instabilidade econômica e queda dos preços dos combustíveis fósseis; • Rápida ascensão de novas tecnologias renováveis que cumpram a demanda do mercado; • Alto investimento para plantas pilotos e infraestrutura existente não estar em nível de depreciação; • Políticas governamentais flutuantes e genéricas; • Os objetivos finais serem focados em um único produto; • Disponibilidade de matéria-prima em cenários de mudanças climáticas, políticas e logísticas.

Além das vantagens citadas na Tabela 2.2, o trabalho de Ocampo (2019) acrescentou que: em virtude da forte integração entre geração de potência e síntese química, a rendimento da biorrefinaria com múltipla produção é maior em comparação a um sistema que produz um único produto; devido à grande escala das instalações e ao uso de matéria renovável, há redução nas emissões de CO₂; faz-se possível a redução nos custos dos produtos finais e uma diminuição da dependência dos preços flutuantes do mercado internacional e, por fim, um acréscimo na

sustentabilidade, devido a destinação dada a biomassa.

A importância das biorrefinarias está em oferecer uma contribuição para o desenvolvimento sustentável de maneira que esta adiciona valor aos insumos que são processados. Ao considerar a biomassa como uma matéria-prima finita, requer-se que este seja aproveitado o máximo possível quanto a sua conversão. O problema da competição entre indústria alimentícia e energética pode ser resolvido com a exploração de resíduos e biomassa lignocelulósica. Tido como chave para o sucesso deste conceito, a integração de todas as partes interessadas se faz necessária para discutir assuntos comuns, nutrir a pesquisa, impulsionar o desenvolvimento de tecnologias em um acordo multidisciplinar. Com isso, o potencial das biorrefinarias pode ser completamente explorado a fim de contornar os presentes infortúnios que impedem o crescimento da bioeconomia (JONG; JUNGMEIER, 2015).

As plataformas são intermediários que permitem a conexão de diferentes sistemas de biorrefinaria e seus processos, estas também podem ser o produto final. São exemplos os açúcares C5 e C6, gás de síntese e biogás. Quanto aos produtos, a classificação se difere em energia (bioetanol, biodiesel, combustíveis sintéticos) e produtos (insumos químicos, biomateriais). A classificação quanto a matéria-prima é dividida entre "culturas energéticas", geralmente de origem agrícola, e biomassa residual, seja de origem florestal, agrícola, industrial e urbana. E, por fim, quanto ao método de conversão, as distinções são baseadas em quatro principais categorias: bioquímica, que envolve fermentação, conversão enzimática; termoquímica, como gaseificação e pirólise; química, como hidrólise, esterificação, transesterificação; e processos mecânicos, como pressurização, fracionamento, separação e extração (JONG; JUNGMEIER, 2015).

O método para classificar as biorrefinarias e seus critérios está denotado na norma 6310 da VDI – *Verein Deutscher Ingenieure*. Esta norma é tida como um ponto de partida para sistematicamente avaliar uma planta quanto aos seus aspectos técnicos, sociais, econômicos e ambientais. Acresceu-se ainda que o sistema está aberto para extensão e que se faz possível a adição de linhas de produtos e novas plataformas, o que faz de tal material uma base para a expansão do conceito de biorrefinaria. O sistema proposto pela *Task 42* está exposto por meio de seus grupos e subgrupos na Tabela 2.3.

Diante todos os subgrupos listados pelo estudo de Cherubini et al. (2009), a norma VDI trouxe um esquema, como o da Figura 2.12. E também, uma série de procedimentos para alocar qualquer biorrefinaria nos critérios de avaliação, sendo o passo-a-passo:

- Listar todos os fluxos de entrada (matéria-prima);

Tabela 2.3: Grupos e subgrupos para classificação de uma biorrefinaria conforme recomendado pela *Task 42* e normatizado pela VDI-6310. Adaptado de Cherubini et al. (2009).

Plataforma		Pentoses (C5); Hexoses (C6); Óleos; Biogás; Syn-gas; Hidrogênio; Efluentes orgânicos; Líquido Pi-rolítico; Lignina; Eletricidade e calor.
Produtos	Produtos energéticos	Biodiesel; Bioetanol; Biometano; Biocombustí-veis sintéticos; Eletricidade e calor.
	Bioprodutos	Alimentação; Alimentação animal; Fertilizantes; Glicerina; Biomateriais; Insumos químicos; Bio-blocos de construção; Biopolímeros; Resinas; Bi-ohidrogênio.
Matéria-prima	Culturas energéticas	Oleaginosas; Culturas açucareiras; Culturas amilá-ceas; Culturas ricas em lignocelulose; Gramíneas; Biomassa marinha.
	Residual	Resíduos lignocelulósicos; Resíduos orgânicos.
Processos	Termoquímicos	Combustão; Gaseificação; Conversão hidrotermal; Pirólise; Conversão supercrítica.
	Bioquímicos	Fermentação; Digestão anaeróbica; Digestão aeró-bica; Conversão aeróbica; Processos enzimáticos.
	Químicos	Processos catalíticos; Polpação; Esterificação; Transesterificação; Hidrogenação; Metanização; Reforma a vapor; Eletrólise por água.
	Mecânicos	Extração; Separação; Fracionamento; Pressuriza-ção; Pré-tratamentos.

- Listar todos os processos envolvidos;
- Listar todos os fluxos internos (produtos intermediários);
- Especificar as plataformas;
- Listar todos os fluxos de saída (produtos);
- Desenhar o diagrama de representação.

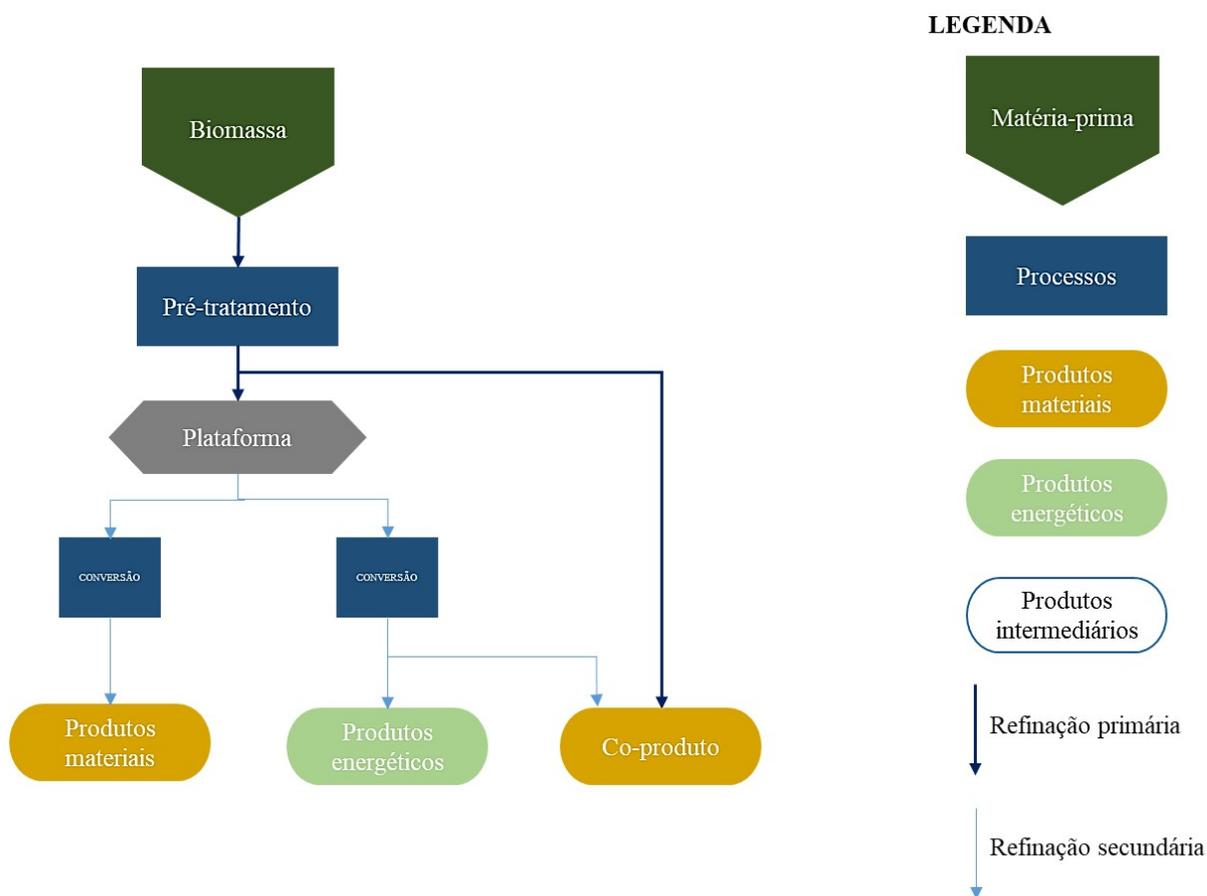


Figura 2.12: Esquema da VDI 6310 para classificação de uma biorrefinaria arbitrária.
Fonte: Adaptado de Lindorfer et al. (2019).

2.9.3 O estado da arte

Delivand & Gnansounou (2013) mapearam o uso dos frutos de dendê em um sistema de biorrefinaria aplicado ao estado do Pará. Simularam o funcionamento de um sistema que integrou processos termomecânicos, termoquímicos e bioquímicos a fim de obter biodiesel, etanol, e outros coprodutos, além da produção de calor e eletricidade. As emissões causadas

pelos biocombustíveis foram comparadas aos combustíveis fósseis e seu desempenho com o biodiesel de soja e o etanol de cana-de-açúcar. De toda eletricidade gerada na planta, 22 % foram para consumo local e o crédito foi de 133 kWh/t de cachos de dendê. A emissão de CO₂ para produção dos biocombustíveis foram menores nesse caso do que nos casos de soja e cana. E quanto a combustão, houve redução nas emissões de gases de efeito estufa de 76,9 % e 83,7 % para biodiesel e etanol, respectivamente, quando comparados com as misturas comerciais B20 e E20. A conclusão dos autores indicou que o cultivo de dendê no Brasil pode ser uma alternativa ambientalmente favorável aos atuais suprimentos agrícolas para produção de biocombustíveis, soja e cana-de-açúcar.

Ayodele & Cheng (2016) estudaram biorrefinarias que têm biodiesel, eletricidade, hidrogênio e combustíveis sintéticos como produtos a partir da exploração dos recursos da palma para a conjuntura da Malásia. O trabalho simulou os diferentes processos: biodiesel por transesterificação do óleo de palma, gaseificação dos cachos vazios e posterior síntese de Fischer-Tropsch, produção de biohidrogênio a partir da glicerol formada junto com o biodiesel e para cogeração utilizou-se da biomassa residual. Os resultados foram promissores quanto aos fatores de conversão dos biocombustíveis e quantidade de eletricidade excedente. Portanto, concluíram os autores que o conceito de biorrefinaria em um dos países líderes mundiais na produção de palma seria preponderante para o desenvolvimento do setor de energia renovável. Entretanto, para aplicação se faz necessário estudos mais abrangentes quanto aos índices econômicos e políticas públicas na conjuntura malaia.

Garcia-Nunez et al. (2016) apresentaram uma metodologia para avaliar técnica, econômica e ambientalmente biorrefinarias baseadas no óleo de palma. Os autores exploraram a produção de biodiesel por meio do óleo de palma, a produção de etanol celulósico através da fermentação dos cachos de fruta vazios e a digestão anaeróbica dos efluentes para obtenção de biogás e posterior queima para produção de calor e eletricidade. Os resultados apontaram que o tempo de retorno do investimento melhora 14 % com a geração de eletricidade e também que o consumo de água influencia muito no custeamento da planta, uma redução substancial se faz necessário para que a biorrefinaria seja competitiva economicamente. Nos três âmbitos a integração da produção se faz positiva, pois aumenta a eficiência global da refinaria, valoriza os coprodutos e mitiga o impacto ambiental designado por cada um dos principais produtos.

Vaskan et al. (2018) avaliaram a viabilidade econômica e ambiental da exploração dos cachos vazios de dendê em uma planta de biorrefinaria no cenário brasileiro por meio de

simulação numérica. Dois cenários foram comparados, no primeiro a produção de bioetanol, eletricidade, calor e pentoses – insumo atrativo para a indústria de nutrição animal – seriam os produtos. No segundo caso, apenas não se produziria as pentoses. O segundo caso apresentou maior eficiência de conversão em biocombustíveis, 107 kg de etanol por tonelada de cachos vazios; produziu maior quantidade de biogás para cogeração, fazendo da planta autossuficiente e gerando excedente de 30 MJ/t para este cenário. O primeiro caso não se mostrou autossuficiente energeticamente e economicamente, assim como o segundo caso, mostrou-se ineficiente pois os custos de produção são substancialmente maiores que os custos de mercado para cada um dos insumos. A solução apresentada pelos autores seria aumentar a escala da planta e integrar a produção de biodiesel e outros químicos, como ácido lático, para maior receita ser gerada. Entretanto para isso seria necessária a expansão da lavoura o que não seria viável para o cenário brasileiro. Ecologicamente os cenários apresentados são vantajosos, pois tem menor dependência de fontes fósseis e poluem menos que os processos convencionais para produção de tais produtos.

Palacio et al. (2020) compararam três biorrefinarias do ponto de vista exergético e ambiental: a primeira produzia etanol e eletricidade excedente, tal como uma destilaria convencional; segundo, além desses produtos, adicionou-se etanol de segunda geração, a partir do bagaço de cana; e no terceiro caso, explorou a produção de etanol 2g, eletricidade excedente e a produção de bioetanol a partir do caldo de cana e da vinhaça, resíduo da destilaria. Os resultados apontaram que o grande impacto causado pela produção desses biocombustíveis advém do uso de terra. E que o caso que explora o uso dos resíduos da destilaria e utiliza de leveduras para produção de etanol apresentou melhor rendimento exergético.

Klein et al. (2018) trouxeram em seu trabalho uma comparação para diferentes rotas de obtenção de biocombustíveis para aviação em biorrefinarias que exploram a cana-de-açúcar no contexto brasileiro. Os autores exploram as rotas de Fischer-Tropsch, HEFA e ATJ, em oito cenários e a avaliação é procedida dos pontos de vista econômico e ambiental. Os resultados apresentados mostraram que a rota Fischer-Tropsch obteve os melhores índices econômicos, contando com biocombustíveis de custo competitivo, porém baixo volume de produção. Enquanto a rota HEFA apresentou melhores índices de produção, devido à alta eficiência de conversão de óleos vegetais. E quanto ao âmbito ambiental a obtenção de biocombustíveis de aviação tem potencial de redução nas emissões de gases estufa maior que 70 % em relação aos combustíveis de origem fóssil.

2.10 Termoeconomia

Ao unir conceitos termodinâmicos e de economia, obteve-se um conceito atual e valioso para o conhecimento minucioso da construção de custos num sistema que almeja diversos produtos. Tal conceito tem sido desenvolvido para auxiliar na tomada de decisões quanto a eficiente utilização de recursos energéticos. Por permitir o cálculo de eficiências, perdas exergéticas e custos econômicos de operação em cada componente do sistema, esta metodologia se faz útil em sistemas que obtêm mais de um produto (SANTOS et al., 2016).

A termoeconomia foi proposta por Tribus e Evans em 1962 e o emergir da teoria veio nos anos 80 com novas metodologias, novas nomenclaturas, definições e aplicações. Neste período surgiu o designo da exergoeconomia, por Tsatsaronis em 1985. A termoeconomia pode ser dividida em três classificações: alocação de custos, otimização e diagnóstico de custos. Os objetivos são, respectivamente: estimar os custos dos produtos baseados nos custos de entrada; minimizar os custos de entrada num sistema, determinando as condições ótimas de operação do sistema; e avaliar o processo de formação dos custos minuciosamente a fim de introduzir melhorias em cada um dos processos (TUNA, 2019).

A interdisciplinaridade que envolve a termoeconomia está em apresentar custos (propriedade econômica) exergéticos (conceito termodinâmico). Muitos pesquisadores concordam que a exergia é o conceito mais adequado a ser associado com os custos, porque é uma propriedade que descreve a qualidade da energia disponível, localiza e identifica as irreversibilidades presentes no sistema. A utilização da exergia como fator na termoeconomia leva ao uso do termo exergoeconomia (PALACIO, 2010).

A exergoeconomia propicia ao responsável por projetar um sistema térmico informações primordiais para o projeto e operação de uma planta eficiente, informações que não são oferecidas por análises convencionais de primeira lei e avaliações econômicas, puramente. Um exemplo prático reside na necessidade por avaliar a ineficiência de um ciclo termodinâmico, com isso, faz-se necessário o conhecimento do custo designado pelas irreversibilidades, ou ineficiências, para que seja trabalhado a fim de serem reduzidas e também de mitigar os custos finais dos produtos do sistema. Para um sistema com diversos produtos, tal qual uma biorrefinaria, faz-se útil designar custos para cada um dos ativos produzidos. Esta contribuição com as definições de custos de processos e operações colaboram na identificação de opções de melhoramento e maior aproveitamento dos recursos investidos no sistema (TUNA, 2019).

Em concordância com o que Tuna apresentou sobre a exergoeconomia, uma análise de qualidade oriunda desta ferramenta deve ser composta por:

- Uma avaliação minuciosa do ponto de vista exerético;
- Uma análise econômica de cada componente do sistema;
- Atribuição de custos exeréticos aos fluxos de exergia;
- Avaliação exergoeconômica do sistema como um todo e de cada componente individualmente.

Tuna também enunciou também os objetivos desta análise, os quais são:

- Determinar a origem e a dimensão das perdas e destruições de exergia no sistema;
- Entender o processo de formação de custo e o fluxo de custos do sistema;
- Calcular o custo associado as perdas e irreversibilidades;
- Avaliar os custos de cada produto, em sistemas ou equipamentos conversores de energia que possuem mais de um produto;
- Otimizar variáveis específicas em um único componente;
- Facilitar a otimização durante a fase de projeto e durante o estudo de expansão de determinado sistema;
- Auxiliar decisões de investimento, operação e manutenção;
- Comparar alternativas aos serviços prestados.

Capítulo 3

Metodologia

O plano do presente estudo é avaliar termodinamicamente diferentes configurações de biorrefinarias.

Neste capítulo estão dispostas as descrições de todos os processos de conversão da biomassa que estão presentes nas biorrefinarias estudadas. São apresentados o passo-a-passo de ações da pesquisa; as descrições dos processos de conversão, junto dos parâmetros considerados para a operação de cada rota, tal como as justificativas da seleção de cada parâmetro perante a literatura; o capítulo apresenta também o software de simulação de sistemas térmicos, o *Gate Cycle* v6.1.2, que contribui para a exploração dos cenários avaliados; as metodologias utilizadas para obtenção dos indicadores de funcionamento de cada processo e dos posteriores estudos de caso e, por fim, uma apresentação da metodologia termoeconômica empregada.

3.1 Fluxograma de Pesquisa

Para uma clara visualização de como o trabalho foi construído e como foram alcançados os resultados, elaborou-se um fluxograma. Na Figura 3.1 estão representadas as direções tomadas pelo autor e como estas foram articuladas, a fim de concluir o trabalho.

A divisão das ações é feita em etapas que compreendem desde a revisão bibliográfica até a obtenção dos resultados, para elaboração das conclusões. Portanto, passando pela caracterização do assunto, escolha das ferramentas de trabalho, elaboração dos estudos de casos e avaliações termodinâmica e termoeconômica.

As seguintes etapas foram seguidas:

- **Etapa 1 – Definição das biorrefinarias a serem estudadas:** nesta etapa, são propostas

as configurações das biorrefinarias a serem estudadas. A partir da definição da oleaginosa de palma e, como principal insumo, os Cachos de Frutas Frescos (CFF) dos quais se extrai o óleo de palma e as biomassas residuais, o Caso Base foi definido. Fundamentado no que é praticado comercialmente, o Caso Base conta com a integração entre unidade extratora de óleo e a planta de biodiesel. Decidiu-se por associar em uma biorrefinaria tecnologias tradicionais e tecnologias emergentes para a produção de biocombustíveis. De acordo com o índice de prontidão tecnológica das tecnologias disponíveis, foram escolhidos os processos de transesterificação para obtenção de biodiesel, fermentação, hidrólise e destilação para obter etanol celulósico, hidrocessamento de ésteres e ácidos graxos e processamento de etanol para obtenção de biocombustíveis aeronáuticos. Portanto, definindo os Casos 1, 2 e 3;

- **Etapa 2 – Análise das plantas propostas:** Esta fase se baseou na exploração dos estudos presentes na literatura disponível. Diante desses, os dados quanto ao consumo de cada reagente, catalisador, consumo de vapor e consumo de potência para a operação de cada processo foram selecionados. Com isso, foram realizados os balanços de massa e energia dos processos e determinadas suas demandas térmicas e elétricas. Os parâmetros de operação do ciclo termodinâmico são definidos, são eles: a potência produzida, a pressão de trabalho na caldeira e na condensação, a eficiência de operação das bombas e turbinas. As biorrefinarias integradas são montadas no software *GateCycle* v6.2.1 e se avalia um ciclo à vapor para fins de autossuficiência. Os processos de obtenção de biocombustíveis são alocados em torno da planta de cogeração, pelo fato de que esta fornece calor e eletricidade para a operação de cada processo. As plantas são definidas para uma potência nominal de 55 MW, visando a produção e comércio de excedentes de eletricidade. A simulação do sistema que comporta cogeração e biorrefinaria fornece dados referentes às propriedades termodinâmicas do sistema;
- **Etapa 3 – Avaliação Termodinâmica:** Faz-se o levantamento dos indicadores de desempenho. Os indicadores da 1ª e da 2ª Lei da Termodinâmica trazem informações quanto a operação das plantas diante a produção dos biocombustíveis e dos excedentes de eletricidade. Os indicadores são: consumo de biomassa na caldeira, eficiência energética global, excedente de eletricidade, eficiência exergética global e exergia destruída. Assim as alternativas são analisadas, quanto aos ativos que as biorrefinarias produzem: o excedente de eletricidade e os biocombustíveis;

- **Etapa 4 – Análise de Ciclo de Vida:** A análise ambiental reúne as informações quanto aos dados de entrada e saída de cada etapa de cada processo da biorrefinaria, por meio dos inventários. A abordagem da análise de ciclo de vida é realizada do berço ao portão *cradle-to-gate*, que considera como limites do sistema barreiras entre o cultivo da palma e a produção do biocombustível, portanto, não se considera o uso final. Por meio do *software* SimaPro e do inventário construído, é possível obter os impactos ambientais dos produtos da biorrefinaria. O principal parâmetro para análise nesse estudo é o potencial de aquecimento global, que informa as emissões em termos de CO₂ equivalente;
- **Etapa 5 – Avaliação termoeconômica:** Para um sistema com diversos produtos, tal qual uma biorrefinaria, faz-se útil designar custos para cada um dos produtos. Todos os insumos que entram na planta devem refletir o custo final de cada um dos produtos. Entretanto, para a obtenção dos custos, faz-se necessário o conhecimento das características dos fluxos de um sistema – pressão, temperatura, vazão, entalpia, entropia. Também é necessário o conhecimento da estrutura física do sistema, para formulação da estrutura produtiva e, posteriormente, do modelo termoeconômico. Desse modo é possível obter os custos exergéticos unitários para cada componente real da estrutura produtiva. Para esse estudo, obtêm-se também os custos ambientais, a partir dos impactos dados pela ACV, e os custos monetários;
- **Etapa 6 - Análise financeira:** A partir da estimativa de investimento para cada biorrefinaria e, a partir de então, dos custos horários foi possível incluir os dados econômicos no modelo termoeconômico e obter os custos monetários de produção dos produtos das biorrefinarias. A partir de então, calculou-se a receita anual das plantas e a partir disso a atratividade dos investimentos, por meio do cálculo do Valor Presente Líquido em duas modalidades de investimento.

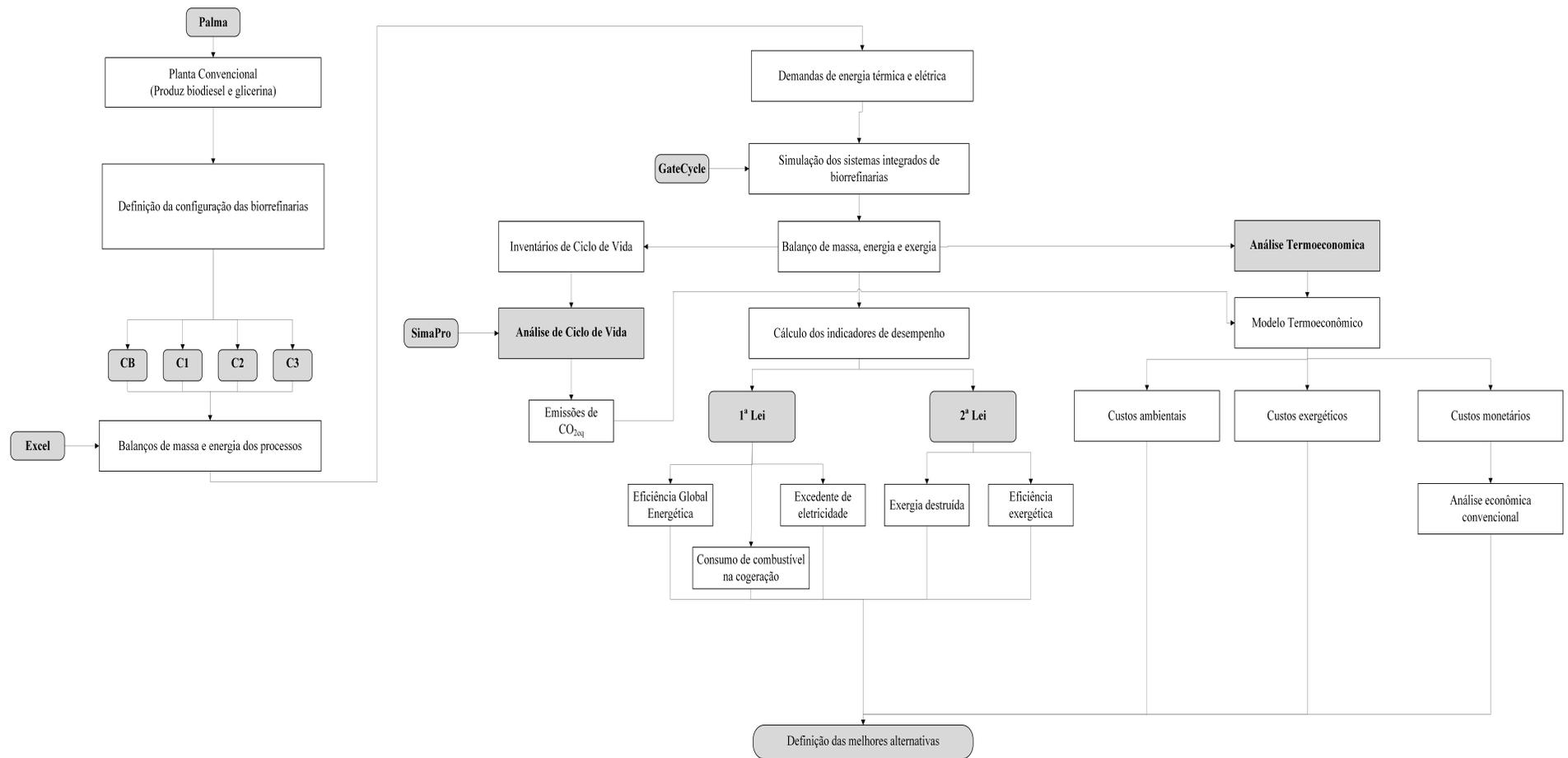


Figura 3.1: Fluxograma de pesquisa.
Fonte: Elaborado pelo autor.

3.2 Descrição dos Estudos de Caso

Ao trabalhar com alternativas de biorrefinarias de óleo de palma para valorização de biomassa, existe uma grande variedade de processos a serem explorados. As chamadas biorrefinarias avançadas encontram-se ainda em caráter de desenvolvimento, através de estudos teóricos, experimentais de pequena escala ou plantas em sua versão piloto. Espera-se que diferentes tipos de biorrefinarias estejam em funcionamento total até 2030, explorando diferentes biomassa para a produção de combustíveis, insumos para a indústria alimentícia, energia e produtos químicos (IEA, 2019).

Na atualidade as tecnologias de produção de biodiesel através da transesterificação de óleos vegetais e a produção de etanol através de matérias-primas amiláceas e açucaradas (milho, trigo, cana-de-açúcar e beterraba são exemplos), são processos consolidados comercialmente. No entanto, existe uma gama de tecnologias em desenvolvimento que podem ser incorporadas as plantas existentes no setor de biocombustíveis. Essas permitem uma maior diversificação nos produtos obtidos pelas plantas promissoras, como numa planta de processamento de óleo de palma. E o presente estudo busca a associação dos diferentes tipos de processos emergentes (conversão de biocombustíveis aeronáuticos por hidrogenação de óleos vegetais e processamento de bioetanol lignocelulósico) que podem ser integrados aos convencionais (transesterificação, produção de etanol a partir de matéria lignocelulósica).

A partir dos resíduos produzidos pela extração do óleo de palma é possível, também, a obtenção de biocombustíveis sólidos, líquidos e gasosos (pellets, biodiesel, biogás, biohidrogênio) através da utilização de tecnologias de conversão química, biológica, mecânica e termoquímica. Com os cachos vazios, as cascas das nozes, a torta de palmiste e os efluentes, as possibilidades são diversas (GARCIA-NUNEZ et al., 2016).

Em ordem de promover sustentabilidade e alcançar vantagens socioeconômicas, os produtos de uma biorrefinaria podem ser obtidos a partir da integração de uma infraestrutura existente, tal qual uma moenda, ou destilaria, com novas instalações. Além disso, há possibilidade da integração energética, tornando toda biorrefinaria sustentável, diminuindo os custos de produção e utilizando a eletricidade também como fonte de receita.

Os estudos de caso foram configurados a partir do atual modelo de negócio brasileiro que utiliza-se do óleo de palma como insumo energético. Portanto, o Caso Base conta com a produção de biodiesel, por meio de transesterificação, integrada à unidade de extração do

próprio óleo. Com isso, baseado nas perspectivas futuras quanto a tecnologias emergentes, os casos seguintes foram implementados. No Caso 1 integra-se às estruturas presentes no Caso Base uma usina de hidrotreatamento dos óleos vegetais, a tecnologia HEFA. Para o Caso 2 integra-se duas plantas à estrutura do Caso Base: a usina de etanol de segunda geração e a rota de produção de biocombustíveis aeronáuticos ATJ. E para o Caso 3, existe a integração das três tecnologias inseridas nos casos anteriores (HEFA, ATJ e Usina de etanol). A Figura 3.2 apresenta a ilustração de como foram distribuídos os processos na definição das biorrefinarias dos estudos de caso.



Figura 3.2: Distribuição dos processos e configuração dos estudos de caso.

Fonte: Elaborado pelo autor.

As estações produtoras são descritas nesta seção, os parâmetros de operação de cada uma são apresentados e seu funcionamento no sistema explorar-se-á no capítulo de Estudos de Caso. Estão apresentadas as estações de extração do óleo de palma, usina de etanol celulósico, refino e transesterificação, estação HEFA e ATJ, para melhor entendimento dos processos que compõem as biorrefinarias.

3.2.1 Processo de Extração do Óleo de Palma

A Figura 3.3 apresenta o processo de extração de óleo de palma considerado. Depois dos cachos serem colhidos é iniciado por meio da esterilização. Nesta etapa os frutos são colocados em um tanque para terem sua temperatura elevada até cerca de 135 °C, pelo período de uma hora. Esta etapa permite a inativação de enzimas, a interrupção do processo de degradação e também facilita a separação de frutos e cachos o que é feito por meio de uma máquina debulhadora e dá origem aos cachos vazios (EFB, em inglês), primeiro insumo gerado no processo de extração de óleo.

Os frutos são levados a um reator, o mesocarpo é quebrado mediante o uso de braços agitadores e o fornecimento em forma indireta de vapor superaquecido, desta forma é facilitada a extração do óleo cru, que acontece efetivamente após prensagem contínua, para então seguir até a filtragem. Na fase de prensa, além do óleo, obtém-se uma torta que contém fibras e nozes. As fibras que uma vez separadas são utilizadas como combustível sólido em caldeiras. As nozes são quebradas e encaminhadas para um polidor de cilindros, um secador e uma descascadora centrífuga, onde são quebradas, dando origem as cascas. As amêndoas são encaminhadas a prensagem e dá-se origem ao óleo de palmiste e uma torta de alto valor nutricional para alimentação animal, a torta de palmiste (PKC, em inglês). O óleo extraído segue para a etapa de clarificação e remoção da umidade. O óleo é então refinado com objetivo de remover impurezas e umidade. O óleo obtido não é o único produto do processo, também são produzidos água residual e efluentes da extração do óleo de palma – *Palm Oil Mill Effluents* – ou POME, do inglês.

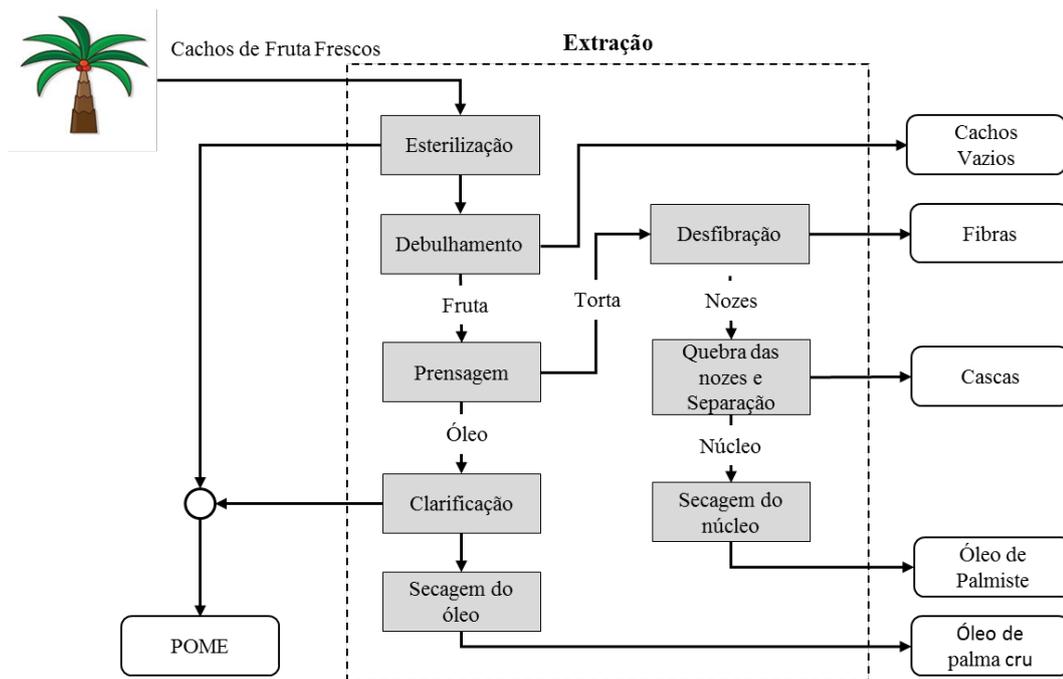


Figura 3.3: Procedimentos e produtos que compõe a extração do óleo de palma.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 3.1 apresenta os principais parâmetros de operação do processo de extração do óleo de palma: pressão de operação, consumo de eletricidade e vapor e capacidade de processamento. Também estão dispostos os índices específicos do balanço de massa que indica a produção dos substratos e as suas características, como conteúdo energético e umidade relativa.

Tabela 3.1: Parâmetros operacionais utilizados para balanços de massa e energia na Extração. Adaptado de Ocampo (2019)

Planta de Extração do Óleo de Palma	Valor	Unidade
Capacidade de processamento dos CF	250	t/h
Consumo específico de vapor saturado a 400 kPa	500	kg/t _{CFF}
Consumo de eletricidade ^a	22	kWh/t _{CFF}
Rendimento Óleo de Palma Cru	200	kg/t _{CFF}
Rendimento Óleo de Palmiste (PKO)	17	kg/t _{CFF}
Rendimento da Torta de Palmiste (PKC)	35	kg/t _{CFF}
Rendimento em efluentes (POME)	320	kg/t _{CFF}
Rendimento de Fibras	130	kg/t _{CFF}
Umidade média das Fibras	37,2	%
Rendimento de Cascas	70	kg/t _{CFF}
Umidade média das Cascas	21,4	%
Rendimento de Cachos Vazios	220	kg/t _{CFF}
Umidade média dos Cachos Vazios	57,2	%

^a Garcia-Nunez et al. (2016).

Diante a Tabela 3.1 e os dados de balanço de massa apresentados pela extração do óleo de palma, é pertinente uma representação gráfica que indique o proceder da operação. A elaboração de um fluxograma desta estação, para processamento de 1 tonelada de CFF. A Figura 3.4 apresenta os principais resultados do balanço de massa e energia do processo de extração.

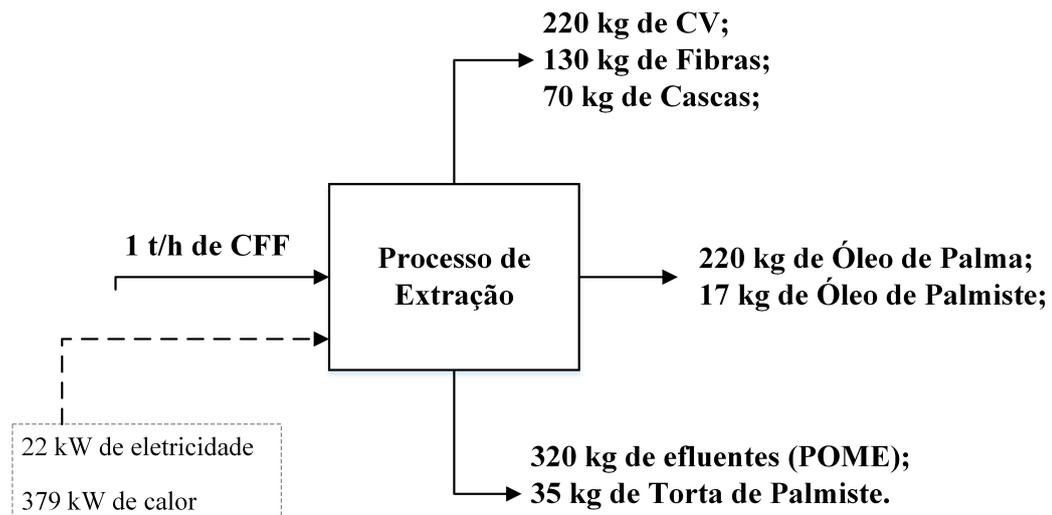


Figura 3.4: Fluxograma do processo de extração do óleo de palma, considerando 1 tonelada por hora de CFF.

Adaptado de Ocampo (2019).

Decidiu-se por explorar nas outras unidades produtoras e na cogeração apenas os cachos vazios, fibras, cascas e óleo de palma, apesar da formação de outros insumos. Não foram estudadas a conversão do óleo de palmiste, da torta de palmiste e dos efluentes da extração, embora estes também contêm potencial energético a ser trabalhado. O óleo de palmiste decidiu-se por não ser explorado como insumo na biorrefinaria pelo seu rendimento ser substancialmente menor que o rendimento do óleo de palma. A torta de palmiste e os efluentes da extração são tipicamente utilizados como matéria-prima para produção de biogás (GARCIA-NUNEZ et al., 2016), portanto, como a produção de biogás não foi incluída no escopo deste trabalho, esses insumos não foram explorados.

3.2.2 Produção de Etanol de Segunda Geração

A produção deste combustível é vista na indústria de cana como um adicional a produção de etanol, sem nenhuma adição extra de bagaço (JÚNIOR et al., 2019). Na indústria do óleo de palma, pode ser vista como um produto a mais, já que pode se produzir etanol celulósico das folhas da palmeira, biomassa gerada na colheita Lee & Ofori-Boateng (2013) e dos cachos vazios, resíduos da extração do óleo (LOH, 2017).

O etanol proveniente de matéria lignocelulósica tem sido considerado como uma vantajosa alternativa, de baixo custo, para produção de bioetanol. A celulose e hemicelulose presente nesse tipo de substrato pode ser processadas, seja por hidrólise ou ação enzimática, para obtenção de glicose, além de pentoses e hexoses (açúcares com diferentes composições). Tais açúcares podem ser fermentados para a produção de etanol, com isso, devido a composição dos Cachos Vazios, em que 73,6 % trata-se de celulose e hemicelulose (Palamae et al., 2017), e da sua disponibilidade, cerca de 915 mil toneladas produzidas em 2015 em território brasileiro, este insumo é atrativo para a obtenção do etanol de segunda geração devido à alta parcela de celulose e hemicelulose em sua composição (DERMAN et al., 2018).

Os infortúnios quanto a produção de etanol de segunda geração, não apenas da matéria proveniente da extração do óleo de palma, mas de toda a classe de biomassa lignocelulósica reside nas características do pré-tratamento aplicado. As técnicas utilizadas possuem desvantagens na retenção de hemicelulose e celulose durante a remoção da lignina. Outra desvantagem do processo é o aproveitamento baixo na conversão de açúcares durante a hidrólise, devido às condições ineficientes. E talvez, o pior problema esteja na fase de fermentação, em que os componentes que contém xilose não são completamente processados na reação, uma vez que

grande parcela destes substratos são perdidas nas fases de pré-tratamento (PALAMAE et al., 2017).

A produção de bioetanol começa com o preparo da biomassa, que é moída e peneirada para obtenção de um tamanho padrão para as partículas, na média 1 mm de diâmetro. O pré-tratamento é uma etapa determinante para o rendimento global da produção de bioetanol, este passo se faz necessário para a completa quebra dos Cachos Vazios em açúcares para fermentação. Os CV foram escolhidos nesse estudo pelo seu potencial, conteúdo de celulose e hemicelulose, e por ser a biomassa em maior volume disponível após a extração do óleo.

A técnica mais utilizada no pré-tratamento é a abordagem química. Esta aumenta a acessibilidade de enzimas, melhora os índices de hidrólise da celulose e de formação de açúcares fermentáveis. O procedimento pode ser conduzido por via ácida ou via alcalina. O tratamento proposto utiliza NaOH para solubilizar a lignina presente no insumo tratado, com isso, há aumento no conteúdo de celulose e queda nas parcelas de hemicelulose e lignina (DERMAN et al., 2018).

O passo seguinte é submeter a biomassa a um tratamento de hidrólise com solução ácida. O objetivo do pré-tratamento e da hidrólise é o mesmo, maximizar a quantidade de componentes a serem convertidos em açúcares fermentáveis. Na hidrólise, a hemicelulose se converte em pentoses. Há ainda uma etapa de tratamento com $\text{Ca}(\text{OH})_2$ para que os subprodutos da hidrólise ácida – furfural, hidrometilfurfural (HMF) e ácidos orgânicos – sejam reduzidos, por serem inibidores de fermentação (MEDINA et al., 2018).

A fermentação é o principal processo ao se estabelecer a produção de etanol. Neste ponto, os açúcares obtidos nas etapas anteriores são convertidos em etanol. Admite-se o processo de fermentação e hidrólise acontecendo separadamente (SHF), por ser a metodologia com melhor nível de prontidão técnica. A quebra de hidrocarbonetos de celulose e hemicelulose em açúcares ocorre devido a enzimas, que deixam os açúcares prontos para a fermentação. O processo é realizado em bateladas, que dão origem a pentoses e hexoses, e estas sofrem fermentação. Feito isso, há a separação, ou destilação, e a evaporação, processos análogos a destilação do etanol convencional, para a obtenção do biocombustível (JÚNIOR et al., 2019).

A Figura 3.5 traz uma ilustração quanto aos procedimentos da usina E2G que leva a produção do biocombustível e o coproduto, os efluentes que contém lignina. Na Figura 3.5 também são mostrados os insumos necessários para que o processo aconteça e produza o produto desejado. A lignina pode ser usada como combustível para queima em caldeira, se separada, ou junto dos

efluentes pode ser explorada para a produção de biogás e biometano.

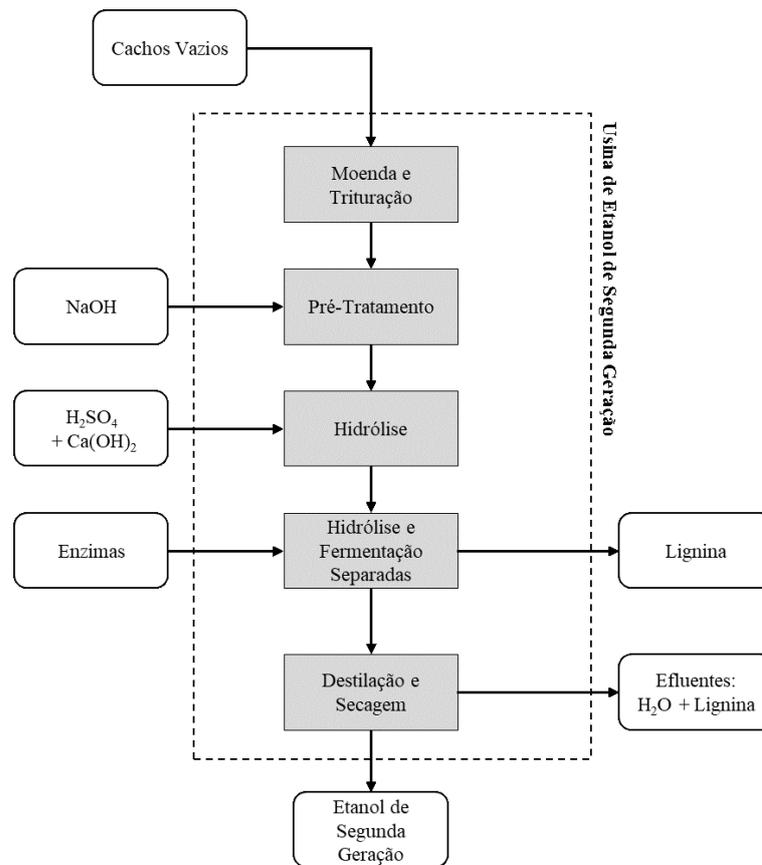


Figura 3.5: Procedimentos para a produção do Etanol Celulósico numa Usina de Segunda Geração.
Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 3.2 apresenta os parâmetros energéticos considerados na operação e os índices específicos de produção de cada etapa, utilizados nos balanços de massa e energia, assim como, o rendimento de produção.

Tabela 3.2: Parâmetros operacionais utilizados para balanços de massa e energia na Usina de Etanol de Segunda Geração.

Usina para produção de Etanol Celulósico	Valor	Unidade	Ref.
Consumo específico de vapor saturado a 250 kPa	5,74	kg/L _{etanol}	Júnior et al. (2019)
Consumo específico de eletricidade	92,5	kWh/t _{CV}	Albarelli et al. (2017)
Consumo específico de NaOH no pré-tratamento	1,59	kg/kg _{CV}	Duangwang & Sangwichien (2015)
Consumo específico de ácido sulfúrico (H ₂ SO ₄) na hidrólise	0,74	L/kg _{CV}	Duangwang & Sangwichien (2015)
Produção de Lignina	34,4	kg/ CV	Lee & Ofori-Boateng (2013)
Produção de Etanol Celulósico (via CV)	173,42	L/t _{CV}	Geng (2013)

Utilizando os dados de operação e balanço de massa apresentados na Tabela 3.2, os quais foram selecionados para a produção de etanol celulósico, foi elaborada a Figura 3.6. A figura ilustra as fases de pré-tratamento químico, hidrólise, fermentação, destilação e separação, as quais foram apresentadas no texto; define a produção para 1 tonelada de cachos vazios. Considerando essa configuração, a razão de aproveitamento energético do processo – razão entre a energia contida nos produtos pela energia dos reagentes mais o suprimento energético para que aconteça a reação – é de 31 % e isso indica baixa taxa de conversão.

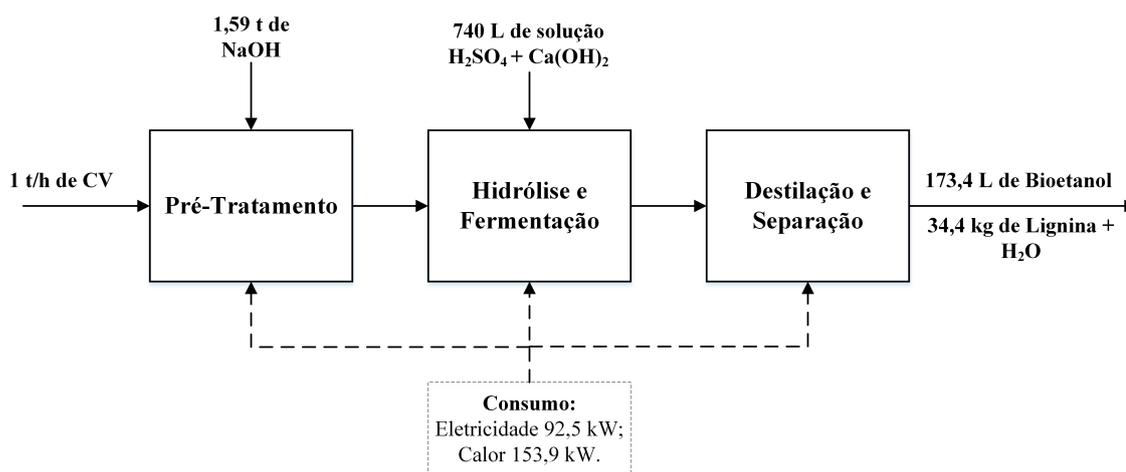


Figura 3.6: Fluxograma da produção de etanol de segunda geração a partir dos cachos vazios, considerando 1 tonelada por hora de CV.

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.2.3 Transesterificação

A transesterificação é a reação química em que os triglicerídeos, presentes no óleo vegetal, matéria-prima para produção do biodiesel, reagem com álcoois de cadeia curta – metanol ou etanol – na presença de um catalisador – hidróxido de sódio e hidróxido de potássio são os mais utilizados – para se obter éster e glicerol (CREMONEZ et al., 2015).

Antes de se proceder a reação faz-se necessária a aplicação de uma etapa de refinamento do óleo a ser utilizado como matéria-prima. A preparação do insumo para reação tem finalidade de reduzir a acidez e a umidade através de um processo de neutralização, seguido de desumidificação e secagem. O refino pode ser feito química ou fisicamente. Para este estudo foi escolhido o método físico, este apresenta vantagens de maior rendimento, uso de menos produtos químicos e menor produção de efluentes, a Figura 3.7 ilustra o processo. Esta escolha é comum em outras avaliações de biorrefinarias como em Valderrama (2018) e Ocampo (2019).

A estado atual da tecnologia está associada ao histórico de utilização de óleos vegetais como insumos para bioenergia. Em escala comercial, a exploração destes insumos pode apresentar benefícios quanto ao estabelecimento de produção, entretanto, pode causar dependência de determinada cultura. Quanto ao cenário brasileiro, em que a produção de biodiesel é sujeita a produção de soja e que o segundo insumo mais utilizado é gordura animal, a exploração de outra oleaginosa contribuiria para a diversificação das fontes renováveis. Portanto, o emprego do óleo de palma neste âmbito de biorrefinaria se justifica para a diversificação da matriz energética e pelos frutos de palma oferecerem maior quantidade de óleo para extração do que a maioria das oleaginosas já exploradas, tal como a soja e a canola (KUSS et al., 2015).

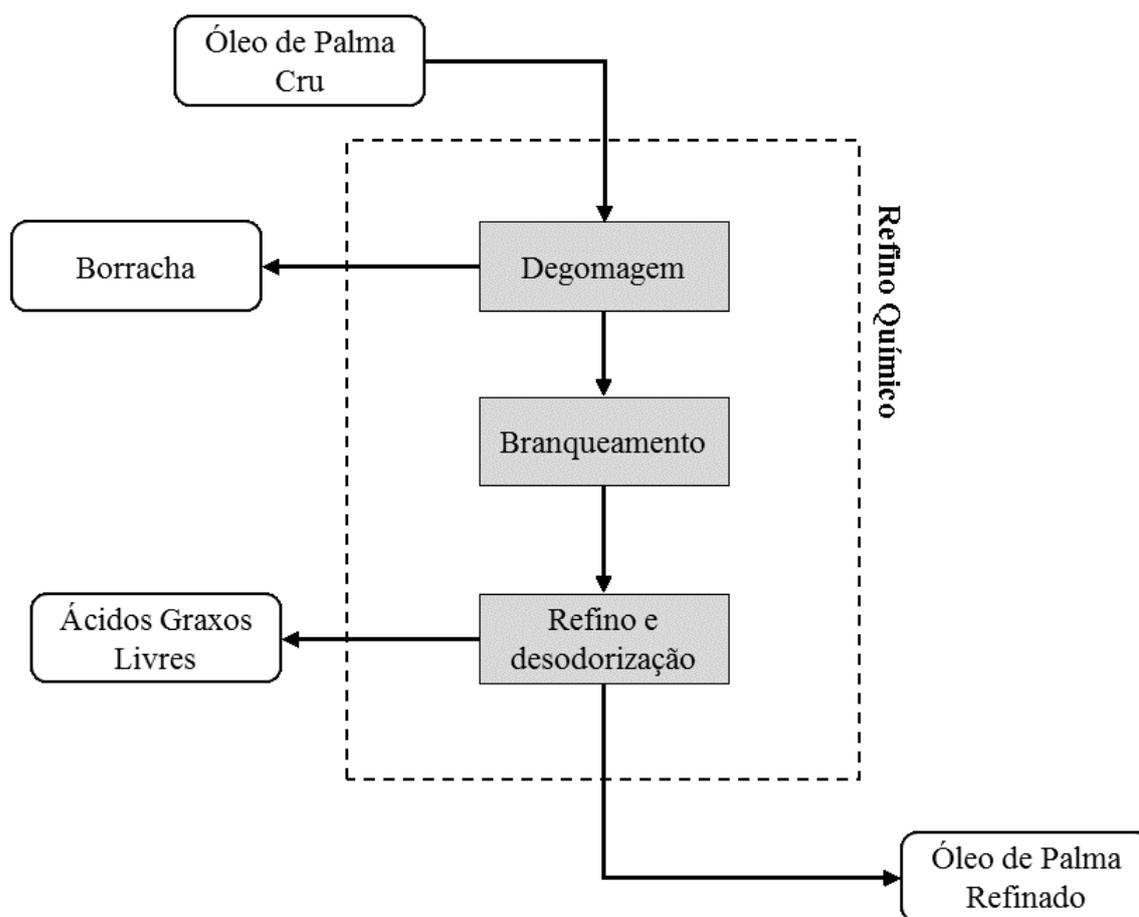


Figura 3.7: Fluxograma para o processo de refinamento do óleo.
Fonte: Elaborado pelo autor.

A estequiometria da transesterificação exige três moles de álcool por mol de triglicéride, entretanto pratica-se o excesso de álcool em ordem de aumentar a eficiência de reação, em termos da formação de éster. O procedimento envolve a preparação do insumo – refino –, a reação, a separação de fases, a recuperação de água e álcool e a purificação do éster e do glicerol. Esta metodologia pode produzir biodiesel de primeira e segunda geração, os de primeira estão relacionados aos óleos vegetais e os de segunda à óleo reutilizado e gorduras animais. Trata-se do processo mais utilizado comercialmente para produção de biodiesel (CREMONEZ et al., 2015).

Quanto ao catalisador da reação, opta-se por catalisadores básicos usualmente pela possibilidade de conduzir a reação em temperaturas menores e pela velocidade da reação, por razões econômicas e de disponibilidade o mais utilizado é o hidróxido de sódio, insumo escolhido para este estudo. O NaOH apresenta vantagens: uma capacidade de aceleração das reações a baixas pressões e maior rendimento em menor tempo (ZIVKOVIĆ et al., 2017).

Quanto ao álcool utilizado, o metanol é mais comum em países como Estados Unidos e na Europa pela disponibilidade a baixo custo, mesmo motivo pelo qual o etanol é o mais utilizado no Brasil. Entretanto a quantidade de água presente no etanol (700 ppm) é consideravelmente maior que a presente no metanol (50-100 ppm) e este é um fator importante quanto a dinâmica da reação, uma vez que o teor de água pode designar saponificação, uma reação paralela e indesejada (KUSS et al., 2015). A Tabela 3.3 apresenta vantagens e desvantagens da produção de biodiesel por rotas metílica e etílica.

Tabela 3.3: Vantagens e desvantagens das rotas etílicas e metílicas. O estudo considera a utilização de metanol oriundo de fontes fósseis. Adaptado de (JONG; JUNGMEIER, 2015)

Rota	Vantagens	Desvantagens
Metílica (CH₃OH)	<ol style="list-style-type: none"> 1. O metanol custa em média a metade do preço do etanol; 2. O consumo de metanol durante a transesterificação é 45 % menor que o consumo de etanol anidro; 3. Para condições de reação e taxas de conversão semelhantes, o tempo da reação por rota metílica é menor em, pelo menos, 50 %. 4. Para uma produtividade igual, a planta de transesterificação que adota metanol como reagente, tem menores dimensões físicas; 5. Para uma produtividade igual, a planta que opera com metanol, consome 20 % menos vapor e metade da eletricidade; 	<ol style="list-style-type: none"> 1. É tradiocionalmente um insumo fóssil; 2. Maior volatilidade, portanto, maior risco de incêndios; 3. Tem o comércio controlado por ser matéria-prima para sintetização de drogas ilícitas; 4. Altamente tóxico.
Etílica (C₂H₆O)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Considerando o metanol produzido a partir de biomassa, o biodiesel produzido seria 100 % renovável; 2. O biodiesel obtido tem maior índice de cetano e maior lubrificidade; 3. Não tem índice de toxicidade alto como o metanol. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. A separação entre biodiesel e glicerol é mais difícil, devido a maior afinidade que os ésteres etílicos tem pela substância, quando comparados aos metílicos; 2. O volume da planta necessária para a produção de biodiesel pela rota etílica tem dimensões quatro vezes maior em volume, para a mesma produtividade e qualidade; 3. Requer maiores custos energéticos, uma vez que, a reação possui um ponto azeotrópico, dificultando a separação e aumentando os requisitos da desidratação do combustível.

Após a reação de transesterificação ser processada são formadas duas fases: a mais pesada é a fase do glicerol e a mais leve é o éster. Ambas podem ser separadas por centrifugação ou

por decantação. A recuperação do excesso de álcool é feita por evaporação, condensação e desidratação. Para a extração da água excedente, o produto é destilado. O glicerol é purificado por destilação a vácuo para retirada de impurezas e o éster é purificado por centrifugação e desumidificação, resultando no biodiesel comercial que deve ser perfeitamente miscível ao diesel fóssil. O Processo descrito está exposto na Figura 3.8.

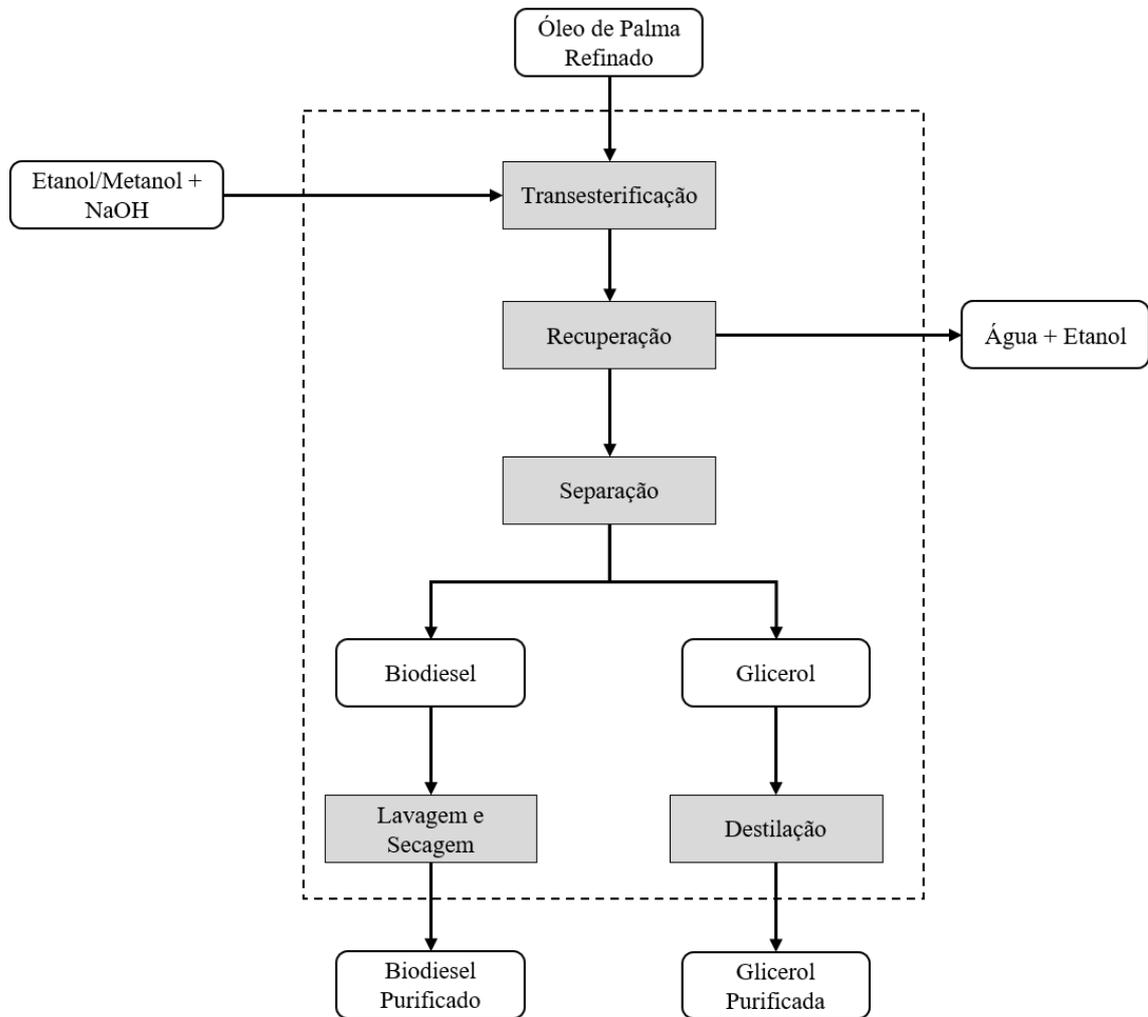


Figura 3.8: Fluxograma de atividades para obtenção do Biodiesel por meio da reação de transesterificação.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para que sejam atingidos os requisitos de qualidade e padronização do biodiesel produzido, condições adequadas devem ser proporcionadas, tais como a demanda por vapor, eletricidade e condução coerente das quantidades de reagentes. Dito isso, a Tabela 3.4 traz as quantidades de álcool que devem reagir com o óleo de palma para a obtenção dos produtos da transesterificação. A Tabela também apresenta a quantidade de catalisador para que a reação se processe, os requisitos energéticos e os dados de balanço de massa, quanto aos produtos, para as condições

selecionadas.

Tabela 3.4: Parâmetros operacionais utilizados para balanços de massa e energia na reação de transesterificação. Adaptado de Ocampo (2019)

Processo de Refino e Transesterificação (R&T)	Valor	Unidade
Consumo específico de vapor saturado a 250 kPa	564	kg/t-OP
Consumo de eletricidade específico	22	kWh/t _{OP}
Consumo de metanol	138,8	L/t _{OP}
Consumo de etanol	214,2	L/t _{OP}
Rendimento de biodiesel	970	kg/t _{OP}
Rendimento de glicerol	113,6	kg/t _{OP}

A representação gráfica dos dados utilizados para o balanço de massa e energia da estação produtora de biodiesel por transesterificação está na Figura 3.8. A reação é endotérmica. A produção de biocombustível não varia, entretanto, a rota metílica apresenta menor consumo, maior aproveitamento energético e tempo de reação menor. Os aproveitamentos energéticos são de 94 % e 97 % para rotas etílica e metílica, respectivamente. Os altos índices de rendimento da reação são indicadores do nível de prontidão da tecnologia disponível.

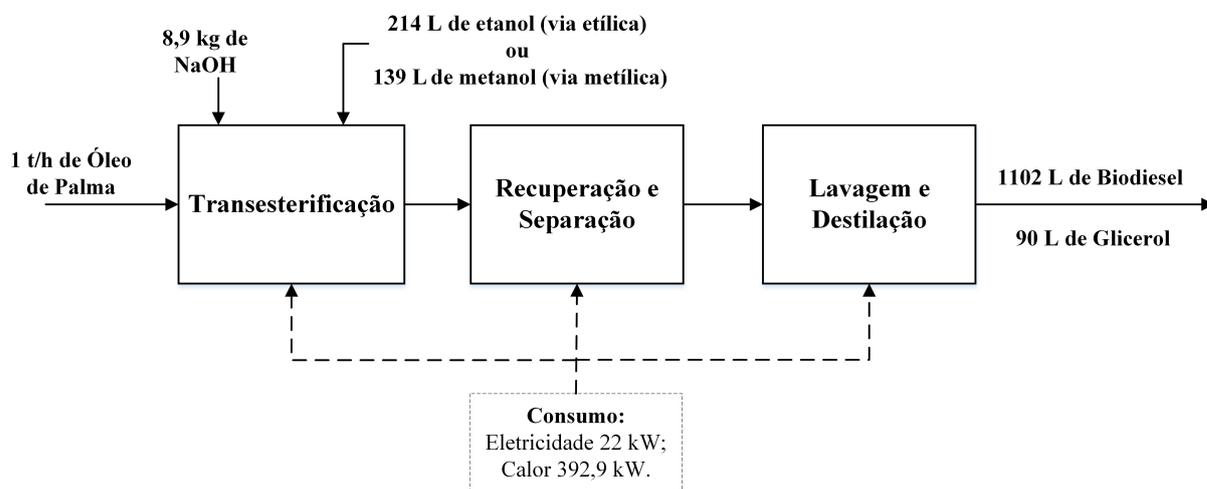


Figura 3.9: Fluxograma do processo de transesterificação, considerando o processamento de 1 t/h de OP.

Fonte: Adaptado de Ocampo (2019).

3.2.4 HEFA – Hidroprocessamento de ésteres e ácidos graxos (*Hydroprocessed esters and fatty acids*)

Trata-se da técnica capaz de trabalhar óleos vegetais até combustíveis de aviação. O processo é certificado pela ASTM por meio da norma D7655 sobre procedimentos de obtenção de biocombustíveis aeronáuticos e ostenta um *technical readiness level* é de 8 (ALVES et al., 2017), nível pré-comercial.

Os *biojet fuels* devem ser equivalentes aos combustíveis convencionais de origem fóssil quanto as propriedades. Devem apresentar massa específica entre 0,775 e 0,84 kg/L, poder calorífico da ordem de 43 MJ/kg e ponto de ignição de 42 ° C. Não obstante, os combustíveis renováveis apresentam algumas vantagens, tais quais, melhor índice de cetano, menor teor de aromáticos, menor teor de enxofre e potencialmente menores emissões de gases estufa (WANG et al., 2016).

Os combustíveis de aviação HEFA têm sido produzidos em escala comercial por empresas nos Estados Unidos, na Holanda e na Itália. São exemplos de grandes produtoras de biocombustíveis aeronáuticos, que trabalham em acordo com companhias aéreas, a italiana ENI, que trabalha óleos vegetais e tem capacidade de produção de 450 milhões de litros anuais; a Neste Oil que tem plantas operantes em Roterdã, Singapura e na Finlândia. A planta de Roterdã trabalha óleos vegetais, óleo residual de fritura e gordura animal com capacidade de produção de 1,26 bilhões de litros por ano. As plantas finlandesa e singapurana trabalham os mesmos insumos, porém com capacidade reduzida, 240 milhões de litros de biocombustíveis produzidos, anualmente; e as americanas Diamond Green Diesel e REG, tem capacidade de 500 milhões de litros e 315 milhões de litros anuais, respectivamente (IRENA, 2017).

O processo de retirada de compostos oxigenados do óleo se justifica, pois, a presença de oxigênio aumenta o índice de acidez, de corrosividade e a viscosidade do biocombustível e reduz a estabilidade quanto a oxidação e o poder calorífico final. E quanto a especificação do combustível a norma exige, no mínimo, 99,5 % de carbono e hidrogênio na composição final do combustível. Portanto, a retirada de oxigênio é preponderante para a estabilidade do biocombustível e a miscibilidade com o combustível fóssil. A desoxigenação pode ocorrer em diferentes rotas, para a obtenção de combustíveis de aviação as mais comuns são descarboxilação, descarbonilação e hidroxigenação. A descarboxilação retira o radical carboxílico e produz hidrocarbonetos parafínicos e CO₂. A descarbonilação retira o radical carbonila e produz CO,

H₂O e olefinas. Na hidroxidação as ligações entre carbono e oxigênio são pressionadas por excesso de H₂, produzindo hidrocarbonetos e água (OI et al., 2016; GUTIÉRREZ-ANTONIO et al., 2017). As reações de desoxigenação têm suas características ilustradas na Figura 3.10. Para o processamento de óleo de palma, o método mais eficiente para retirada de compostos oxigenados, de acordo com Sousa et al. (2016), é por hidroxidação, rendimento de 82 % em biocombustível.

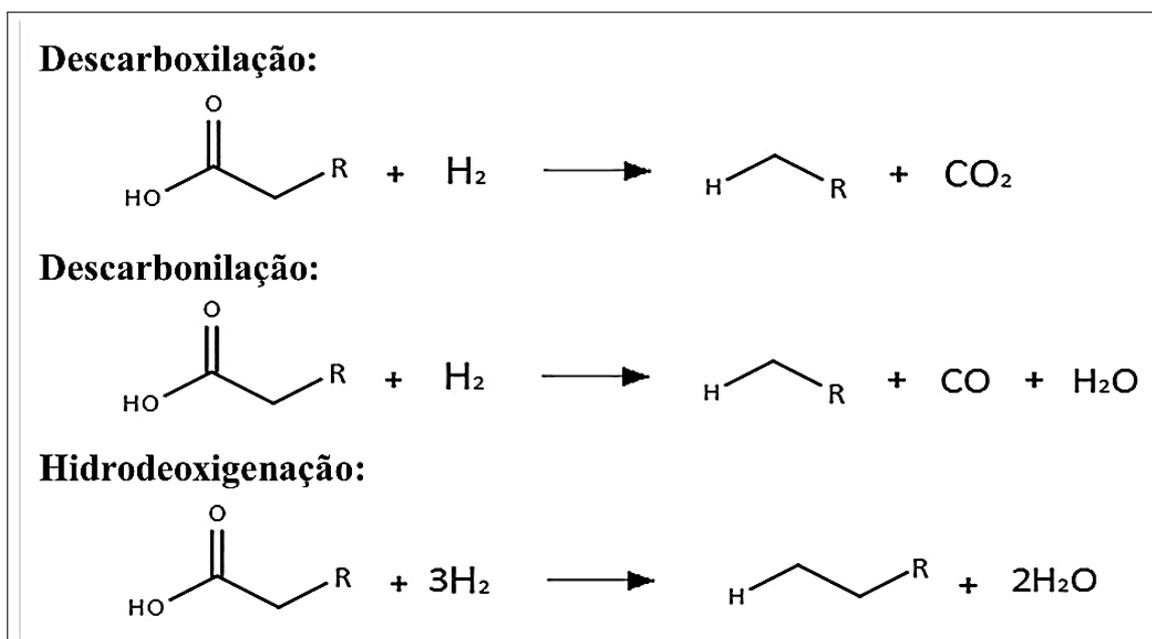


Figura 3.10: Reações de Deoxigenação.

Fonte: Oi et al. (2016)

Após finalizada a etapa de deoxigenação, os produtos passam por refrigeração, em seguida se dão o craqueamento e a isomerização, processos com intuito de atingir a faixa entre 8 e 16 carbonos, tamanho das cadeias de hidrocarbonetos especificada pela ASTM para biocombustíveis de aviação. E também para melhorar as propriedades de fluxo a baixa temperatura e o ponto de congelamento, respectivamente. A isomerização e o craqueamento são reações que podem ser procedidas de maneira simultânea ou em sequência. A isomerização forma radicais metil ou etil na cadeia de hidrocarbonetos, por meio de rearranjo. Já o craqueamento busca a quebra das cadeias longas a fim de obter pequenas cadeias de parafinas. O caminho das reações está representado na Figura 3.11 (WANG; TAO, 2016; OI et al., 2016).

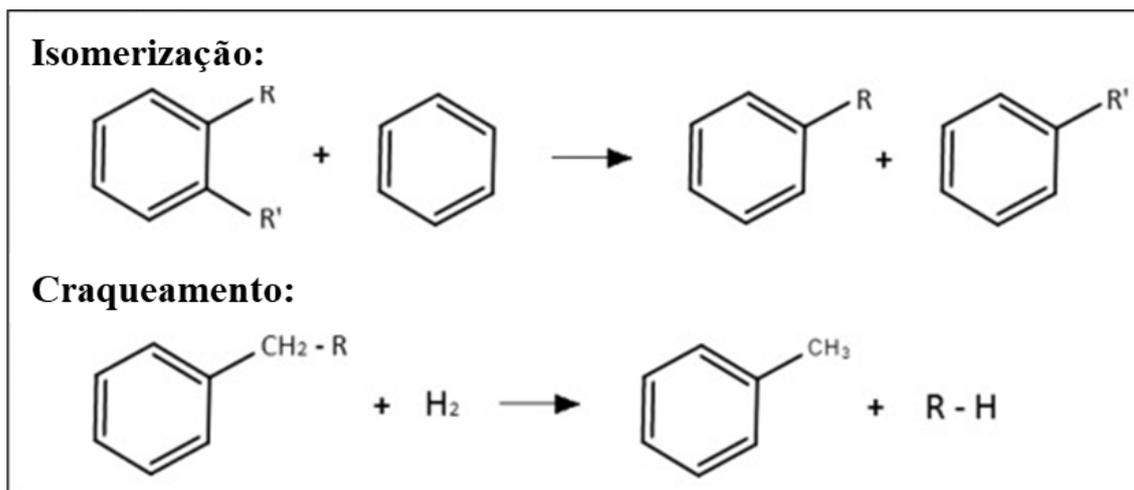


Figura 3.11: Reações de Isomerização e Craqueamento.

Fonte: Oi et al. (2016)

Após fases de separação é possível obter HVO (*Hydrogenated Vegetable Oil*) e *biojet fuels* (BJF), além de outros subprodutos, nafta e gases leves. Durante a destilação componentes que não reagiram e outras impurezas são retiradas para obtenção de biocombustíveis de aviação com alto grau de pureza. O método HEFA, ilustrado na Figura 3.12, permite eficiente produção de biocombustíveis de aviação seguindo as especificações quanto a viscosidade, ponto de congelamento, *cloud point* e índice de cetano (ALVES et al., 2017).

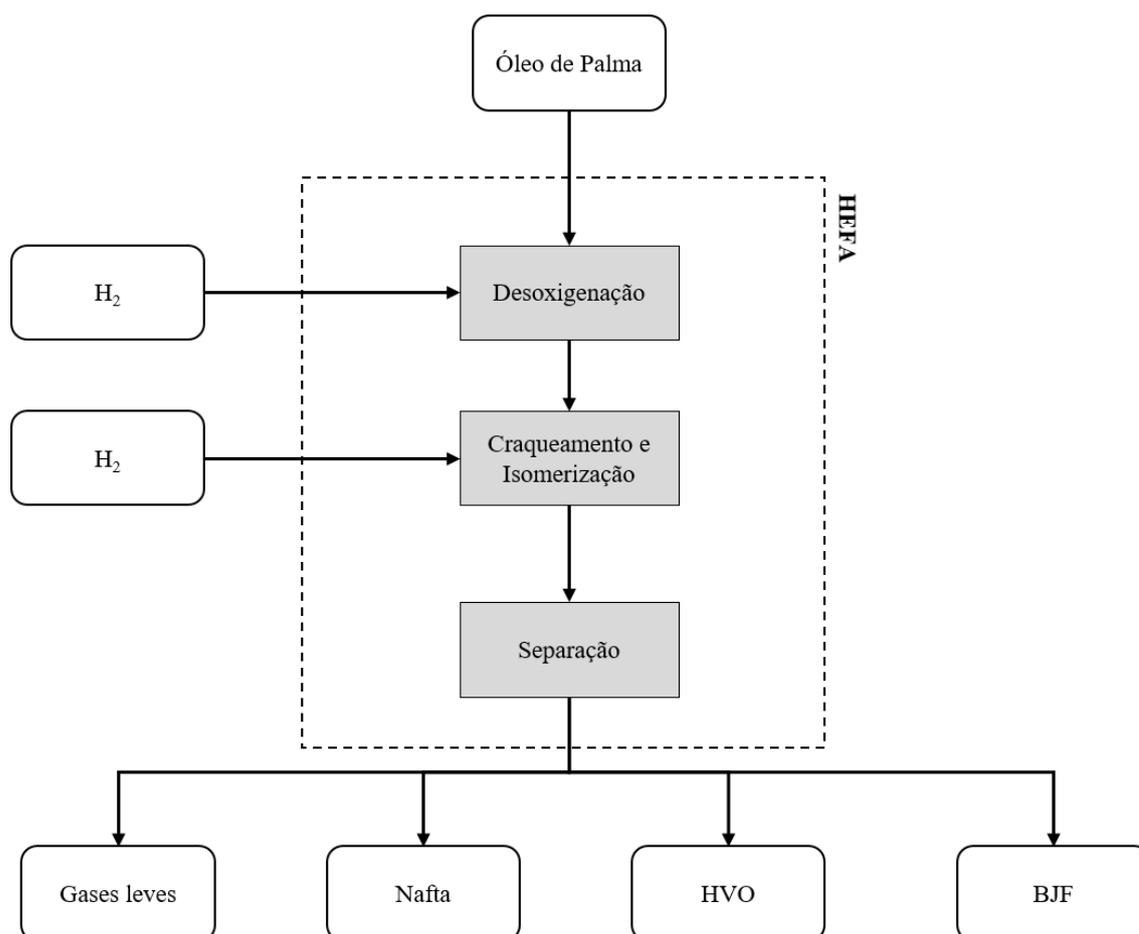


Figura 3.12: Fluxograma dos processos para obtenção dos biocombustíveis via HEFA.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Dentre estudos de simulação e análise tecnoeconômica, diferentes pesquisadores encontraram resultados parecidos, tais como em Pearlson et al. (2013), Li et al. (2019), Zech et al. (2018) e Klein et al. (2018), para a produção de biocombustíveis de aviação. Embora, os autores terem estudado diferentes rotas, além da HEFA, as perspectivas enunciadas são de vantagens quanto a quantidade das emissões e gargalos quanto ao custo de produção. Outro fator comum entre estes estudos está no fato de as simulações serem conduzidas com base em dados encontrados na literatura, para os balanços energéticos e de massa da planta de conversão.

Apesar do caráter emergente da tecnologia HEFA e ainda recente, há estudos que dissertam pela confiabilidade do processo em médio prazo. Diniz et al. (2018) defenderam que o desempenho econômico das plantas que utilizam deste meio de produção deve ser calcado no preço da biomassa utilizada e dos combustíveis tradicionais. E concluíram ainda que para o desenvolvimento estável e situação no mercado, os biocombustíveis de aviação devem receber subsídios para que a possibilidade de perda de investimento seja reduzida.

Para a planta HEFA, o estudo escolhido como referência de dados é o de Diederichs et al. (2016) em que os dados selecionados estão apresentados na Tabela 3.5. O consumo de eletricidade e calor colhidos da bibliografia disponível foram primordiais para a elaboração das biorrefinarias a serem estudadas neste trabalho, tais como o rendimento dos produtos e o consumo de hidrogênio para a obtenção dos mesmos.

Tabela 3.5: Parâmetros operacionais utilizados para balanços de massa e energia na estação HEFA. Adaptado de Diederichs et al. (2016)

Processo HEFA	Valor	Unidade
Consumo específico de eletricidade	0,175	kWh / kg-OP
Consumo específico de H ₂	31,7	kg / t _{OP}
Pressão de operação dos reatores	3000	kPa
Produção de BJF	480,16	kg / t _{OP}
Produção de HVO	20,85	kg / t _{OP}
Produção de Bionafta	115	kg / t _{OP}

Valencia et al. (2018), afirmaram em seu trabalho que para desenvolvimento de condições ótimas de trabalho para aquisição de biocombustíveis pela rota HEFA é preponderante estudar diferentes frentes de se chegar ao produto desejado, variando as condições de trabalho e os insumos. Ainda em tal estudo, os autores julgaram eficiente a análise termodinâmica dos triglicérides e ácidos graxos reagentes.

Dito isso, a representação gráfica dos parâmetros escolhidos para este estudo e que formulam um aproveitamento energético de produtos por insumos de 48 % para o processo HEFA estão na Figura 3.13. A figura apresenta as principais etapas do processo de obtenção dos biocombustíveis de aviação, a entrada do gás hidrogênio como reagente, o consumo energético e, por fim, os produtos: *biojet fuel*, HVO, nafta e gases orgânicos leves.

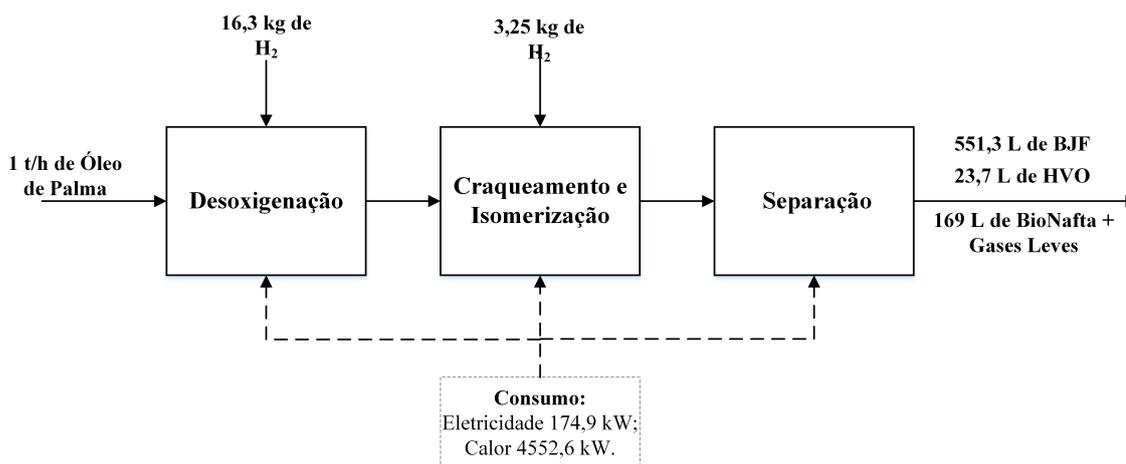


Figura 3.13: Fluxograma do Processo HEFA, considerando 1 t/h de óleo de palma.
Adaptado de Diederichs et al. (2016).

3.2.5 ATJ – Produção de combustíveis de aviação através de álcoois (*Alcohol-to-Jet*)

Procedimento certificado pela norma ASTM D7566 em seu anexo 5^o, designa produção de biocombustíveis para aviação utilizando de álcoois como insumo, obtém nível de prontidão técnica 6. Para produção de combustíveis de aviação a partir do etanol, suas propriedades físicas e químicas devem ser minimizadas. O processo conhecido de conversão conta com três etapas: desidratação, oligomerização e hidrogenação (WANG; TAO, 2016; ALVES et al., 2017). O mesmo está ilustrado na Figura 3.14.

O etanol é submetido a desidratação, que resulta na formação de etileno, uma olefina, para isso se faz necessária a utilização de catalisador a alta temperatura, e H₂O é eliminada, causando grande perda de massa. Foram encontrados resultados de quase 100 % de conversão em etileno por Zhan et al. (2010), para 250 °C e 2 horas de reação. Entretanto, essa reação pode levar a formação de éter, um agente limitador a formação de olefinas, logo as condições da reação devem ser tendenciosas para maximizar a obtenção de olefinas (WANG; TAO, 2016).

Em seguida, as olefinas são mantidas em temperaturas entre 150 e 250° C e pressões entre 3 e 4 MPa para oligomerização, com isso é formado um destilado intermediário, que é submetido as etapas finais de hidrogenação, que converte as olefinas em parafinas, e para obter a faixa de hidrocarbonetos que são exigidas pelas especificações técnicas de combustível aeronáutico. Por fim, a destilação que entra os produtos finais: *biojet fuel* e Diesel Renovável ou SIP (WANG et al., 2016).

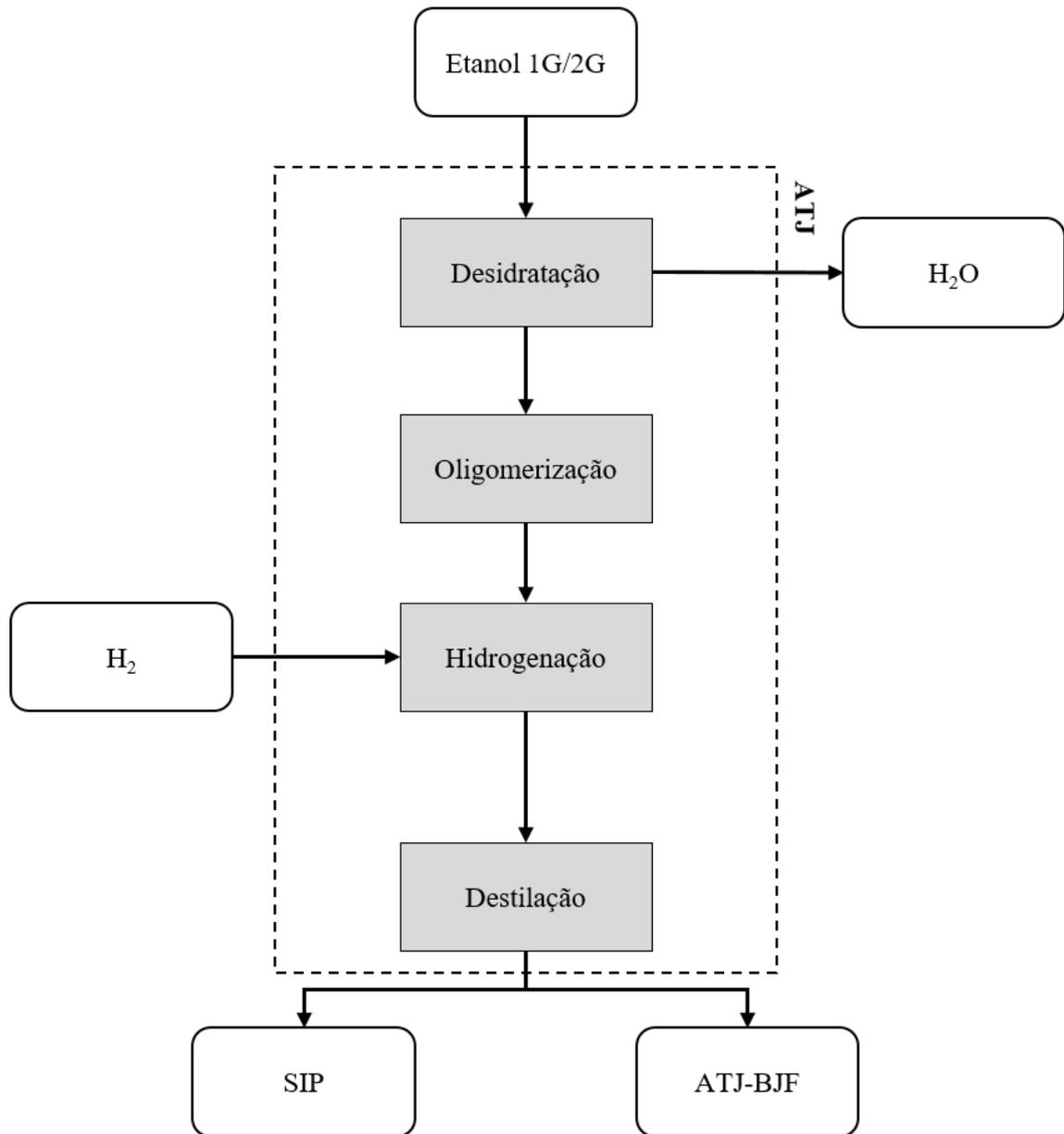


Figura 3.14: Fluxograma dos processos de obtenção de biocombustíveis aeronáuticos via rota ATJ.
Fonte: Elaborado pelo autor.

Esta é uma das rotas de obtenção de biocombustíveis aeronáuticos que tende a ser mais explorada, uma vez que o setor de aviação, como um todo, está comprometido em estabelecer um mercado de combustíveis renováveis. Em ordem de pregar uma política mais sustentável para a indústria de combustíveis tem se preocupado em utilizar matéria-prima de segunda geração. Tal ação se justifica pelo objetivo de não comprometer a distribuição de insumos comestíveis, não entrar em conflito por terra, com os setores de nutrição e de alimentação animal, e também devido a menor despesa de recursos hídricos e energéticos que estes substratos requerem Diniz et al. (2018).

Portanto, a aquisição de bioetanol de segunda geração a partir dos cachos vazios, um substrato não-comestível e, usualmente, utilizado como adubo ou combustível para queima em caldeira, atende aos interesses defendidos pela indústria aeronáutica para a produção de biocombustíveis. Com isso, são apresentados na Tabela 3.6, os parâmetros de operação designados para a estação que obtém os *biojet fuels* através do etanol celulósico, também conhecidos como SPK (*Synthetic Paraffinic Kerosene*) ou bioquerosene.

Tabela 3.6: Parâmetros operacionais utilizados para balanços de massa e energia na estação ATJ. Adaptado de Diederichs et al. (2016)

Processo ATJ	Valor	Unidade
Consumo específico de eletricidade	2,72	kWh / kg _{E2G}
Consumo específico de H ₂	12,1	kg / t _{E2G}
Pressão de operação ^a	3800	kPa
Produção de ATJ-BJF	99,5	kg / t _{E2G}
Produção de SIP	13,0	kg / t _{E2G}

^a Gutiérrez-Antonio et al. (2017).

Nas condições apresentadas na Tabela 3.6, a produção dos biocombustíveis se processa conforme a Figura 3.15. As principais etapas da rota de conversão são apresentadas com a entrada dos reagentes, etanol e hidrogênio. Também está disposto o consumo energético para o proceder das reações. A produção de ATJ-BJF e SIP (*Synthesized isoparaffin*) é bem menor que para a rota HEFA, assim como o índice de aproveitamento energético é menor, apenas 15 %. Ambos fatores são justificativos de porque este processo é menos maduro tecnologicamente do que o anterior. Entretanto, ambos podem ser processados conjuntamente em uma configuração de biorrefinaria, porque exploram substratos diferentes, porém de mesma origem.

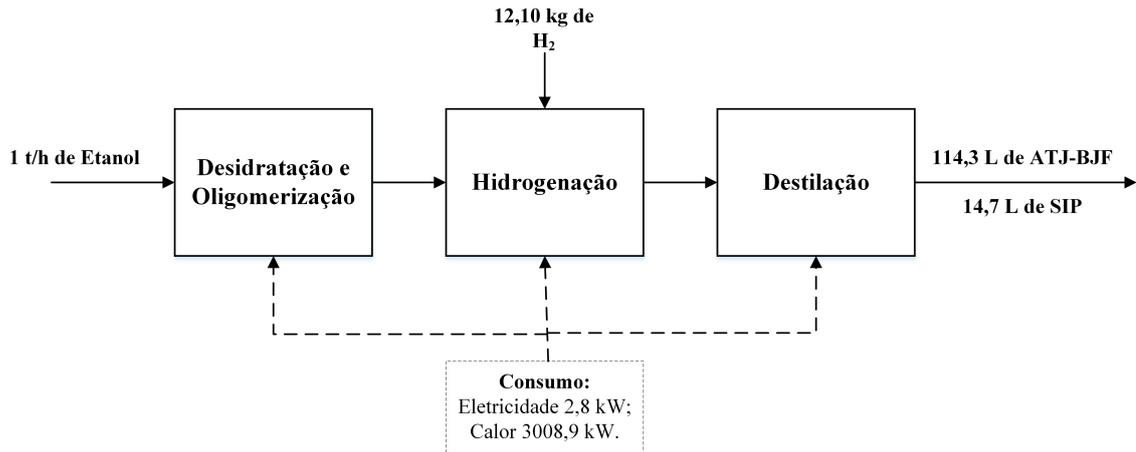


Figura 3.15: Fluxograma da produção de ATJ-BJF considerando 1 t/h de etanol celulósico. Adaptado de Diederichs et al. (2016).

3.3 Índices de desempenho Termodinâmico

A seguir são descritos os principais indicadores de desempenho termodinâmico considerados para a avaliação dos estudos de caso.

3.3.1 Indicadores de Primeira Lei

Baseada na 1ª Lei da Termodinâmica esta análise tem objetivo de quantificar importantes indicativos da produção de biocombustíveis nas biorrefinarias. Por meio da quantidade de biomassa destinada a cada processo, das respectivas demandas de calor e eletricidade e dos balanços de massa e energia, é executado o cálculo de alguns índices. Portanto, para todos os casos estudados serão calculados os indicadores de desempenho:

- **Consumo de combustível na cogeração ($\dot{m}_{biomassa}$):** Trata-se do índice que quantifica a biomassa necessária para ser queimada na caldeira a fim de manter a planta autossustentável energeticamente. O cálculo segue a Equação 3.1:

$$\dot{m}_{biomassa} = \frac{\dot{m}_v \cdot \Delta h}{\eta_{cald} \cdot PCI_{mix,bio}} \quad (3.1)$$

- **Eficiência Global da Planta (η_{global}):** Trata-se da razão entre energia útil dos produtos obtidos (eletricidade, biodiesel, biocombustíveis de aviação, bionafta, glicerol) pela energia dos insumos utilizados, como mostra a Equação 3.2. Tanto a energia dos produtos

quanto dos insumos é calculada pela multiplicação da vazão pelo poder calorífico.

$$\eta_{global} = \frac{E_P + \sum \dot{E}_{produtos}}{\sum \dot{E}_{insumos}} \quad (3.2)$$

- **Eletricidade excedente (E_{exc}):** É a razão da quantidade excedente de potência elétrica produzida no ciclo (E_P) pela quantidade de CFF que entram na biorrefinaria (t_{CFF}) em toneladas por hora, 150 t/h. Esse indicador é obtido pelo uso da Equação 3.3:

$$E_{exc} = \frac{E_P}{t_{CFF}} \quad (3.3)$$

3.3.2 Indicadores de Segunda Lei

A análise através da Primeira Lei da Termodinâmica é comumente aplicada para a avaliação de sistemas térmicos. Entretanto, para uma análise da utilização racional de energia e quanto à degradação da energia útil, em meio às suas transformações, a abordagem mais adequada é a que corresponde à Segunda Lei da Termodinâmica.

A análise exergética permite avaliar o desempenho de um sistema pelos conceitos da Segunda Lei. As vantagens se devem ao fato de considerar os diferentes tipos de energia envolvidos e seus respectivos potenciais. Essa análise, portanto, designa a quantidade máxima da energia presente em um sistema que pode ser convertida em trabalho útil, à medida que o sistema entra em equilíbrio com o ambiente. Também mostra capacidade de quantificar as principais causas de irreversibilidades termodinâmicas nos sistemas, o que, por conseguinte, permite o apontamento das necessidades fundamentais de melhoria deles.

Para esta análise, em todos os casos estudados serão analisados os seguintes indicadores de desempenho:

- **Eficiência exergética da planta (η_{exe}):** a eficiência de Segunda Lei trata da razão entre a soma da potência produzida pelo sistema com os fluxos exergéticos de cada produto pela quantidade total de exergia dos insumos da biorrefinaria, como apresentado na Equação 3.4:

$$\eta_{exe} = \frac{E_P + \sum \dot{E}_{x,produtos}}{\sum \dot{E}_{x,insumos}} \quad (3.4)$$

O cálculo da exergia de produtos e insumos se dá baseado na Equação 3.5, pela soma das parcelas física e química de exergia. Cada parcela é dada pela multiplicação da vazão de insumos ou produtos pela exergia específica química ou física respectiva. Para os insumos orgânicos, como os cachos vazios, as fibras e as cascas, apenas a parcela química será considerada, e esta é calculada segundo a Equação 3.6.

$$\dot{E}_{x,i/p} = \dot{m}_{i/p} \cdot e_{x,qui} + \dot{m}_{i/p} \cdot e_{x,fis} \quad (3.5)$$

- **Balço de Exergia e exergia destruída (E_d):** Grande parcela das irreversibilidades está associada a planta de cogeração, por consequência das caldeiras, grandes destruidoras de exergia. A combustão e a troca de calor entre gases de combustão e água, em que há grande diferença de temperatura, são os principais contribuintes para números significativos de irreversibilidades para o sistema de produção de eletricidade e calor. Para os casos estudados as plantas produtoras de biocombustíveis produzem irreversibilidades, por conta da intensidade energética (demanda de calor e altas pressões) e também por conta das reações químicas processadas para conversão. A exergia destruída pode ser mensurada, considerando regime permanente, através do balanço de exergia entre os fluxos de entrada e saída e outros parâmetros, pela Equação 3.6:

$$E_d = \sum_e \dot{m}_e \cdot e_x - \sum_s \dot{m}_s \cdot e_x \quad (3.6)$$

Em que:

$\sum_e \dot{m}_e \cdot e_x$ é o somatório dos fluxos exergéticos de cada insumo do volume de controle considerado [MW];

$\sum_s \dot{m}_s \cdot e_x$ é o somatório dos fluxos exergéticos de cada produto do volume de controle considerado [MW].

3.3.3 Exergia química dos principais insumos e produtos do estudo

O funcionamento das biorrefinarias depende dos insumos à ela fornecidos, estes contêm exergia química como principal componente, pois a parcela física da exergia dos insumos é pequena, quando comparada aos valores da componente química.

Os produtos são entregues em equilíbrio com o ambiente, e isto implica que a exergia total

destes substratos é igual a exergia química. Nos trabalhos de RÍVERO et al. (1999), BP (2008), Lee & Ofori-Boateng (2013) e Ocampo (2019) estão dispostos dados quanto a exergia química específica dos substratos, ou exergia química padrão das matérias-primas e produtos presentes nos estudos de caso. Estes valores de exergia química foram calculados baseados na composição química de cada substância, utilizando da exergia química específica ou padrão obtida de Szargut et al. (1987). Os valores utilizados, portanto, são coerentes quanto ao referencial de cálculo e estão dispostos na Tabela 3.7.

Tabela 3.7: Exergia química padrão de insumos e produtos presentes nas biorrefinarias estudadas. Adaptado de Lee & Ofori-Boateng (2013)

Exergia Química Padrão Ex^och (MJ/kg)	Valor
Cachos Frescos	18,57
Óleo de Palma ^a	36,26
Óleo de Palmiste	36,26
Torta de Palmiste	15,02
Efluentes (POME)	0,79
Biodiesel, HVO	35,55
Glicerol	22,30
Bioetanol	24,55
Metanol	22,44
H ₂	117,11
BJF, ATJ-BJF, SIP ^b	45,77
Nafta ^c	44,33

^a Ocampo (2019).

^b BP (2008).

^c RÍVERO et al. (1999).

Dentre os insumos que não estão listados na tabela, estão os principais substratos para cogeração e produção de etanol, as cascas, fibras e cachos vazios. Com isso, optou-se pelo cálculo da exergia química específica de cada um, por meio da composição elementar de cada biomassa fornecida por Garcia-Nunez et al. (2016) e Hamzah et al. (2019). O método de cálculo utilizado é o proposto por Szargut et al. (1987), Equação 3.7, que considera os insumos em base úmida.

$$e_x^{qui} = \beta.(PCI + L.U_{bio}) + b_{H_2O}.U_{bio} \quad (3.7)$$

Em que:

e_x^{qui} é a exergia química específica da biomassa considerada (kJ/kg);

L é o calor latente de vaporização da água (2442 kJ/kg);

b_{H_2O} é a exergia química da água líquida (50 kJ/kg);

U_{bio} é a umidade presente na biomassa considerada (%);

E o PCI é o Poder Calorífico Inferior da biomassa considerada (kJ/kg).

O fator adimensional β é expressado pela, Equação 3.8 (SZARGUT et al., 1987), que foi articulada para o emprego em madeira, porém é adaptada para a utilização da composição elementar da biomassa.

$$\beta = \frac{(1,0412 + 0,2160 \cdot \frac{Z_{H_2}}{Z_C} - 0,2499 \cdot \frac{Z_{O_2}}{Z_C} \cdot [1 + 0,7488 \cdot \frac{Z_{H_2}}{Z_C}] + 0,045 \cdot \frac{Z_{N_2}}{Z_C})}{1 - 0,3035 \cdot \frac{Z_{O_2}}{Z_C}} \quad (3.8)$$

Em que:

Z_{H_2} é a fração de H_2 na composição da biomassa selecionada;

Z_{O_2} é a fração de O_2 na composição da biomassa selecionada;

Z_{N_2} é a fração de N_2 na composição da biomassa selecionada;

E Z_C é a fração de carbono na composição da biomassa selecionada.

O PCI é calculado pela relação de DuLong (DEMIRBAS; DEMIRBAS, 2004) para base úmida, dado pela Equação 3.9:

$$PCI = 4,1868 \cdot (8140 \cdot Z_C + 29000 \cdot (Z_H - \frac{Z_O}{8}) + 2220 \cdot Z_S - 600 \cdot Z_{H_2O}) \quad (3.9)$$

Em que:

E Z_C é a fração de carbono na composição da biomassa selecionada; Z_H é a fração de hidrogênio na composição da biomassa selecionada;

Z_O é a fração de oxigênio na composição da biomassa selecionada;

Z_S é a fração de enxofre na composição da biomassa selecionada;

E Z_{H_2O} é a fração de umidade presente na biomassa.

A Tabela 3.8 mostra as considerações feitas e os resultados para os cálculos de beta, PCI e exergia química padrão para os principais insumos das biorrefinarias estudadas.

Tabela 3.8: Composição, PCI e Exergia química específica das cascas, fibras e cachos vazios.

	Cachos Vazios	Cascas	Fibras
C %	45,5	46,7	46,92
H %	5,5	5,9	5,89
N %	0,5	1,0	1,12
O %	43,4	42,0	42,66
S %	0,044	0,060	0,089
β	1,164	1,159	1,160
PCI (MJ/kg)	14,13	16,65	16,67
Umidade (%)	57,2	21,40	37,2
E_x^{qui} (MJ/kg)	18,10	19,91	20,41

3.4 Análise Ambiental de Ciclo de Vida

O presente trabalho adotou a Análise de Ciclo de Vida (ACV) para estudar o desempenho ambiental das biorrefinarias de cada estudo de caso. Essa ferramenta permite avaliar os impactos ambientais designados por um produto pelo decorrer de sua vida (PALACIO et al., 2020). Portanto, com o advento desse método é possível mensurar o potencial de degradação ambiental dos estudos de caso e compará-los entre si. Para efetivar a análise ambiental foi usado o *software* SimaPro®v8, desenvolvido pela *Pre-Consultants*, uma empresa holandesa.

Para proceder o estudo de ACV das biorrefinarias estudadas é necessário definir quatro conceitos característicos da metodologia: escopo e objetivo, método de alocação, inventário de ciclo de vida e avaliação de impacto. Os três primeiros são definidos nesse capítulo e a avaliação dos impactos é abordada no capítulo de estudos de caso.

No presente estudo não é considerado a captura de CO_{2eq} pelo plantio e cultivo da palma. Os insumos químicos presentes nos processos, como catalisadores e reagentes, pesticidas, inseticidas, herbicidas e combustíveis fósseis são provenientes da biblioteca *Ecoinvent 3* do SimaPro®. Os inventários são separados conforme os processos que compõe cada biorrefinaria avaliada pela análise de ciclo de vida e suas emissões são apresentados em seções separadas.

3.4.1 Objetivo e escopo

- **Objetivo:** A aplicação da análise de ciclo de vida tem como meta estabelecer a pegada

de carbono designada por cada produto das biorrefinarias estudadas e compará-las a fim de julgar qual a melhor alternativa;

- **Função:** A função das biorrefinarias estudadas é de produzir biocombustíveis e eletricidade excedente a partir da exploração da biomassa obtido pela extração do óleo de palma. Nesse estudo é considerado que os os biocombustíveis produzidos não são um produto final, mas um intermediário, nos termos da ACV. Portanto, a análise realizada é dita *cradle to gate*, pois volta atenção a produção dos biocombustíveis e não à sua aplicação final.
- **Unidade Funcional:** a unidade definida é 1 tonelada de Cachos de Frutas Frescas (1 t de CFF). A unidade funcional se faz o fluxo de referência para a montagem dos inventários de ciclo de vida (ICV), os dados de entrada, saída e resultados da análise são, portanto, referentes a essa grandeza. Todavia, diferentes unidades foram utilizadas nos diferentes processos presentes nas biorrefinarias. A Tabela 3.9 apresenta as unidades utilizadas na análise de cada processo envolvido nos estudos de caso.
- **Limites do sistema:** Os limites do sistema são definidos desde o cultivo e transporte dos CFF para as biorrefinarias, até a produção dos biocombustíveis e geração da energia elétrica.

Tabela 3.9: Unidade funcional dos processos envolvidos nas biorrefinarias.

Processo	Unidade Funcional
Produção de biodiesel a partir do óleo de palma	
Cultivo	1 tonelada de CFF (Cachos de Frutas Frescas)
Extração	1 tonelada de OPC (Óleo de Palma Cru)
Refinação	1 tonelada de OPR (Óleo de Palma Refinado)
Transterificação	1 tonelada de biodiesel
Produção de etanol celulósico a partir dos cachos vazios	
Usina de etanol 2G	1 tonelada de etanol 2G
Produção de BJF a partir do óleo de palma (via HEFA)	
HEFA	1 tonelada de BJF
Produção de BJF a partir do etanol celulósico (via ATJ)	
ATJ	1 tonelada de BJF
Sistema de cogeração	
Cogeração ciclo a vapor	1 kWh de eletricidade produzida

3.4.2 Alocação dos impactos ambientais

Para alcançar os objetivos propostos, a ACV das biorrefinarias foi conduzida utilizando um dos métodos de alocação tradicionais, regulamentados pela norma ISO 14044 (2006). O inventário foi alocado pelo método de alocação exergético. Na alocação exergética são utilizados os fluxos físicos e químicos da exergia dos produtos e são consideradas as irreversibilidades dos processos (VALDERRAMA, 2018). Portanto, um coeficiente percentual de alocação (ε) é definido a partir de uma ponderação entre os produtos de um processo. O coeficiente utilizado para distribuir a carga ambiental entre os produtos obtidos é calculado pela Equação 3.10.

$$\varepsilon = \frac{\dot{m}_i \cdot e_{x_i}}{\sum_{i=1}^n (\dot{m}_i \cdot e_{x_i})} \quad (3.10)$$

Em que:

e_{x_i} = Exergia específica de um produto;

\dot{m}_i = Vazão mássico do produto.

Nesse estudo, os principais produtos do inventário foram alocados conforme os valores exergéticos e o coeficiente obtido pela Equação 3.10, esses são apresentados na Tabela 3.10.

Tabela 3.10: Coeficientes de alocação exergética para os principais processos das biorrefinarias.

Produtos	CB (%)	C1 (%)	C2 (%)	C3 (%)
Produção de biodiesel a partir do óleo de palma				
Biodiesel	93,2%	93,2%	93,2%	93,8%
Glicerol	6,8%	6,8%	6,8%	6,2%
Produção de etanol celulósico a partir dos cachos vazios				
Etanol 2G			73,2%	73,2%
Lignina			26,8%	26,8%
Produção de BJF a partir do óleo de palma (via HEFA)				
BJF		79,0%		79,0%
HVO		2,7%		2,7%
Nafta		18,3%		18,3%
Produção de BJF a partir do etanol celulósico (via ATJ)				
ATJ-BJF			97,9%	97,9%
SIP			2,1%	2,1%

3.5 Avaliação Exergoeconômica

Uma vez que para atingir a análise termoeconômica se faz necessário o conhecimento das características dos fluxos de um sistema – pressão, temperatura, vazão, entalpia, entropia – o modelo físico da planta é um requisito. Com a configuração da planta e as propriedades termodinâmicas se torna possível a determinação dos estados termodinâmicos de cada estágio. Como passo seguinte a construção dos modelos físicos e determinação dos estados termodinâmicos, está a construção da estrutura produtiva da planta. Esta tem função de estabelecer o conceito produtivo de cada componente do modelo físico e é representado graficamente por um diagrama de blocos, chamado diagrama de estrutura produtiva.

3.5.1 Estrutura Produtiva e sua construção

A estrutura produtiva é semelhante a estrutura física, entretanto pode discernir em número de componentes, além de que para uma única estrutura física podem ser designadas diferentes estruturas produtivas, em função do conceito de insumo-produto e da distribuição de recursos entre os componentes. Os fluxos de entrada e saída da estrutura produtiva tem magnitudes extensivas e as mais utilizadas são exergia, neguentropia¹ e monetária (VALERO et al., 2006).

Esta estrutura é representada por componentes reais, ou unidades reais, que são equipamentos efetivamente presentes no sistema e na estrutura física, ou mesmo combinações de dois ou mais equipamentos. Este segmento é ilustrado no diagrama por retângulos. Não suficiente, os diagramas de estrutura produtiva contam com as chamadas unidades fictícias, que são as junções e separações. Tais unidades são responsáveis pela coesão da estrutura produtiva concordando com a proposta de insumo-produto, e são representadas, respectivamente, por losangos e círculos. As junções podem receber mais que um insumo e as bifurcações designar mais de um produto e estas devem ser apresentadas em sequência e conectadas.

Palacio (2010) defendeu que para a construção da estrutura produtiva algumas condições devem ser seguidas:

- Cada unidade real deve apresentar apenas uma entrada, insumo, e uma saída, produto;

¹ A neguentropia (negativa da entropia) é uma magnitude ou função que quantifica a redução da entropia. Para que tenha a mesma dimensão da exergia, a neguentropia se expressa multiplicando a variação da entropia pela temperatura de referência (SANTOS, 2009).

- As junções têm por função converter o produto de uma unidade anterior em um insumo para o próximo componente;
- As bifurcações ramificam o produto de uma unidade e o distribuem para ser aproveitado como insumo em outras unidades;
- Todos os insumos que adentram a planta devem refletir o custo final de cada um dos produtos.

3.5.2 Modelo termoeconômico

Após a construção da estrutura produtiva, faz-se possível construir o modelo termoeconômico referente a planta estudada. Este consiste em um sistema de equações que, matematicamente, representam a estrutura produtiva. O modelo permite a determinação dos custos unitários dos produtos, os custos intermediários do sistema e o acompanhamento da construção de todos os custos designados no sistema.

Tal modelo tem, minimamente, tantas equações quantos componentes tem a estrutura produtiva. Entretanto, o número de fluxos usualmente é maior que o número de componente físicos, com isso as unidades fictícias fornecem equações auxiliares para determinação do conjunto solução, que representa os custos. O custo exergético de um fluxo de massa ou energia é definido como a quantidade de exergia requerida para produzi-lo. Estes, não somente se atém aos produtos, mas a todos os fluxos intermediários de um sistema térmico. Uma vez que os processos são reais e irreversíveis, portanto, ocorrem perdas e destruição de exergia, os custos sempre serão função do processo.

3.6 Análise Financeira

Para averiguar a viabilidade financeira das biorrefinarias estudadas nos quatro estudos de caso, faz-se uma análise econômica individual de cada planta. A partir da capacidade de produção de todo o complexo de biorrefinaria, composto pelas diferentes unidades produtivas, é possível estimar o custo de investimento no sistema. Os custos exergéticos monetários calculados para os produtos podem ser vistos como o custo de produção alocados para cada um dos biocombustíveis produzidos, bem como os custos do excedente de eletricidade. Diante disso, ao comparar o valor de produção com o valor de mercado dos substratos, a possível receita designada pela produção

pode ser calculada. Portanto, para a avaliação da atratividade de um processo, o indicador utilizado é o do Valor Presente Líquido (VPL), por ser uma ferramenta que indica a viabilidade de um investimento quando são conhecidos investimento inicial, custos de produção e valores de mercado (BROWN et al., 2013) . A metodologia para esse cálculo é apresentada pela Equação 3.11.

$$VPL = \sum_{n=1}^{25} \frac{\text{Fluxo de Caixa}}{(1+i)^n} - \text{Investimento Total} \quad (3.11)$$

Para o cálculo do fluxo de caixa é preciso descontar da receita obtida os custos variáveis que correspondem à aquisição de matéria-prima, isto é, os custos do metanol, do gás hidrogênio e o custo de aquisição dos CFF; os custos fixos referentes a salários, operação e manutenção das plantas, correspondentes a 5 % do investimento. Além disso, há o desconto referentes aos impostos brasileiros, os quais são proporcionais à receita bruta (ICMS, IPI, PIS, COFINS) e correspondem a 18 % da receita. E, também, a incidência dos impostos sobre a renda obtida (IRPJ e CSLL) que corresponde a 35 % do valor do lucro operacional (JÚNIOR, 2017).

O investimento para a implantação das plantas pode ser conduzido de maneiras diferentes. A proposta dessa análise é dividida em duas modalidades. A primeira modalidade designa a construção da biorrefinaria por completo, desde o marco zero. A segunda modalidade associa a construção apenas das unidades produtoras de biocombustíveis, desde que haja uma usina de cogeração adaptável aos parâmetros de operação selecionados.

Capítulo 4

Estudos de Caso

Este capítulo tem objetivo de apresentar e avaliar o desempenho dos diferentes estudos de caso considerados no estudo, através de diferentes indicadores de desempenho, baseados na Primeira e na Segunda Lei da Termodinâmica.

4.1 Dimensionamento das Biorrefinarias

Trabalhos que estudaram a operação de biorrefinarias que exploram o óleo de palma e suas biomassas reportam, usualmente, a capacidade total das plantas a que se referem nos seus estudos. Garcia-Nunez et al. (2016), reportaram que a capacidade de plantas extratoras varia entre 30 e 60 t h⁻¹ de CFF. Já Ahmad et al. (2019) basearam seu trabalho em uma estrutura que comportasse 100 t/h de cachos de frutas frescas. Sabartly (2020) afirmou que usualmente a capacidade das moendas pode chegar até 120 t/h de CFF e Garritano et al. (2018) defendeu que com a tecnologia disponível atualmente é possível explorar a extração de óleo de palma numa capacidade de 150 t/h.

O Brasil tem um potencial de consumo de 400000 toneladas de óleo de palma por ano, entretanto ainda tem grande dependência das importações. O volume de óleo trazido do exterior é de 180.000 toneladas a cada ano (KUSS et al., 2015). Em 2018, o Brasil contava com 236.000 hectares de área plantada que eram destinados ao cultivo da palma, de acordo com o Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA, 2018).

Ao considerar que a produtividade da cultura da palma de azeite pode render 19,4 toneladas de CFF por hectare de plantação, o que corresponde a um rendimento maior que de outras oleaginosas como soja, girassol e mamona (ABRAPALMA, 2019). Portanto, uma biorrefinaria

de palma pode ter a capacidade maior que o reportado na literatura, quanto aos termos de disponibilidade de suprimentos.

Considerando uma produtividade de 19,4 toneladas de CFF por hectare de plantação (ABRAPALMA, 2019) e a operação das biorrefinarias estabelecida em 6000 horas por ano, com capacidade para trabalhar com 150 toneladas de CFF por hora, a área plantada necessária para o suprimento de CFF é de 46.392 hectares, o que corresponde a 22,5 % da atual área explorada para a produção de óleo de palma em território brasileiro. Considerando a média brasileira de produtividade, 16,94 t/ha, a área de terra necessária seria de 53.142 hectares, correspondente a 25,77 % da área destinada a essa cultura no Brasil (SEDAP-PA, 2018).

Para abastecer uma biorrefinaria com demanda de 150 toneladas por hora, que opera por 6000 horas anuais, seriam necessários 0,9 milhão de toneladas de CFF por ano, valor que corresponde a cerca de 60 % de toda a quantidade produzida no Brasil. De acordo com os dados reportados pela Organização das Nações Unidas para a Alimentação e Agricultura, no mesmo ano de 2018, o Brasil produziu 1,56 milhão de toneladas de Cachos de Frutas Frescos para uma área colhida de 109044 hectares (FAO, 2018). O rendimento reportado pela FAO em terras brasileiras é menor que o rendimento que a Abrapalma informa, portanto há espaço para melhoria nas técnicas de cultivo brasileiras.

Ao comparar os dados do MAPA e da FAO, nota-se que há cerca de 127000 hectares destinados ao cultivo da palma sem produção reportada, os quais seriam suficientes para fornecer a demanda de operação de uma biorrefinaria de até 250 t/h de capacidade extratora, considerando a média brasileira de 14,35 t/ha (FAO, 2018). Não obstante, o MAPA reportou que os 236000 hectares representam apenas 3,37 % da área disponível para a plantação dessa oleaginosa, o que reforça ainda mais a possibilidade de elevar a capacidade das extratoras (FAO, 2018).

A sensibilidade que envolve a variação da capacidade de extração afeta todas as biorrefinarias estudadas. Isso se dá, pois, as estações produtoras de biocombustíveis – planta de biodiesel, usina de etanol celulósico e as tecnologias HEFA e ATJ – são dimensionadas conforme a disposição de biomassa e óleo de palma, tal como a cogeração, que usa da biomassa residual como combustível na caldeira. Portanto, com um menor suprimento, claramente, os produtos são obtidos em quantidades menores. E, além dos efeitos no volume de produção, há de se levar em consideração os aspectos econômicos.

Quanto maior a planta, maior o investimento necessário, maior o volume de produção e maior a receita designada. A Figura 4.1 ilustra o custo de produção de 1 MWh de energia

elétrica, conforme a variação na capacidade total da planta de extração.

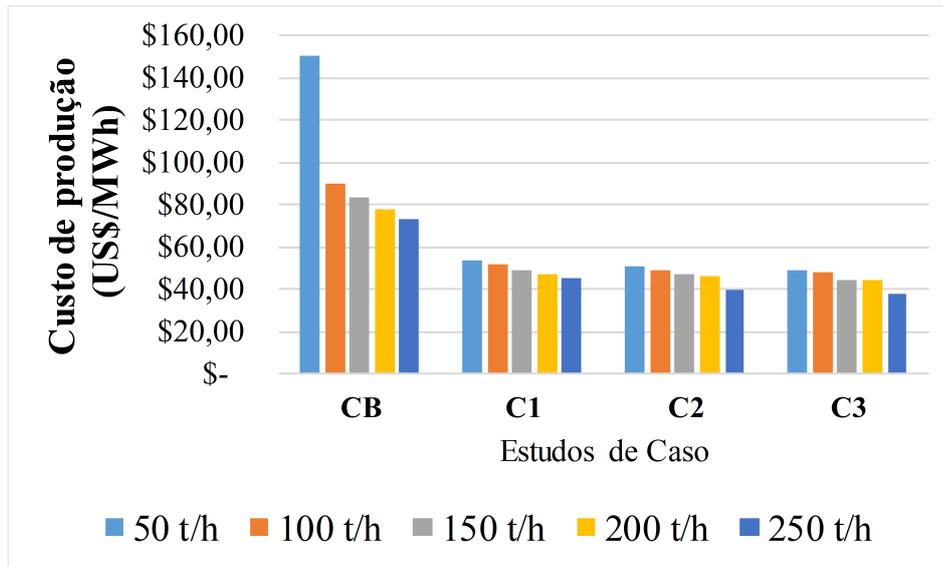


Figura 4.1: Variação do custo de produção de eletricidade com a dimensão da planta.
Fonte: Elaborado pelo autor.

Nessa figura é possível notar que com o aumento da capacidade de extração da biorrefinaria, os custos de produção da eletricidade diminuem para todos os casos estudados. E esse comportamento é semelhante para o biodiesel e o biocombustível aeronáutico, os outros dois principais produtos das biorrefinarias. Logo, tal comportamento afeta diretamente na receita anual que os produtos oferecem. Quanto menores os custos de produção, maior se torna a Receita Anual da planta, o que é representado pela Figura 4.2.

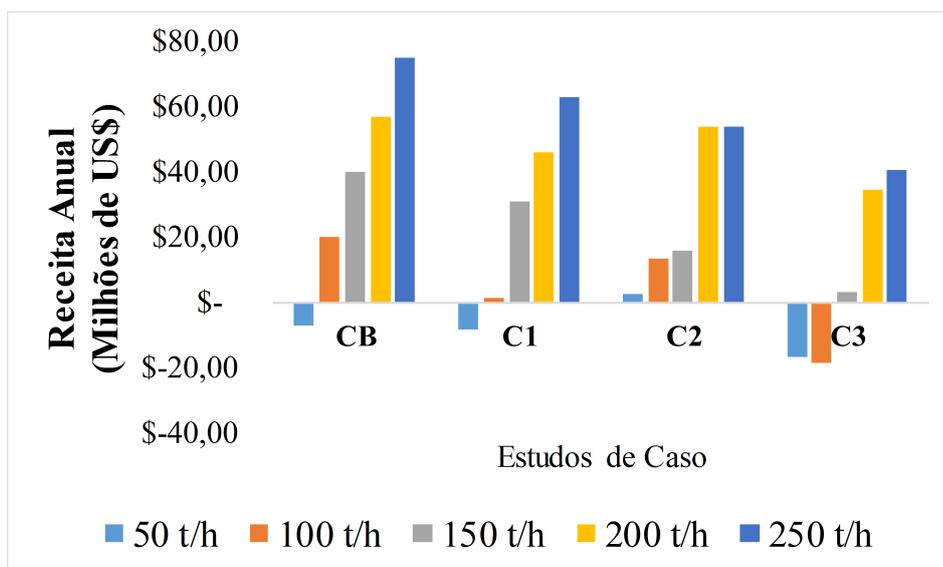


Figura 4.2: Variação da Receita Anual das biorrefinarias com a dimensão da planta.
Fonte: Elaborado pelo autor.

A diminuição na dimensão da planta de extração, e conseqüentemente em toda a biorrefinaria, encontra vantagens e também enfrenta desafios. E um desses desafios está associado ao caráter autossustentável das biorrefinarias. Para as plantas com capacidade de processamento menor que 200 t/h de CFF, não é produzida biomassa suficiente para fornecer suprimento energético para todos os processos da biorrefinaria, isso está apresentado na Figura 4.3, que compara a quantidade de biomassa produzida para cada dimensão da extratora de óleo com a quantidade de combustível necessária para alimentar a cogeração.

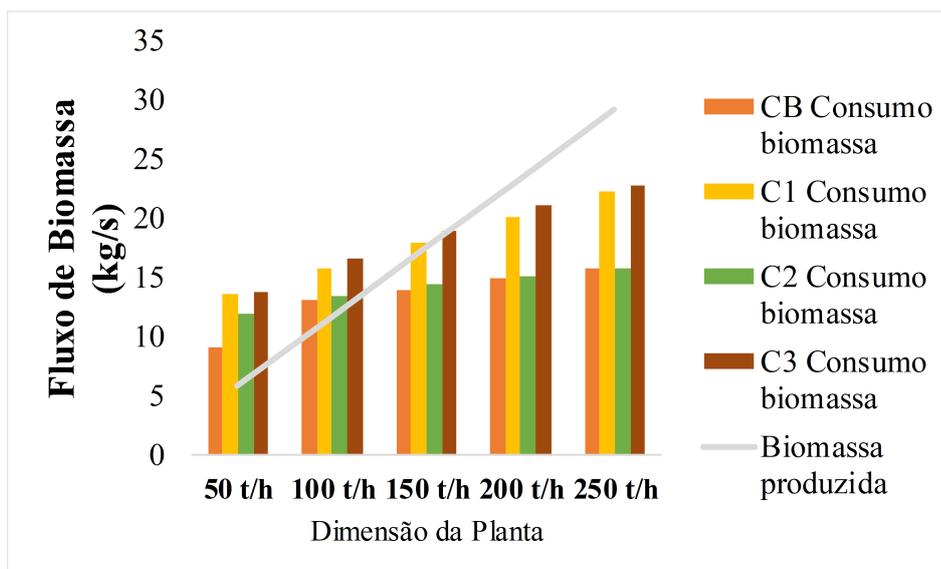


Figura 4.3: Variação da biomassa residual produzida pelas biorrefinarias e do consumo de cada caso com a variação na dimensão da planta.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Pode-se notar que nas plantas menores de 50 t/h e 100 t/h, nenhum dos casos estudados consegue ter sua demanda por combustível suprida e, portanto, seria necessária a utilização de combustíveis complementares. Para a biorrefinaria que trabalharia a partir da extração de 150 t/h de CFF, o Caso Base e o Caso 2 seriam autossuficientes, entretanto, para o Caso 1 e para o Caso 3 a biomassa produzida e utilizada como combustível é insuficiente, e seria necessária uma aquisição de biomassa para suprir essa demanda.

Para os casos em que se processo 200 t/h e 250 t/h todos os casos estudados tem consumo de combustível na caldeira dentro do limite de biomassa produzida, entretanto, para a planta de 200 t/h ser autossuficiente, a quantidade de Cachos Vazios encaminhados para a produção de etanol de segunda geração é de apenas 30 % da quantidade total produzida, com isso, a produção de etanol e, conseqüentemente de biocombustível aeronáutico, via ATJ, é reduzida e os custos de produção aumentam. Com esse aumento nos custos de produção, a receita anual decresce, tal

qual está ilustrado na Figura 4.2, que mostra a receita sofrendo uma queda para os Casos 2 e 3, em que há utilização da tecnologia ATJ.

A Figura 4.4 apresenta a variação nos custos de produção dos biocombustíveis aeronáuticos de todos os estudos de caso, de acordo com a dimensão da planta. Nessa figura é possível notar o comportamento dos custos de produção do biojet, via ATJ e via HEFA, conforme a variação na escala na planta.

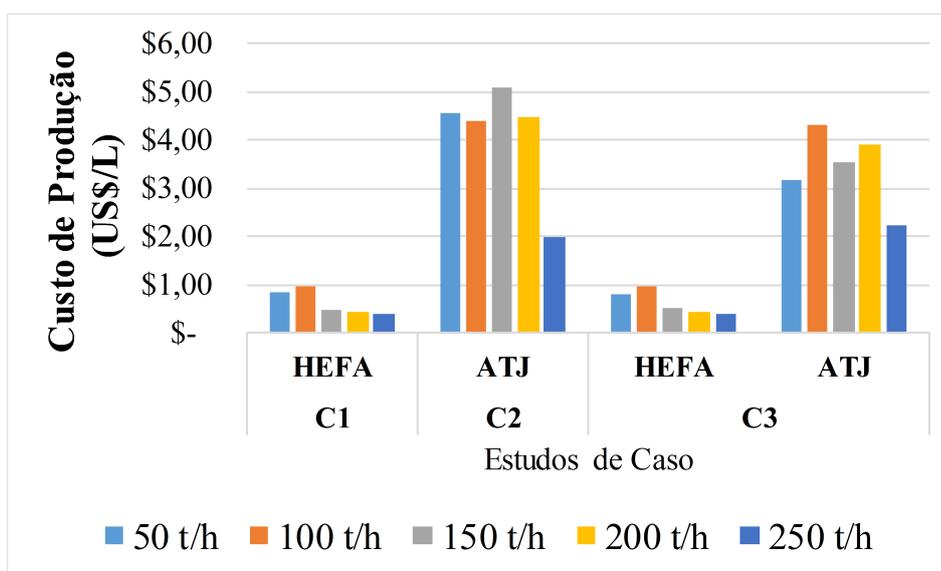


Figura 4.4: Variação nos custos de produção dos biocombustíveis aeronáuticos com a variação na dimensão da planta.

Fonte: Elaborado pelo autor.

De acordo com o Júnior et al. (2019), a integração dos processos promovida por uma biorrefinaria tem o intuito de melhorar a eficiência energética e econômica da utilização de biomassa. Nas biorrefinarias de óleo de palma analisadas, o óleo é trabalhado para se tornar um biocombustível, enquanto, os diferentes tipos de biomassa (cascas, fibras e cachos vazios) são utilizados para a produção de energia no sistema de cogeração em energia e biocombustíveis (os cachos vazios) através da rota bioquímica de conversão.

Os cenários estudados associam tecnologias consolidadas, isto é, que já estão sendo processadas em escala comercial há anos, como transesterificação e extração. Com outros processos, que ainda não estão estabelecidos tecnologicamente, por não estarem difundidos em escala comercial, são estes os processos que produzem biocombustíveis para aviação: HEFA e ATJ.

Os estudos de caso são configurados considerando que os processos são dimensionados de acordo com a biomassa produzida pela própria planta. As estações produtoras são posicionadas adjacentes a planta de cogeração para que cada processo tenha suas respectivas demandas de

energia elétrica e térmica supridas pelo ciclo de potência. Assim, as estações HEFA e de transesterificação são dimensionadas para trabalhar conforme a quantidade de óleo de palma extraído. A usina de etanol é dimensionada para trabalhar com a quantidade de cachos vazios disponíveis, desde que seja garantida a autossuficiência energética da biorrefinaria, isto é, desconta-se a quantidade encaminhada para combustão da quantidade produzida na extração. O processo ATJ é dimensionado conforme a quantidade produzida de etanol na usina, sendo que, para o Caso 2 há também o fornecimento de etanol para a reação de transesterificação. Com isso, a cogeração é configurada para produzir uma potência nominal de 55 MW, trabalhando com a biomassa residual da extração como combustível. E a energia elétrica produzida, excedente a quantidade fornecida aos processos, pode ser comercializada.

A estação de cogeração de todas as biorrefinarias são modeladas no software *GateCycle* v 6.1.2, como ferramenta de auxílio para balanços de massa e energia. Os principais parâmetros adotados para a operação do sistema de cogeração são apresentados na Tabela 4.1. Vale ressaltar que os parâmetros escolhidos para operação da cogeração foram selecionados como valores mais eficientes que aqueles praticados para queima de biomassa, visando maior aproveitamento desses insumos para os estudos de caso.

Tabela 4.1: Parâmetros escolhidos para funcionamento das estações de cogeração em todos os casos.

Planta de Cogeração das Biorrefinarias	Valor	Unidade	Ref.
Temperatura do ar atmosférico	25	° C	*
Pressão atmosférica	101,325	kPa	*
Pressão de vapor na caldeira	8000	kPa	*
Temperatura do vapor na saída da caldeira	480	° C	*
Eficiência da caldeira	85	%	*
Eficiência isentrópica da turbina a vapor	88	%	*
Pressão de condensação	8	kPa	*
Eficiência isentrópica das bombas	80	%	*
Eficiência elétrica do gerador	95	%	*
PCI das Fibras	15740	kJ/kg	**
Umidade média das Fibras	37,2	%	Ocampo (2019)
PCI das Cascas	16120	kg/t-CFF	**
Umidade média das Cascas	21,4	%	Ocampo (2019)
PCI dos Cachos Vazios	14130	kg/t-CFF	**
Umidade média dos Cachos Vazios	57,2	%	Ocampo (2019)

* Valores assumidos pelo autor.

** Valor calculado conforme Equação 3.9.

A capacidade da biorrefinaria é de processar 150 toneladas de cachos de frutas frescos (CFF) por hora. Após a extração, além das 30 t/h de óleo de palma produzido, há a produção de biomassa residual. A carga dessa biomassa, entre fibras, cascas e cachos vazios (CV), corresponde a 63 t/h ou 17,50 kg/s. A Figura 4.5 apresenta a divisão dos produtos da extração utilizados nas biorrefinarias.

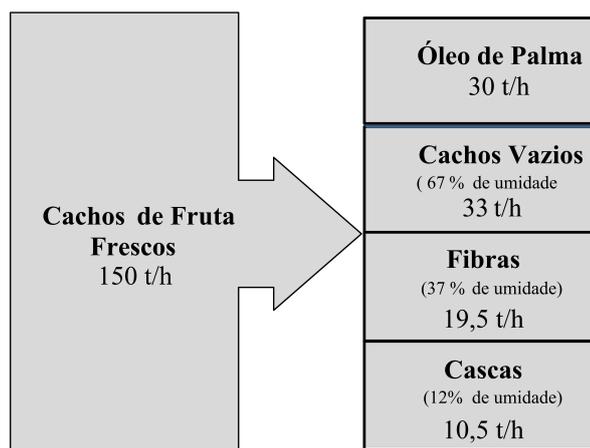


Figura 4.5: Divisão dos produtos do processo de extração do óleo de palma.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os CV são designados apenas para combustão nos Casos Base e 1, porém, nos Casos 2 e 3 há divisão entre o uso como combustível sólido na cogeração e o processamento dos cachos vazios na usina de etanol celulósico. As fibras e cascas provenientes da extração do óleo de palma são utilizadas, exclusivamente, como combustível na caldeira em todos os estudos de caso. O óleo de palma é designado para sua conversão nas estações de refino e transesterificação e HEFA.

4.2 Caso Base – Cogeração, planta de extração, refinação e transesterificação

O Caso Base é definido como uma planta convencional. Trata-se da configuração atualmente utilizada para a produção de biodiesel pelo processo de transesterificação do óleo de palma. A planta de cogeração, neste caso, trabalha com cachos vazios, fibras e cascas como combustível. A combustão de 14,0 kg/s dessa mistura permite alimentar as moendas, extratoras, bombas, agitadores, transportadores e a demanda térmica dos processos de extração e da planta de biodiesel. A distribuição desse combustível e as demandas energéticas, térmica e elétrica, de cada processo são apresentados na Figura 4.6.

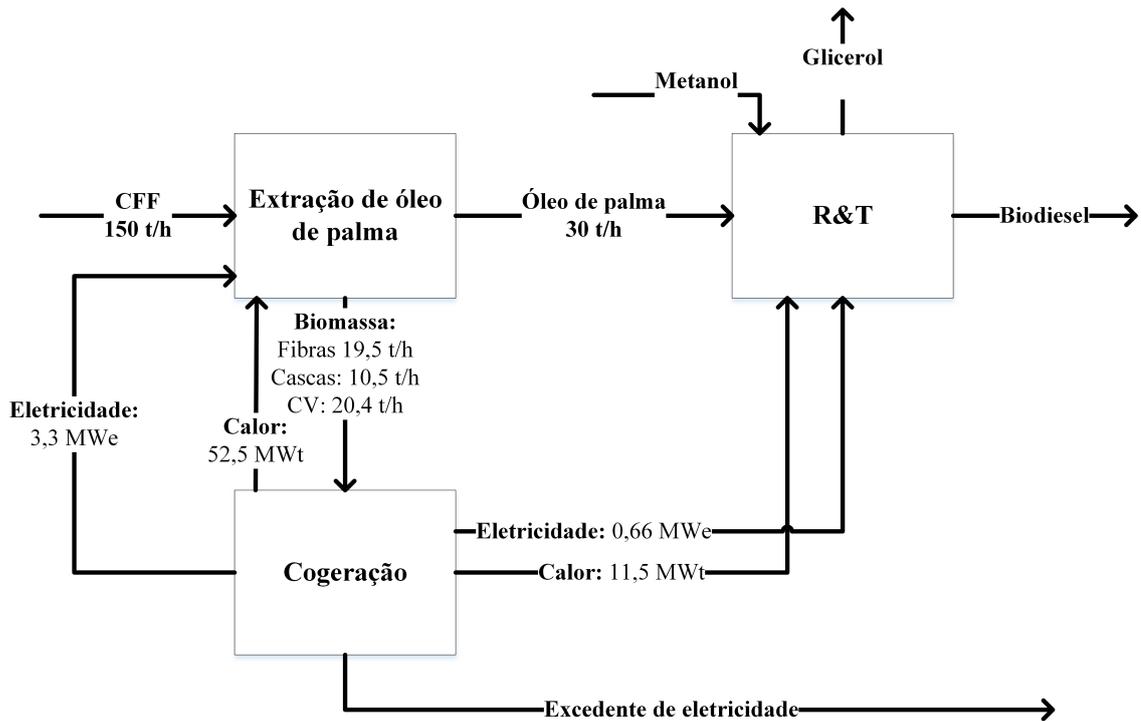


Figura 4.6: Configuração dos processos do Caso Base.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A fase de extração do óleo de palma tem como insumo os cachos frescos de fruta, oriundos da lavoura. Consome-se energia térmica e elétrica, 52,5 MWt e 3,3 MWe, respectivamente. E os produtos são: o óleo cru de palma, o óleo de palmiste, a torta de palmiste e os efluentes da extração, além das fibras, as cascas, os cachos vazios utilizados na cogeração como combustíveis a serem queimados na caldeira.

O óleo de palma extraído segue, em sua totalidade, para a planta de biodiesel, que consome 0,66 MWe eletricidade e 11,5 MWt de calor. Neste cenário, a transesterificação se processa em rota metílica, o metanol reage com o óleo vegetal, na presença de hidróxido de sódio (NaOH), como catalisador. A planta produz 33068 litros por hora de biodiesel e 2704 litros Glicerol por hora, como subproduto.

A Figura 4.7 apresenta a estrutura física da biorrefinaria estudada, com as estações de extração e refino e transesterificação, adjacentes ao sistema térmico responsável pela geração de eletricidade e vapor para abastecê-las. Tal sistema térmico é estruturado com uma caldeira, que queima a biomassa residual, proveniente da extração do óleo de palma e produz vapor para a turbina e os processos. A turbina a vapor, acoplada ao gerador, é responsável pela potência produzida no ciclo.

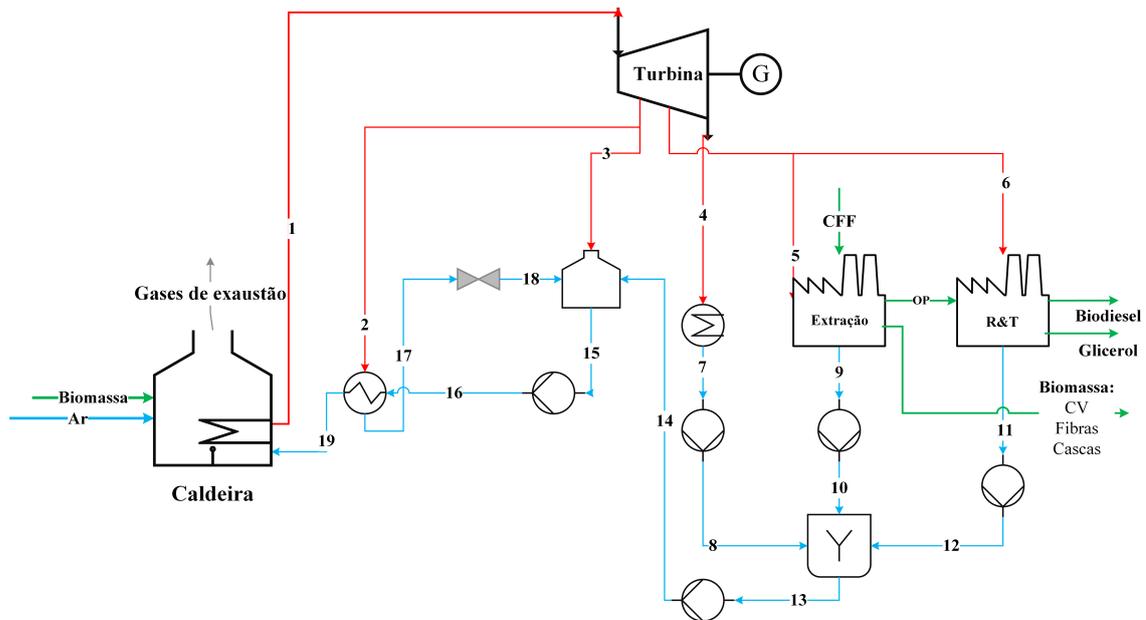


Figura 4.7: Caso Base.
Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 4.2 traz o consumo energético da planta do Caso Base, sendo os 4,17 MWe de eletricidade total e os consumos de vapor das unidades produtoras, extração e transesterificação, que somam 64,03 MWe. Os dados de pressão de operação para as estações, consumo de metanol, consumo de óleo de palma e produção de biomassa são oriundos dos estudos de Kuss et al. (2015), Garcia-Nunez et al. (2016) e Ocampo (2019).

O balanço de massa e energia resultante da simulação do sistema proposto, realizada no GateCycle, permitiu a elaboração da Tabela 4.3 que apresenta as propriedades de cada um dos fluxos da planta ilustrada na Figura 4.6. Com estes dados os indicadores de primeira e segunda lei podem ser calculados para fins de comparação entre os sistemas.

Tabela 4.3: Propriedades dos fluxos do Caso Base.

Fluxo	Vazão (kg/s)	Temperatura (°C)	Pressão (kPa)	Entalpia (kJ/kg)	Entropia (kJ/kg.K)	Exergia (MW)
1	72,8	480	8.000	3349,65	6,6613	111,7
2	10,8	308	2.115	3039,28	6,7702	11,1
3	8,2	139	350	2711,79	6,9402	5,3
4	28,2	42	8	2221,43	7,0993	3,1
5	20,8	144	400	2729,32	6,8744	28,1
6	4,7	127	250	2660,46	7,0526	2,6
7	28,2	42	8	173,95	0,5928	0,0495
8	28,2	42	250	174,02	0,5931	0,0496
9	20,8	50	101	209,34	0,7038	0,0846
10	20,8	50	250	209,39	0,7040	0,0847
11	4,7	50	101	209,34	0,7038	0,0191
12	4,7	50	250	209,39	0,7040	0,0191
13	53,7	46	250	190,82	0,6461	0,1475
14	53,7	46	350	190,85	0,6462	0,1476
15	72,8	139	350	584,33	1,7275	5,3721
16	72,8	140	8.000	589,03	1,7389	5,4677
17	10,8	215	2.115	921,48	2,4731	2,0381
18	10,8	215	2.115	921,48	2,4731	2,0381
19	72,8	211	8.000	903,14	2,4358	13,20
CFF	41,7	25	101	-	-	613,39
OP	8,3	25	101	-	-	302,17
CV	9,2	25	101	-	-	147,03
Fibras	5,4	25	101	-	-	96,53
Cascas	2,9	25	101	-	-	53,17
Biodiesel	8,1	25	101	-	-	287,36
Glicerol	0,9	25	101	-	-	21,11

Com estes dados da Tabela 4.3 dos fluxos do sistema, os indicadores termodinâmicos podem

ser obtidos. Portanto, os indicadores de rendimento obtidos do estudo do Caso Base estão na Tabela 4.4.

Tabela 4.4: Índices termodinâmicos de avaliação do Caso Base.

CASO BASE	Valor	Unidade
Eficiência Global	43,18	%
Excedente de eletricidade	50,8	MWe
Eficiência Exergética Global	75,9	%

4.3 Caso 1 – Cogeração, planta de extração, refinação e transesterificação e HEFA

O Caso 1 é definido como um cenário que parte do Caso Base e se adiciona a estação de produção de combustível para o setor aeronáutico, por meio da tecnologia HEFA. O óleo vegetal é submetido a descarboxilação, descarbonilação e hidrotratamento para a produção de longas cadeias de hidrocarbonetos. Adiciona-se H_2 em meio a este procedimento que conta com a ação de catalisadores sólidos, alta temperatura e alta pressão.

Portanto, a produção de biocombustíveis de aviação e a produção de biodiesel, via transesterificação, são exploradas paralelamente. Vale ressaltar que para este caso a produção por transesterificação é levada em rota metálica, assim como no Caso Base. São designados 15 t/h de óleo vegetal para cada estação. Há também a entrada de 1,60 t/h de biomassa suplementar (BS) para ser queimada na caldeira. A configuração dos processos, junto a distribuição da biomassa, a ser queimada na cogeração, e as demandas energéticas desse caso está apresentada na Figura 4.8.

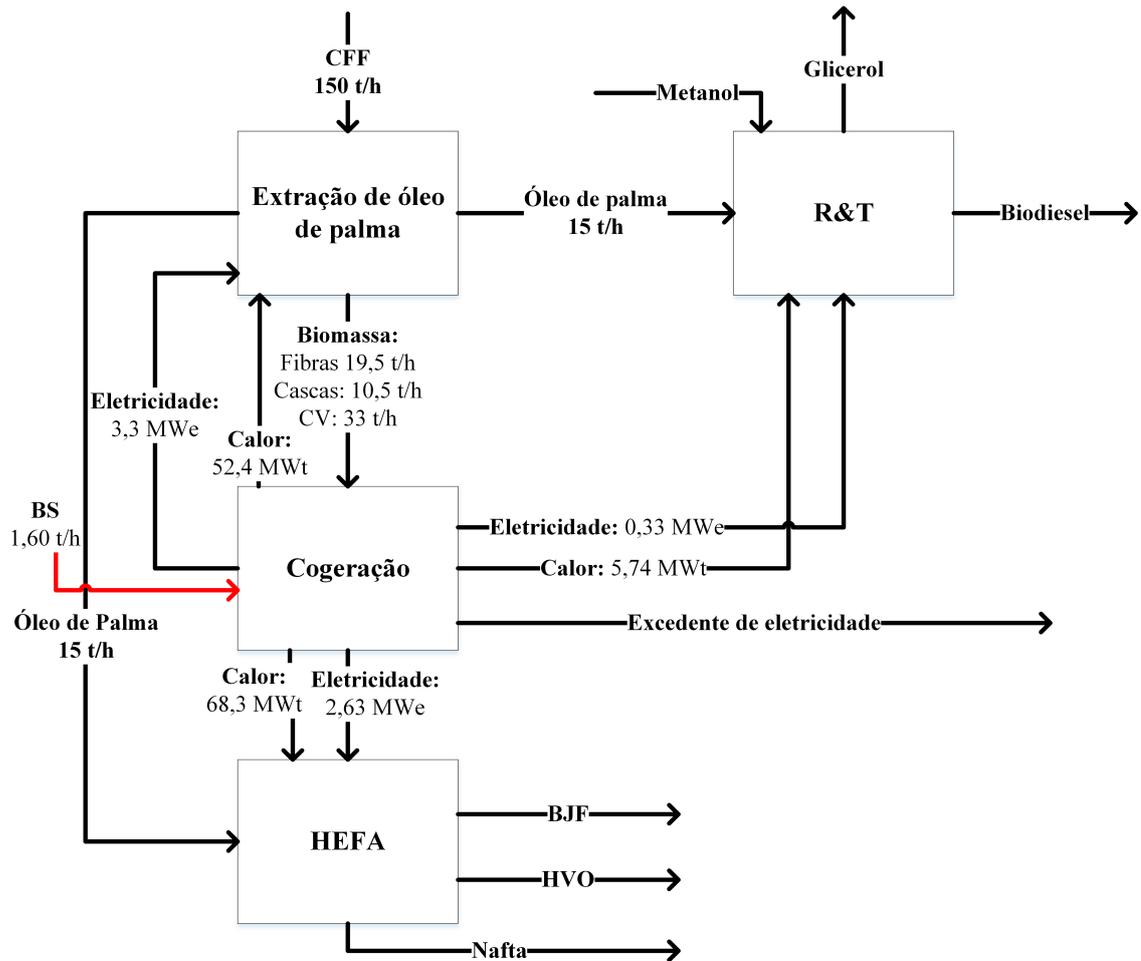


Figura 4.8: Configuração dos processos do Caso 1.
Fonte: Elaborado pelo autor.

A estação que promove os procedimentos de hidrocessamento (HEFA) é acoplado ao sistema para receber suprimentos energéticos da cogeração. O Caso 1 se diferencia do Caso Base pela divisão do suprimento de óleo de palma. No Caso Base todo o substrato extraído das frutas era processado na planta de biodiesel, enquanto no Caso 1, o suprimento é dividido igualmente entre as estações R&T e HEFA. A estrutura física da planta desse caso está ilustrada na Figura 4.9.

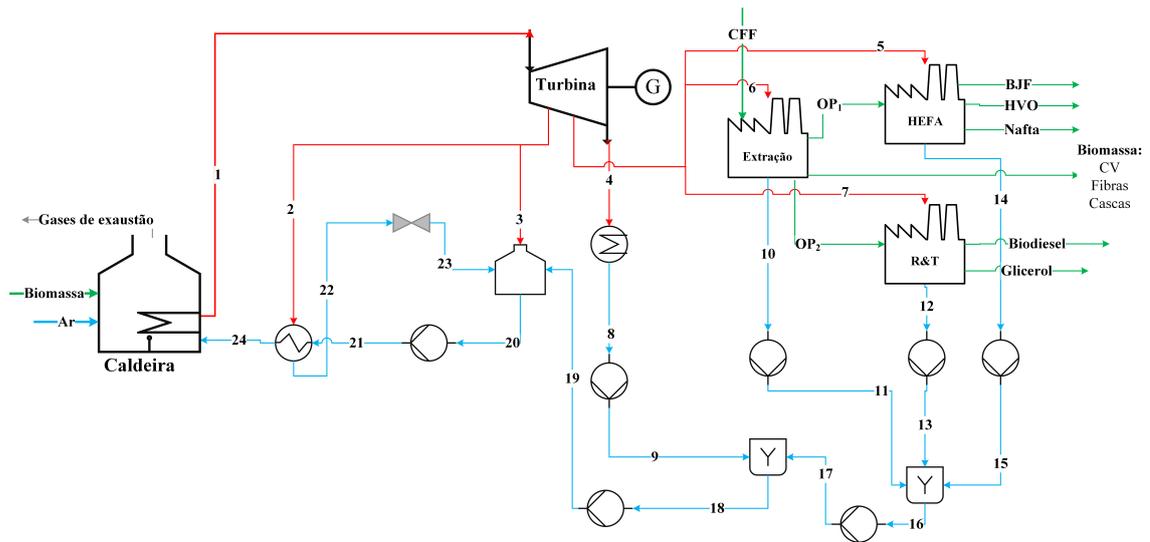


Figura 4.9: Caso 1.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Da biomassa produzida com a extração do óleo de palma, são exploradas como combustíveis sólidos para queima em caldeira os cachos vazios, juntamente das fibras e cascas, o consumo total de combustível no ciclo é de 64,6 t/h. Como são produzidos apenas 63 t/h de biomassa na extração do óleo de palma, 1,6 t/h são supridas por biomassa suplementar comprada.

O funcionamento da biorrefinaria estudada neste caso e as taxas de combustível produzido estão apresentadas na Tabela 4.5. Os dados de entrada são as pressões de operação, os consumos de reagentes e de energia. E os índices de entrada referentes a operação HEFA são oriundos dos estudos de Klein-Marcuschamer et al. (2013) e Pearlson et al. (2013), que indicaram a reação ocorrendo em reatores de leito fixo a 3000 MPa. Além disso, também são apresentados os dados de saída, isto é, a produção de cada estação.

Tabela 4.5: Parâmetros de funcionamento da biorrefinaria do Caso 1.

Planta do Caso 1	Valor	Unidade
Consumo total de eletricidade	6,5	MWe
Extração do óleo de palma		
Pressão de vapor	400	kPa
Consumo de calor	52,4	MWt
Consumo de eletricidade	3,3	MWe
Combustível sólido produzido	17,5	kg/s
Transesterificação		
Pressão de vapor	250	kPa
Consumo de calor	5,74	MWt
Consumo de eletricidade	0,33	MWe
Consumo de óleo na transesterificação	16,83	m ³ /h
Consumo de metanol	2,08	m ³ /h
Produção de Biodiesel	16,53	m ³ /h
HEFA		
Pressão de vapor	3000	kPa
Consumo de calor	68,3	MWt
Consumo de eletricidade	2,62	MWe
Consumo de óleo no processo	16,83	m ³ /h
Consumo de H ₂	292,9	kg/h
Produção de BJF	8,27	m ³ /h
Produção de HVO	0,35	m ³ /h
Produção de Nafta	2,54	m ³ /h
Cogeração		
Excedente de eletricidade produzido	49,2	MWe

A mistura queimada na caldeira fornece a energia para a autossuficiência do ciclo. O grande aumento de energia requerida para a biorrefinaria reside inteiramente na adição do processo HEFA, que tem demanda de vapor com altos parâmetros de pressão, entretanto a produtividade desse é menor em comparação com a da transesterificação. Para um mesmo suprimento de óleo vegetal são produzidos 11161 litros por hora de biocombustíveis, via HEFA (considerando a soma de HVO, bionafta e biocombustível aeronáutico), e 16534 litros de biodiesel por hora, via transesterificação.

As propriedades termodinâmicas dos fluxos presentes na Figura estão na Tabela 4.6. Estes são os parâmetros oriundos da simulação computacional que utilizou dos dados de entrada dos processos, a demanda energética e os parâmetros pré-estabelecidos para a operação do ciclo de cogeração.

Tabela 4.6: Propriedades dos fluxos do Caso 1.

Fluxo	Vazão (kg/s)	Temperatura (°C)	Pressão (kPa)	Entalpia (kJ/kg)	Entropia (kJ/kg.K)	Exergia (MW)
1	93,4	480	8.000	3349,65	6,6613	127,7
2	13,9	304	2.115	3031,20	6,7563	14,2
3	10,4	139	350	2705,13	6,9402	6,6
4	22,3	42	8	2217,35	7,0863	2,4
5	23,6	344	3.000	3102,48	6,7230	26,0
6	20,8	144	400	2723,14	6,8595	14,2
7	2,4	127	250	2652,39	6,8922	1,4
8	22,3	42	8	173,95	0,5928	0,0
9	22,3	42	200	174,02	0,5931	0,0
10	23,6	50	101	209,34	0,7038	0,1
11	20,8	50	150	209,36	0,7039	0,1
12	2,4	50	101	209,34	0,7038	0,0
13	2,4	50	150	209,36	0,7039	0,0
14	23,6	50	101	209,34	0,7038	0,1
15	23,6	50	150	209,36	0,7039	0,1
16	46,8	50	150	209,36	0,7039	0,2
17	46,8	50	200	209,38	0,7039	0,2
18	69,1	47	200	197,96	0,6685	0,2
19	69,1	47	350	198,02	0,6686	0,2
20	93,4	139	350	584,33	1,7275	6,9
21	93,4	140	8.000	594,64	1,7404	7,5
22	13,9	215	2.115	921,48	2,4731	2,6
23	13,9	215	2.115	921,48	2,4731	2,6
24	93,4	211	8.000	905,24	2,4358	17,1
CFE	69,4	25	101	-	-	613,39
OP1	4,2	25	101	-	-	151,08
OP2	4,2	25	101	-	-	151,08
BJF	2,0	25	101	-	-	91,57
HVO	0,1	25	101	-	-	3,09
Nafta	0,5	25	101	-	-	21,24
CV	9,2	25	101	-	-	147,03
Fibras	5,4	25	101	-	-	96,53
Cascas	2,9	25	101	-	-	53,17
Biodiesel	4,0	25	101	-	-	161,02
Glicerol	0,5	25	101	-	-	7,57

Por meio da representação gráfica, dos dados de entrada e balanços de massa e energia realizados, os indicadores de rendimento são calculados e são apresentados na Tabela 4.7.

Tabela 4.7: Índices termodinâmicos de avaliação do Caso 1.

CASO 1	Valor	Unidade
Eficiência Global	36,6	%
Excedente de eletricidade	49,2	MWe
Eficiência Exergética Global	68	%

4.4 Caso 2 – Cogeração, planta de extração, refino e transesterificação e ATJ

O Caso 2 incorpora a utilização de uma tecnologia emergente, o processo nomeado Alcohol-to-Jet (ATJ). Esse tem como propósito a produção de biocombustíveis para aviação, utilizando como insumo álcoois de cadeia curta. A conversão é dada em etapas: desidratação, oligomerização e hidrogenação. Com isso, os álcoois típicos como metanol, etanol e butanol são sujeitos a amenização de suas propriedades físico-químicas para adequar-se ao padrão dos combustíveis aeronáuticos.

Entretanto para que se faça possível o funcionamento da estação ATJ, o insumo necessário é um álcool. Mais precisamente, para este estudo, o etanol. O etanol celulósico, ou de segunda geração, pode ser produzido por meio da fermentação, hidrólise e destilação de uma fonte de matéria celulósica, como são os cachos vazios provenientes da extração do óleo de palma. Para isso, é instalada uma usina de Etanol de Segunda Geração (2G), adjacente às estações de cogeração, extração, refino e transesterificação e ATJ. A configuração dos processos, quanto a distribuição de biomassa utilizada, a biomassa suplementar e dos suprimentos energéticos é apresentada na Figura 4.10.

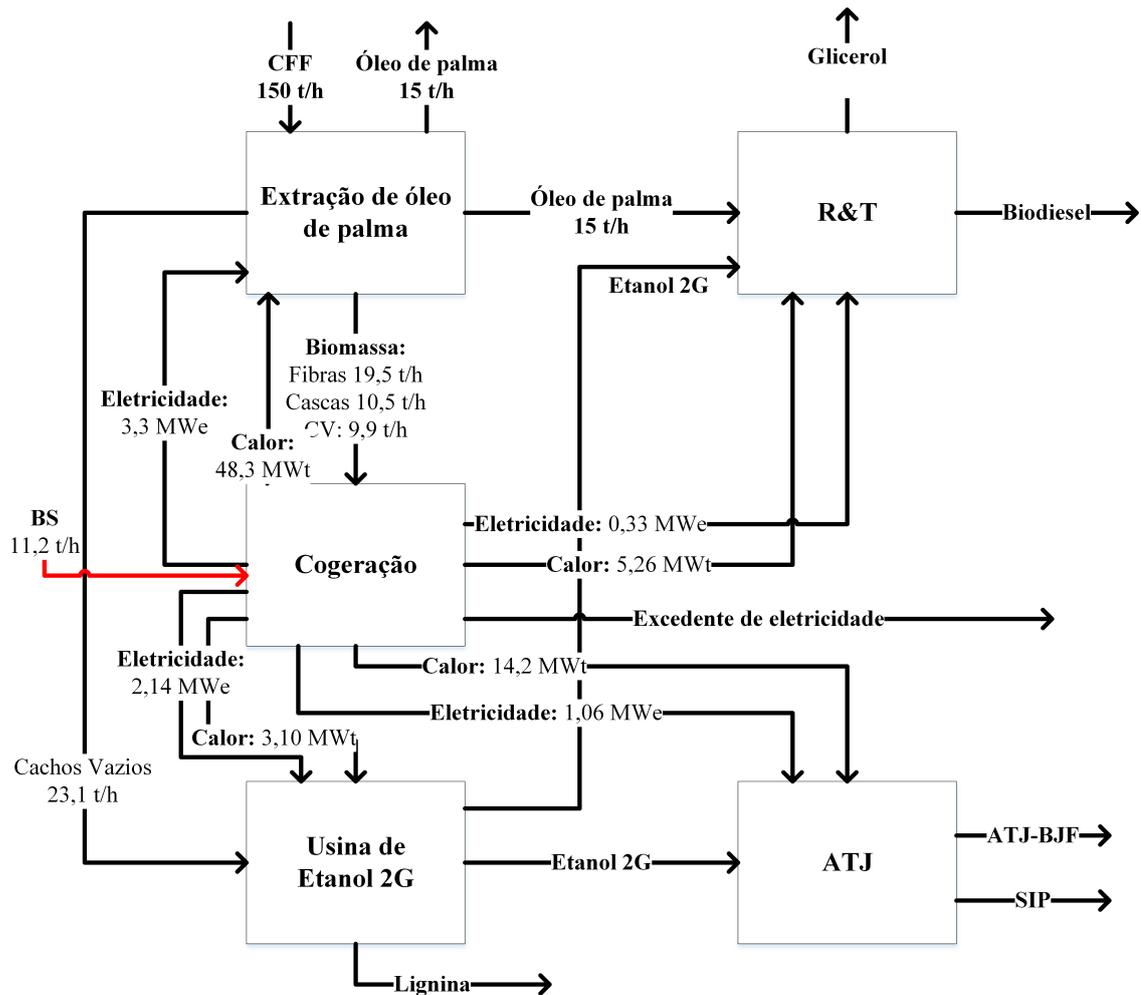


Figura 4.10: Configuração dos processos do Caso 2.
Fonte: Elaborado pelo autor.

A usina de etanol trabalha como uma intermediária, pois processa parte da biomassa para a produção de etanol, que será utilizado no processo ATJ. Para o Caso 2, são processadas 23,1 toneladas de cachos vazios por hora nesta estação, das 39,1 toneladas por hora disponíveis. Após as etapas do processo de conversão, 4000 litros de etanol são produzidos, além de efluentes com conteúdo de lignina.

A planta que trabalha em sequência a usina produtora de etanol é a estação que converte o mesmo em combustível para aeronaves. Entretanto, como a produção do *biojet fuels* é operada em paralelo com a produção de biodiesel por transesterificação, a maior parte do etanol é designado para o proceder da reação por rota etílica. O balanço de etanol é dado pela demanda da transesterificação, portanto para 4,17 kg/s de óleo de palma, faz-se necessário 3213 litros por hora de etanol, considerando a razão molar de 8:1 para rota etílica, para a transesterificação que dá origem a 16534 litros de biodiesel a cada hora. A vazão restante de etanol segue para o

Tabela 4.8: Parâmetros de funcionamento da biorrefinaria do Caso 2.

Planta do Caso 2	Valor	Unidade
Consumo total de eletricidade	7,05	MWe
Extração do óleo de palma		
Pressão de vapor	400	kPa
Consumo de calor	48,3	MWt
Consumo de eletricidade	3,3	MWe
Combustível sólido produzido	12,78	kg/s
Transesterificação		
Pressão de vapor	250	kPa
Consumo de calor	5,26	MWt
Consumo de eletricidade	0,33	MWe
Consumo de óleo na transesterificação	16,83	m ³ /h
Consumo de etanol	3,21	m ³ /h
Produção de Biodiesel	16,53	m ³ /h
Usina de Etanol 2G		
Pressão de vapor	250	kPa
Consumo de calor	3,1	MWt
Consumo de eletricidade	2,14	MWe
Consumo de biomassa lignocelulósica	6,42	kg/s
Produção de etanol hidratado	4	m ³ /h
ATJ		
Pressão de vapor	3800	kPa
Consumo de calor	14,2	MWt
Consumo de eletricidade	1,06	MWe
Consumo de etanol no processo	0,79	m ³ /h
Consumo de H ₂	9,6	kg/h
Produção de ATJ-BJF	0,44	m ³ /h
Produção de SIP	0,012	m ³ /h
Cogeração		
Excedente de eletricidade produzido	47,3	MWe

Todos os processos listados são alimentados com energia elétrica e térmica provinda da estação de cogeração, que ainda produz excedente de eletricidade total de 47,3 MWe. E o funcionamento global da biorrefinaria é regido pelos fluxos apresentados na Tabela 4.9, os quais foram obtidos após a simulação computacional, no *GateCycle* e são correspondentes ao sistema como está ilustrado na Figura 4.9.

Tabela 4.9: Propriedades dos fluxos do Caso 2.

Fluxo	Vazão (kg/s)	Temperatura (°C)	Pressão (kPa)	Entalpia (kJ/kg)	Entropia (kJ/kg.K)	Exergia (MW)
1	76,2	480	8.000	3349,65	6,6613	104,3
2	11,3	305	2.115	3032,96	6,7593	11,6
3	6,1	144	403	2738,45	6,8929	4,2
4	29,2	42	8	2217,83	7,0878	3,2
5	20,8	144	400	2738,09	6,8956	14,3
6	2,4	127	250	2655,88	6,9009	1,4
7	1,3	127	250	2655,88	6,9009	0,8
8	76,2	375	3.800	3158,07	6,7083	88,6
9	29,2	42	8	173,95	0,5928	0,05
10	29,2	42	150	174,00	0,5930	0,05
11	20,8	100	101	419,14	1,3071	0,71
12	20,8	100	150	419,16	1,3072	0,71
13	2,4	100	101	419,14	1,3071	0,08
14	2,4	100	150	419,16	1,3072	0,08
15	1,3	50	101	209,34	0,7038	0,01
16	1,3	50	150	209,36	0,7039	0,01
17	5,1	100	101	419,14	1,3071	0,17
18	5,1	100	150	419,16	1,3072	0,17
19	52,4	100	150	419,16	1,3072	0,84
20	58,8	71	150	297,68	0,9686	1,02
21	58,8	101	350	429,45	1,3189	1,15
22	76,2	139	350	584,33	1,7275	5,63
23	76,2	140	8.000	594,64	1,7326	6,30
24	11,3	215	2.115	921,48	2,4731	2,14
25	11,3	215	2.115	921,48	2,4731	2,14
26	76,2	211	8.000	905,24	2,4255	14,22
CFE	69,4	25	101	-	-	613,4
OP	4,2	25	101	-	-	151,1
ATJ-BJF	0,11	25	101	-	-	4,8
SIP	0,003	25	101	-	-	0,10
Biodiesel	4,0	25	101	-	-	143,7
Glicerol	0,5	25	101	-	-	10,6
CV	2,8	25	101	-	-	44,1
Fibras	5,4	25	101	-	-	96,5
Cascas	2,9	25	101	-	-	53,2

Após a simulação, os dados característicos do sistema são usados para o cálculo dos indicadores de rendimento. Para o Caso 2, em comparação aos casos anteriores, há menor quantidade de cachos vazios na mistura de combustíveis.

Diante fibras, cascas e cachos vazios, as biomassas utilizadas para combustão, os CV são os insumos com maior índice de umidade. Portanto, a menor quantidade de CV na mistura que vai

para a caldeira, aumenta o poder calorífico da mistura. Então, é justificável o menor consumo de combustível nesse caso. A Tabela 4.10 traz os indicadores termodinâmicos para o Caso 2.

Tabela 4.10: Índices termodinâmicos de avaliação do Caso 2.

CASO 2	Valor	Unidade
Eficiência Global	32,3	%
Excedente de eletricidade	47,3	MWe
Eficiência Exergética	58	%

4.5 Caso 3 – Cogeração, planta de extração, refino e transesterificação, HEFA e ATJ

O Caso 3 é o mais complexo dentre os cenários avaliados pois há produção de biocombustíveis de aviação em duas frentes. Este cenário aplica o óleo de palma, não processado no Caso 2, devido a capacidade de produção de etanol, na planta de produção HEFA, comum ao Caso 1. Portanto, esta é uma versão ampliada do Caso 2, em que foi adicionada outra estação produtora.

Esta biorrefinaria apresenta duas plantas para produção de biocombustíveis de aviação, uma planta de etanol celulósico e uma planta de biodiesel, além das extratoras e cogeração. Para que este caso seja autossustentável energeticamente se faz necessário a produção de menos etanol a partir dos cachos vazios. Portanto, apenas 16,5 t/h de CV são designadas para a produção de etanol, produzindo 2862 litros por hora. A outra metade dos cachos segue para compor a mistura de combustíveis para combustão, na cogeração, entretanto é necessária a compra de 21,4 t/h de biomassa suplementar para compor a demanda de combustível da caldeira. A distribuição das biomassas produzidas pela extração e a energia demandada pelos processos são apresentadas na Figura 4.12.

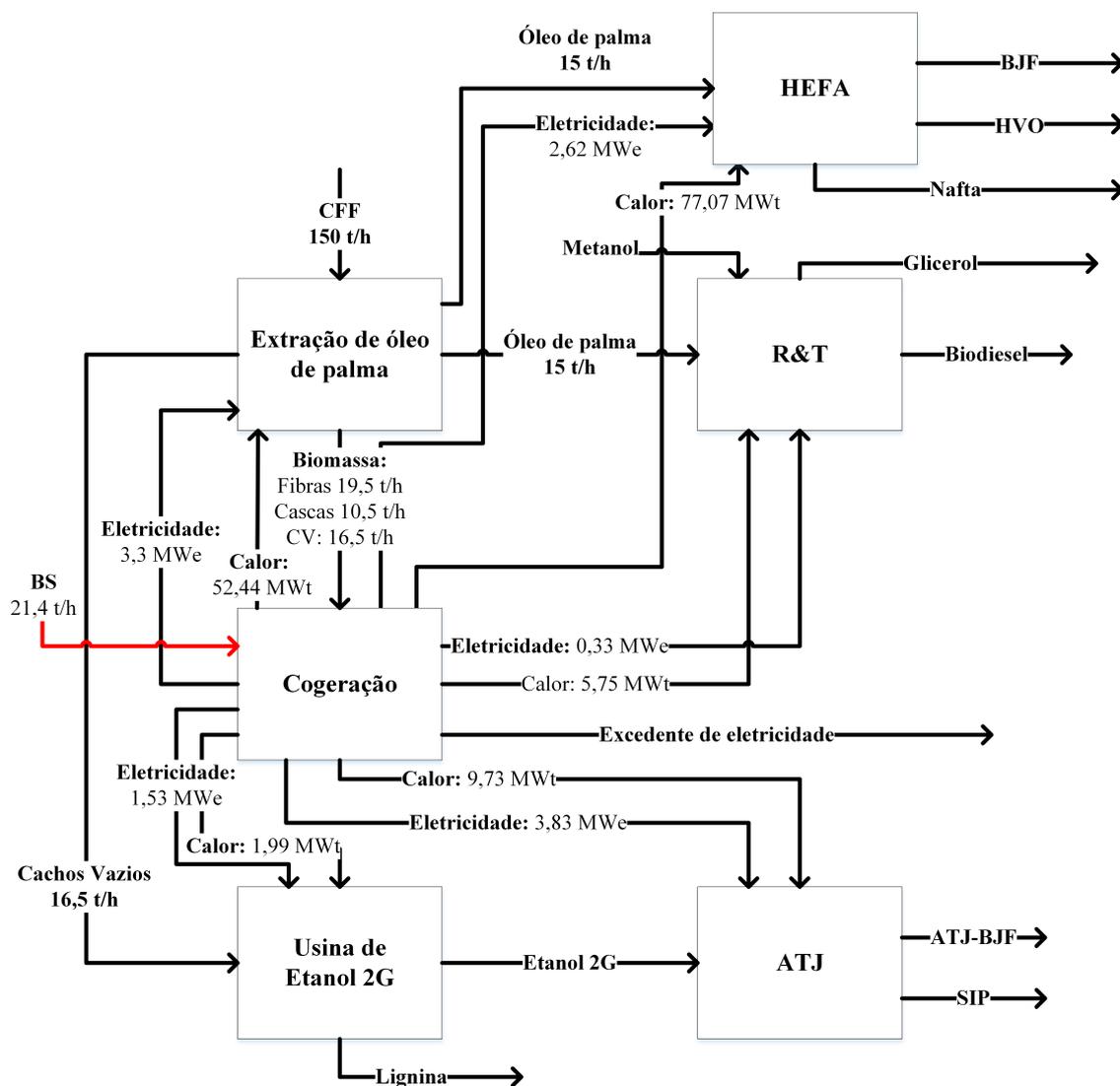


Figura 4.12: Configuração dos processos para o Caso 3.
Fonte: Elaborado pelo autor.

Devido a quantidade de etanol produzida, não é possível atender a demanda da transesterificação, portanto, decidiu-se pela rota metílica para a produção de biodiesel no Caso 3, tal como no Caso Base e no Caso 1. Com isso, todo o etanol produzido na usina de segunda geração, segue para a estação ATJ em que há produção de 1373,5 litros de SPK por hora e 37 litros por hora de SIP.

A planta de cogeração associada a todas as frentes de produção está ilustrada na Figura 4.13. Neste caso a demanda energética é a maior dentre todos os cenários estudados anteriormente, por ser a planta de maior extensão.

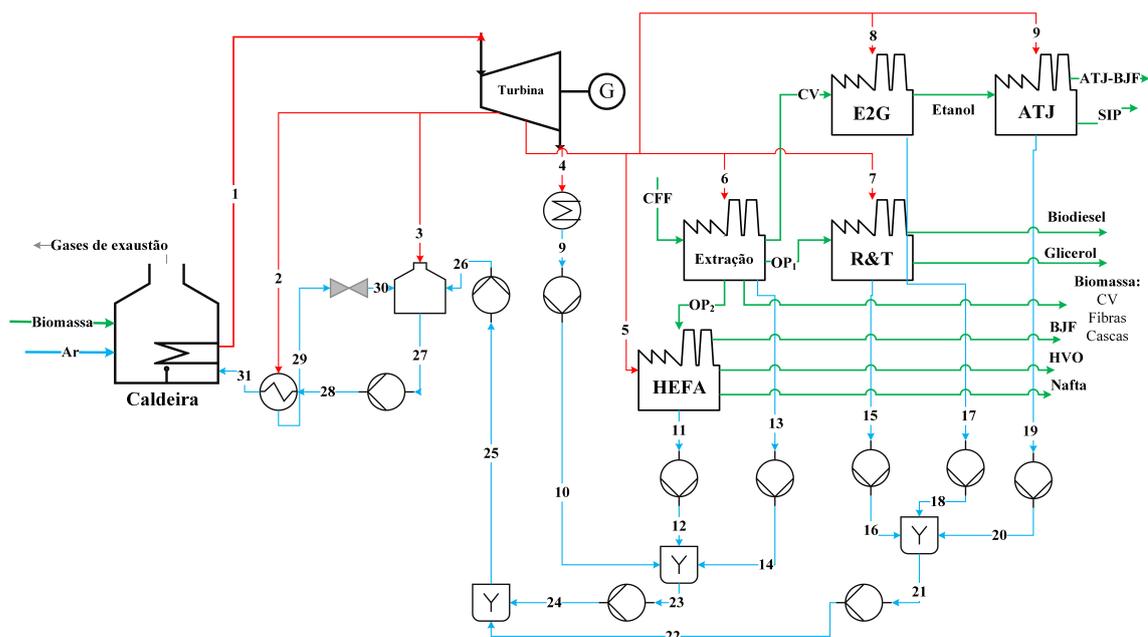


Figura 4.13: Caso 3.
Fonte: Elaborado pelo autor.

As plantas de Refino e Transesterificação, Extração e HEFA trabalham com a mesma capacidade dos casos anteriores. Devido a maior quantidade de CV utilizada na caldeira, em comparação ao Caso 2, a usina de etanol celulósica e a estação ATJ trabalham com uma carga menor de processamento e, por consequência, menor produção. Os dados utilizados nos balanços de massa e energia para os processos explorados na biorrefinaria estão na Tabela 4.11.

Tabela 4.11: Parâmetros de funcionamento da biorrefinaria do Caso 3.

Planta do Caso 3	Valor	Unidade
Consumo total de eletricidade	11,9	MWe
Extração de óleo de palma		
Pressão de vapor	400	kPa
Consumo de calor	52,44	MWt
Consumo de eletricidade	3,3	MWe
Combustível sólido produzido	25,83	kg/s
Transesterificação		
Pressão de vapor	250	kPa
Consumo de calor	5,75	MWt
Consumo de eletricidade	0,33	MWe
Consumo de óleo	16,83	m ³ /h
Consumo de metanol	2,08	m ³ /h
Produção de Biodiesel	16,53	m ³ /h
Usina de Etanol 2G		
Pressão de vapor	250	kPa
Consumo de calor	1,99	MWt
Consumo de eletricidade	1,53	MWe
Consumo de biomassa lignocelulósica	4,58	kg/s
Produção de etanol	2,86	m ³ /h
ATJ		
Pressão de vapor	3800	kPa
Consumo de calor	9,73	MWt
Consumo de eletricidade	3,83	MWe
Consumo de etanol	2,86	m ³ /h
Consumo de H ₂	34,62	kg/h
Produção de ATJ-BJF	1,37	m ³ /h
Produção de SIP	0,037	m ³ /h
HEFA		
Pressão de vapor	3000	kPa
Consumo de calor	77	MWt
Consumo de eletricidade	2,62	MWe
Consumo de óleo no processo	16,83	m ³ /h
Consumo de H ₂	292,9	kg/h
Produção de BJF	8,27	m ³ /h
Produção de HVO	0,35	m ³ /h
Produção de Nafta	2,54	m ³ /h
Cogeração		
Excedente de eletricidade produzido	43,3	MWe

Para o cálculo de cada indicador a que a análise termodinâmica se propões, faz-se necessário o conhecimento dos fluxos indicados na Figura 4.13. A partir dos dados fornecidos pela simulação no *GateCycle* e do cálculo da exergia associada às características dos 28 pontos do

sistema estudado no Caso 3, elabora-se a Tabela 4.12.

Tabela 4.12: Propriedades dos Fluxos do Caso 3.

Fluxo	Vazão (kg/s)	Temperatura (°C)	Pressão (kPa)	Entalpia (kJ/kg)	Entropia (kJ/kg.K)	Exergia (MW)
1	100,2	480	8.000	3349,65	6,6613	137,1
2	15,0	308	2.145	3037,78	6,7614	15,4
3	11,0	139	350	2705,35	6,8754	7,3
4	20,3	41	8	2218,31	7,0894	2,2
5	26,6	345	3.000	3106,02	6,7288	29,4
6	20,8	143	400	2726,98	6,8687	14,2
7	2,4	127	250	2656,54	6,9025	1,4
8	0,8	127	250	2656,54	6,9025	0,5
9	20,3	42	8	173,95	0,5928	0,04
10	20,3	41	150	174,00	0,5930	0,04
11	26,6	50	101	209,34	0,7038	0,11
12	26,6	50	150	209,36	0,7039	0,11
13	20,8	50	101	209,34	0,7038	0,08
14	20,8	50	150	209,36	0,7039	0,08
15	2,4	50	101	209,34	0,7038	0,01
16	2,4	50	150	209,36	0,7039	0,01
17	0,8	50	101	209,34	0,7038	0,00
18	0,8	50	150	209,36	0,7039	0,00
19	3,3	50	101	209,34	0,7038	0,01
20	3,3	50	150	209,36	0,7039	0,01
21	6,5	50	150	209,36	0,7039	0,03
22	6,5	43	150	178,91	0,6081	0,05
23	67,7	50	150	209,36	0,7039	0,23
24	67,7	50	150	209,36	0,7039	0,01
25	23,4	43	150	178,91	0,6081	0,05
26	74,2	47	350	200,08	0,6740	0,27
27	100,2	139	350	584,33	1,7275	7,40
28	100,2	140	8.000	594,64	1,7326	8,28
29	15,0	216	2.145	924,80	2,4799	2,86
30	15,0	139	350	924,95	2,5542	2,53
31	100,2	212	8.000	908,50	2,4323	18,83
CFF	69,4	25	101	-	-	613,39
OP1	4,2	25	101	-	-	151,08
OP2	4,2	25	101	-	-	151,08
ATJ-BJF	0,01	25	101	-	-	17,46
SIP	0,38	25	101	-	-	0,37
Biodiesel	4,0	25	101	-	-	143,68
Glicerol	0,5	25	101	-	-	7,57
CV	4,6	25	101	-	-	73,52
Fibras	5,4	25	101	-	-	96,53
Cascas	2,9	25	101	-	-	53,17
BJF	2,0	25	101	-	-	91,57
HVO	0,1	25	101	-	-	3,09
Nafta	0,5	25	101	-	-	21,24

Após a simulação, as propriedades do sistema são usadas para o cálculo dos indicadores de rendimento. Apesar do alto consumo de combustível e, também, da alta demanda energética, o nível de integração apresentado nesta biorrefinaria é notável, as eficiências energética e exergética são de 37 e 55 %, respectivamente. A eficiência energética global desse caso apresentou o melhor índice dentre as biorrefinarias propostas e a eficiência exergética é próxima a do Caso 2, porém, melhor que do Caso 1. Os outros parâmetros oriundos da avaliação termodinâmica, estão dispostos na Tabela 4.13.

Tabela 4.13: Índices termodinâmicos de avaliação do Caso 3.

CASO 3	Valor	Unidade
Eficiência Global	37	%
Excedente de eletricidade	43,3	MWe
Eficiência exergética	55	%

4.6 Avaliação Termodinâmica

Os índices obtidos para cada um dos casos estudados são resultados da análise realizada a partir dos dados oferecidos a simulação dos sistemas térmicos. As variáveis significativas, quanto a Primeira Lei, dizem respeito ao aproveitamento energético das plantas. As variações entre os cenários estudados estão ilustradas nas Figuras 4.14, 4.15, 4.16, respectivamente, consumo de combustível na cogeração, eficiência global, excedente de eletricidade.

Já os índices associados com a Segunda Lei são aqueles referentes a exergia, a eficiência exergética e as irreversibilidades, ou exergia destruída. Os dois primeiros estão ilustrados e comparados na Figura 4.16, enquanto a distribuição das irreversibilidades em cada caso é apresentada na Figura 4.17.

4.6.1 Indicadores de Primeira Lei

A Figura 4.14 apresenta a comparação entre as quantidades de combustível designado para cogeração e o consumo deste, para cada biorrefinaria proposta. A disponibilidade de biomassa é a mesma para todos os casos, uma vez que a base de comparação entre os sistemas estudados reside na entrada igual de biomassa para processamento (150 t/h de Cachos de Fruta Frescos).

Entretanto, mediante a aplicação dos diferentes tipos de insumo para obtenção de diferentes biocombustíveis, a quantidade de biomassa que é designada como combustível para queima na

caldeira, varia. Nos Casos Base e 1 não há produção de etanol celulósico, portanto o insumo para tal, os cachos vazios, está disponível para a queima. No Caso 2 e no Caso 3, parte dos cachos vazios é direcionada à usina de etanol de segunda geração, e a parte restante contribui para fins de geração de eletricidade e calor na estação de cogeração.

Observa-se que o Caso 2 e o Caso Base possuem os menores índices de consumo de combustível. Para o Caso Base, isso se dá devido a planta contar com menos processos de conversão. O suprimento energético necessário para a extração, o refino e a transesterificação contabiliza um total de 68,2 MW de energia útil (calor e eletricidade), o que corresponde ao menor suprimento dentre os casos, tanto para energia térmica quanto elétrica, respectivamente, 4,17 MWe e 64,03 MWt.

O consumo menor de combustível no Caso 2 se deve ao fato do tipo de combustível disponível. Como grande parte dos cachos vazios são direcionados para a fermentação e posterior obtenção de etanol, os combustíveis sólidos em maior número são as cascas e as fibras, que tem menor teor de umidade e, portanto, maior poder calorífico. Com isso, a mistura na caldeira tem poder calorífico maior, possibilitando o menor consumo para atingir o patamar de energia necessária para suprir as estações produtivas.

O Caso 1 não tem planta de produção de etanol, portanto utiliza dos cachos vazios como combustível, que são úmidos, o que acarreta prejuízo para a mistura na combustão, conforme o explicado anteriormente. Já no Caso 3, semelhante ao Caso 2, parte dos CV foram direcionados a cogeração para atender à necessidade energética de todas suas instalações, logo o montante designado para cogeração é descontado. Devido ao fato de ser uma planta maior que as demais, essa demanda maiores fluxos de calor e energia elétrica para funcionamento e, por consequência, a quantidade de combustível queimada na caldeira para o Caso 3 é a maior, 18,87 kg/s. Os dados de umidade e PCI estão dispostos na Tabela 3.1.

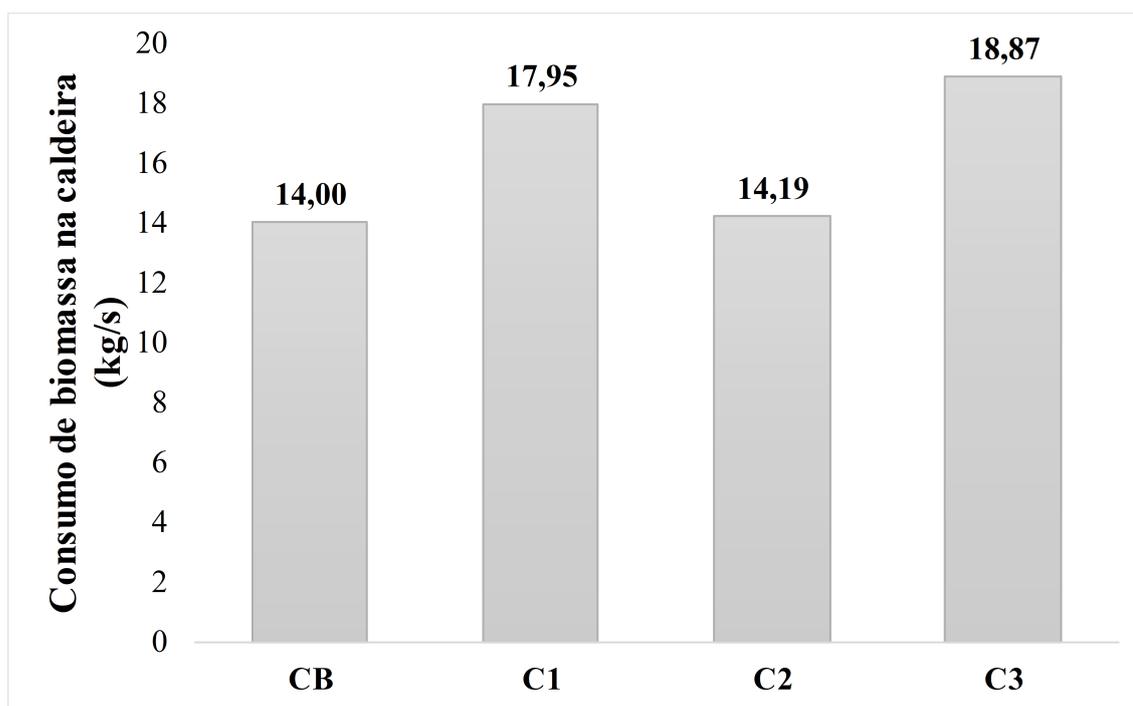


Figura 4.14: Quantidade de combustível sólido designado para cogeração e consumo de cada cenário.
Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 4.15, a eficiência global energética dos ciclos de cogeração junto aos processos de cada biorrefinaria é apresentada. O Caso Base tem a maior eficiência energética global, devido ao menor consumo de eletricidade e à maior produção de biocombustíveis. No Caso Base são produzidos 33068 litros de biodiesel por hora. No Caso 1, considerando o biodiesel, o nafta e o biocombustível aeronáutico, produz-se 5373 litros a menos, por hora, em comparação ao Caso Base; no Caso 2, dentre biodiesel e biocombustível aeronáutico, produz-se 16085,8 litros por hora a menos que no Caso Base; e no Caso 3, são produzidos 3754 litros de biocombustível a menos que no Caso Base.

No Caso 2, em que há produção de biocombustível para aviação via rota ATJ, a menor eficiência comparada ao Caso 1 se dá por quatro motivos:

- Devido a estação produtora de etanol de segunda geração, que apresenta baixa eficiência de conversão;
- Quantidade de biocombustível produzida ser menor;
- Devido à matéria-prima não aproveitada, 6,94 kg/s de óleo de palma cru não é utilizado em nenhum processo de conversão;

- E porque no Caso 1 a transesterificação é feita por rota metílica. Desta forma, menos álcool, menos eletricidade e menos vapor são consumidos quando comparados com a rota etílica, referente ao Caso 2.

Com a introdução de novas tecnologias e integração de mais produtos, esperava-se que o Caso 3 apresentasse maior eficiência global quanto comparado aos Casos 1 e 2. O Caso 3 foi proposto como um cenário de melhoria para o Caso 2, em que a quantidade de óleo de palma não aproveitada seria designada para uma nova estação, a tecnologia HEFA, para produção de biocombustíveis aeronáuticos. Com isso, a planta seria ainda maior, combinando a tecnologia estudada no Caso 1, com a tecnologia estudada no Caso 2.

Portanto, ao definir a eficiência global energética, o valor obtido para o Caso 3 apresentou, melhor aproveitamento energético do que para o Caso 2 e do que para o Caso 1, apesar da adição do processo HEFA aumentar a demanda por combustível na cogeração e a demanda por eletricidade.

Justificativas para a maior eficiência de para o Caso 3, residem no caráter de produção da planta, tal que:

- Produz-se mais de combustível na planta estudada no Caso 3, comparada com a planta estudada do Caso 2 e no Caso 1;
- Não há insumo não-processado como é o óleo de palma cru excedente do Caso 2;
- A transesterificação é processada com metanol como reagente.

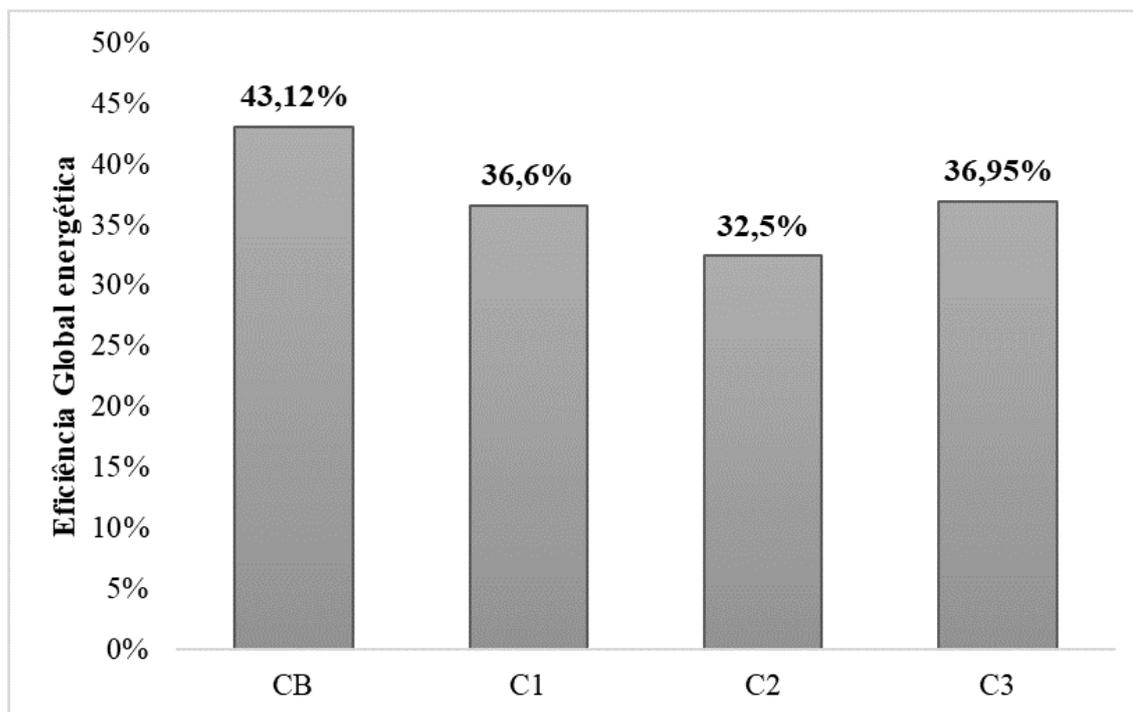


Figura 4.15: Eficiência global energética para os casos estudados.
Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 4.16 traz o excedente de energia que pode ser comercializado pelas biorrefinarias, a unidade escolhida para representar é o kWh por tonelada de Cachos de Frutas Frescos processados na planta. Como cada planta é autossuficiente energeticamente, quanto maior a planta, menor o excedente disponível, pela maior demanda por eletricidade dos processos.

Uma vez que as plantas foram fixadas para produção de 55 MW de potência mecânica, claramente, a planta definida no Caso 3 tem a menor disponibilidade de energia elétrica a ser vendida para a rede. Assim como, o Caso Base é o que tem maior excedente. A diferença entre esses casos é de 49,57 kWh/t.

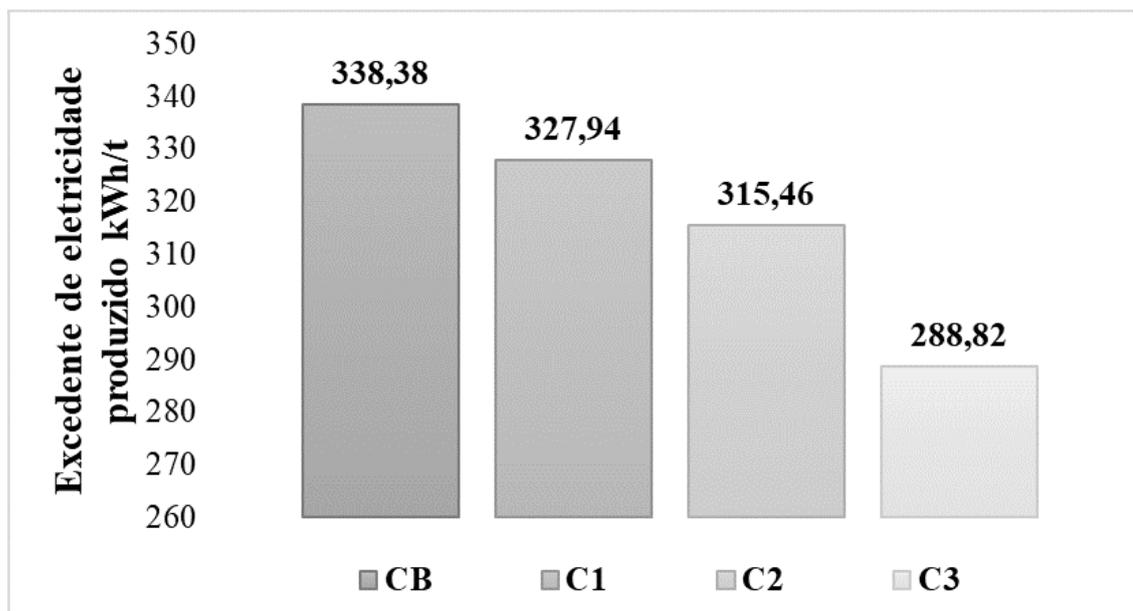


Figura 4.16: Excedente de energia elétrica (kWh/ton) produzido em cada caso estudado.

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.6.2 Indicadores de Segunda Lei

Quanto às eficiências exergéticas, usualmente, quanto maior o sistema, maiores são as irreversibilidades o que diminui a eficiência de Segunda Lei. Nas plantas estudadas, a destruição de exergia se concentra na caldeira, pela combustão e troca de calor, e nos processos de conversão pela troca de calor e pelas reações químicas. A Figura 4.17 plota e apresenta a relação entre a exergia destruída e a eficiência exergética. Sendo a planta do Caso Base a que apresenta menor índice de irreversibilidades e a planta do Caso 2 apresenta a maior quantidade de exergia destruída.

O Caso 1, devido a produção de biocombustível aeronáutico pela tecnologia HEFA, tem um adicional de exergia destruída que pode ser notado a Figura 4.17. Esse acréscimo se justifica, pois o processo apresenta notável troca de calor – diferencial de temperatura da ordem de 300 K – e reações químicas de descarboxilação, descarbonilação e hidroxigenação. Os índices apresentados de eficiência e irreversibilidades são, respectivamente, 68 % e 196,16 MW.

Para o Caso 2, adiciona-se a usina de etanol celulósico e a tecnologia ATJ à estrutura estudada no Caso Base. Portanto, há outro salto de exergia destruída. O patamar elevado de irreversibilidades se dá devido às reações químicas e a transferência de calor, presentes no processo. No Caso 2, as trocas de calor têm diferencial de temperatura de 325 K, um valor maior que o caso anterior, comparando as produções de biocombustíveis de aviação. Entretanto, a

usina de etanol de segunda geração apresenta baixos rendimentos na hidrólise e fermentação. E dessas reações há geração de irreversibilidades notáveis para produzir o etanol, que contabilizam 99,5 MW de exergia destruída. Nesse caso os parâmetros obtidos para eficiência exergética e exergia destruída são de 58,5 % e 254,74 MW, respectivamente.

O Caso Base apresenta maiores índices de eficiência, por contar com menores irreversibilidades. Já o Caso 3 tem 54,7 % de eficiência exergética e 277,83 MW de exergia destruída; Tais valores não são melhores que os encontrados para os Casos 1 e 2, entretanto pode-se explicar tais indicadores pois a planta é maior e conta com mais irreversibilidades. Os valores obtidos em Caso 2 e Caso 3 são comparáveis. Em termos de eficiência, 58,5 % e 54,7 %, respectivamente. E em termos de irreversibilidades, 254,74 e 277,83 MW, respectivamente. As justificativas para a ocorrência deste fenômeno são:

- Menor processamento dos cachos vazios para obtenção de etanol: no Caso 3 são produzidos 1,14 m³ de etanol a menos que no Caso 2, o que reflete em menores índices de exergia destruída;
- Diferentes reagentes: Comparados ao Caso 2, a transesterificação no Caso 3, utiliza metanol, o que fornece maior aproveitamento energético e maior eficiência de conversão em biodiesel. Portanto, aumentando a eficiência de Segunda Lei;
- Melhor aproveitamento dos insumos gerados: o óleo de palma excedente é direcionado a planta HEFA para a aquisição de mais biocombustíveis de aviação, portanto aumentando a eficiência global exergética do sistema.

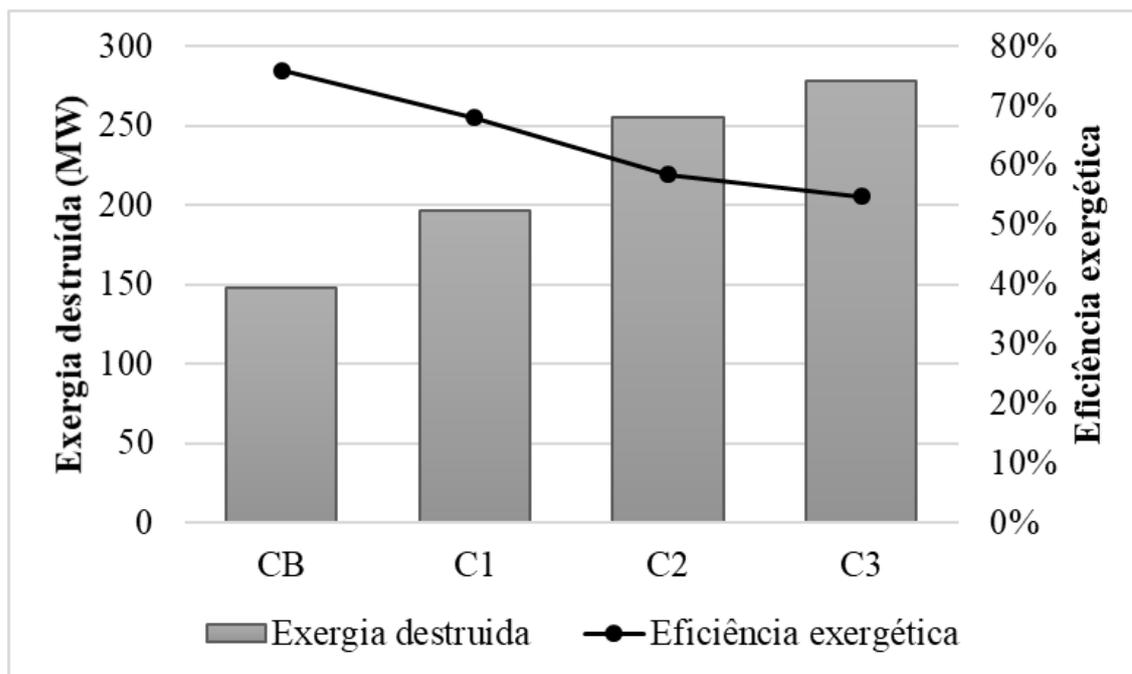


Figura 4.17: Exergia destruída e eficiência exergética das biorrefinarias estudadas.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Como em uma biorrefinaria existem diferentes processos que envolvem reações químicas e transferência de calor, convém mostrar a divisão da exergia destruída total em cada estação.

O Caso Base trabalha apenas com três processos, a extração do óleo de palma, o refino e transesterificação do mesmo em biodiesel e a cogeração, que queima biomassa residual. Portanto, a cogeração se sobressai em termos de irreversibilidades, apresentando 122,6 MW. Este número representa 83 % de toda destruição de exergia, seguida da estação de produção de biodiesel via transesterificação e da extração do óleo de palma, com 9,7 % e 7,3 %, respectivamente Figura 4.18 (a).

O Caso 1 introduz a estação HEFA, indica que as irreversibilidades associadas a este processo contabilizam 49,08 MW. A transesterificação no Caso 1 tem índice de exergia destruída de 14,4 MW. A cogeração continua ocupando parcela majoritária quanto a destruição total de exergia, 62,1 %, Figura 4.18 (b).

O Caso 2 introduz uma usina de produção de etanol de segunda geração, ou etanol celulósico. Este tipo de processo se dá por meio de uma sequência de reações químicas, demanda muita energia térmica e elétrica e tem baixa produtividade quanto a conversão de insumos em combustível, por conta disso implica grandes irreversibilidades. Comparado ao processo HEFA, do Caso 1 o processo ATJ, no Caso 2, designa menores irreversibilidades, 49,08 MW e 8,57 MW, respectivamente. Porém, deve-se ponderar que a tecnologia HEFA produz 7,8 m³/h bio-

combustíveis de aviação a mais que a ATJ, considerando os Casos 1 e 2. No segundo cenário, portanto, a maior parcela da destruição de exergia segue com a cogeração, 48 %, seguida por usina de etanol com 39,1 %, como apresentado na Figura 4.18 (c).

No Caso 3 a produção de biocombustível aeronáutico via ATJ é menor, devido a grande quantidade de biomassa destinada para queima em caldeira em ordem de promover a sustentabilidade energética da planta. Com isso, a destruição de exergia é maior que na mesma estação do Caso 2. Já a estação HEFA opera em condições idênticas às do Caso 1, produzindo 47,33 MW de irreversibilidades. A Figura 4.18 (d) traz a distribuição de irreversibilidades para a terceira biorrefinaria estudada, seguindo o padrão das anteriores com a cogeração ocupando maior espaço, 44,2 %, seguida de usina de etanol e HEFA.

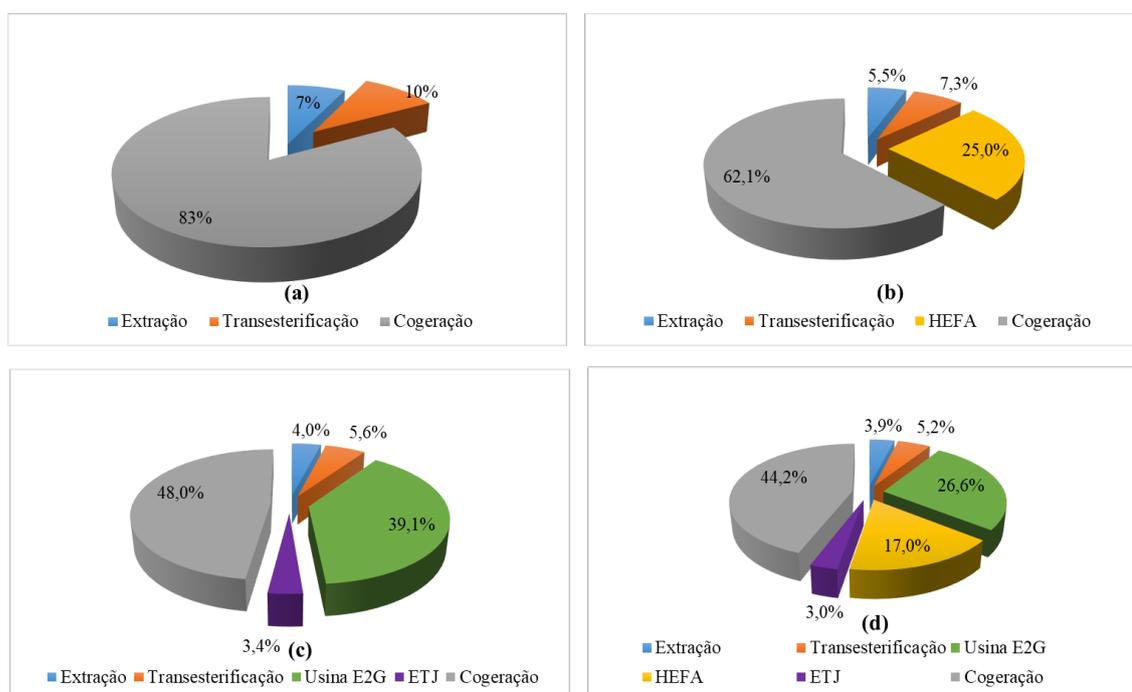


Figura 4.18: Distribuição das irreversibilidades em cada cenário avaliado. (a) Caso Base; (b) Caso 1; (c) Caso 2; (d) Caso 3.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A análise da distribuição de exergia destruída entre os casos estudados promove a ideia de que a cogeração é a estação em que se deve estar o foco para melhoria. Nota-se que em todos os casos, essa é a maior fonte de irreversibilidades.

Ao trabalhar com estações produtoras de biocombustíveis por meio de reações químicas inevitáveis para a obtenção do produto, a cogeração torna-se a estação com maior margem para melhoria. Na cogeração, se deve a caldeira do ciclo vapor a maior contribuição quanto as

irreversibilidades, onde há a combustão, emissão dos gases de exaustão, formação de cinzas, eventual combustão incompleta, trocas de calor com a superfície e também por conta da diferença de temperatura entre os gases de combustão e o vapor fornecido para o sistema. As características físico-químicas dos combustíveis também são fatores preponderantes para as irreversibilidades, tal que a umidade, a composição química e a quantidade de cinzas contribuem para o poder calorífico do mesmo. Ao identificar esta ocorrência, pode-se afirmar que a estação de cogeração das plantas estudadas tem margem para:

- Um melhor aproveitamento de seus subprodutos;
- Diminuição das perdas energéticas;
- Implantação de equipamentos mais eficientes.

O melhor aproveitamento dos subprodutos pode ser executado pela instalação de um re-generador ou até mesmo uma caldeira de recuperação, dependendo das limitações técnicas e econômicas do projeto, para utilizar o calor dos gases de exaustão ou produzir mais vapor, respectivamente. Quanto ao item de diminuição das perdas energéticas, este está diretamente relacionado com o emprego de equipamentos mais eficientes, o que pode também ser limitado pela frente econômica do projeto. Porém, as perdas mais significativas estão concentradas nos equipamentos em que há dissipação de energia, tais quais, as caldeiras, trocadores de calor e condensadores. Com isso, a alternativa para a diminuição das perdas e consequente menor destruição de exergia seria praticar o uso de equipamentos mais eficientes e mais caros. Além dos equipamentos dissipativos, o emprego de bombas e turbinas mais modernas eleva a produção de potência e a eficiência do ciclo, colaborando para menores irreversibilidades.

Vale lembrar que os itens citados como fonte de diminuição da exergia destruída na cogeração são aplicáveis também para as outras estações. Na extração, por exemplo, os casos estudados processam apenas parte a biomassa sólida, composta pelos cachos vazios, as cascas e as fibras, além do óleo de palma. Entretanto, a extração ainda produz o óleo de palmiste e os efluentes do processo, que também tem potencial para ser explorado como fonte de energia (biodiesel e biogás, respectivamente).

Já para as rotas de produção dos biocombustíveis para aviação, as quais são recentes em escala comercial, a diminuição das perdas energéticas que contribuem para destruição de exergia estão diretamente ligadas com as melhorias tecnológicas necessárias. Estas são referentes a redução dos requisitos de vapor no processo, a utilização de equipamentos mais modernos e eficientes e

a construção de uma rede que permita uma eficiente integração térmica entre os processos, para maior aproveitamento dessa forma de energia.

Capítulo 5

Análise Termoeconômica

A Termoeconomia é uma ciência que conecta matematicamente conceitos termodinâmicos com conceitos econômicos. O objetivo dessa ciência é combinar em um único método fatores econômicos e conceitos da Segunda Lei da Termodinâmica, a fim de analisar e otimizar qualquer sistema energético (SANTOS et al., 2016). Portanto, essa metodologia se mostra adequada para a análise de uma biorrefinaria.

Para realizar uma análise termoeconômica se faz necessário o conhecimento das principais propriedades dos fluxos do sistema: pressão, temperatura, vazão, entalpia e entropia. O modelo físico da planta também é um requisito. Ao escolher os fluxos exergéticos como ferramenta de alocação dos custos, pode-se chamar a análise termoeconômica de exergoeconômica (SILVA, 2016).

Com a estrutura física da planta e as propriedades termodinâmicas se torna possível a construção da estrutura produtiva, essa tem a função de estabelecer o conceito produtivo de cada componente do modelo físico e é representada graficamente por um diagrama de blocos. Neste diagrama, mostra-se com clareza como é a distribuição de insumos e produtos na planta (SILVA et al., 2017).

A estrutura produtiva não é semelhante à estrutura física e pode discernir em número de componentes. Além disso, ressalta-se que para uma única estrutura física podem ser construídas diferentes estruturas produtivas, em função do conceito de insumo-produto e da distribuição de recursos entre os componentes.

As estruturas produtivas são compostas de unidades reais e unidades fictícias. As unidades reais representam equipamentos presentes na estrutura física, ou mesmo, combinações de dois ou mais equipamentos e são apresentadas na forma de retângulos. As unidades fictícias são

representadas por junções e bifurcações. As junções podem receber mais que um insumo e as bifurcações podem designar mais que um produto. No diagrama são, respectivamente, losangos e círculos. Palacio (2010) definiu condições para a elaboração de uma estrutura produtiva e são elas:

- Cada unidade real deve apresentar apenas uma entrada, insumo, e uma saída, produto;
- As junções têm por função converter o produto de uma unidade anterior em um insumo para o próximo componente;
- As bifurcações ramificam o produto de uma unidade e o distribuem para ser aproveitado como insumo em outras unidades;
- Todos os insumos que adentram à planta devem refletir o custo final de cada um dos produtos.

Após a construção da estrutura produtiva, elabora-se o modelo termoeconômico. Esse é um modelo matemático composto por equações de custo obtidas da estrutura produtiva. O modelo permite a determinação dos custos exergéticos, monetários e ambientais dos produtos, e dos fluxos intermediários (SANTOS et al., 2016).

O sistema de equações que compõe o modelo termoeconômico tem um número de equações que corresponde ao número de componentes no diagrama produtivo. Entretanto, há mais incógnitas do que equações, usualmente. Com isso, utiliza-se das equações auxiliares fornecidas pelas unidades fictícias para determinação do conjunto solução do sistema matemático. Para a obtenção dos custos monetários unitários são formulados os balanços de custos em cada equipamento do sistema, tal que Z representa o fluxo financeiro do sistema, ou o custo horário, devido ao investimento, operação e manutenção do equipamento. A Equação 5.1 é a equação de balanço de custos, tal que c é o custo unitário e E o fluxo de exergia.

$$\sum (c_i \cdot E_i) = Z \quad (5.1)$$

A solução do sistema de equações se dá por meio de uma expressão matricial. Em que os coeficientes referentes aos fluxos exergéticos e potências produzidas e consumidas na planta estudada formam a matriz de valorização interna; o vetor de valorização externa consiste na apresentação dos recursos externos que chegam às biorrefinarias, tais como os frutos para a extração, o combustível para a cogeração e os reagentes para cada uma das reações de

conversão de biocombustíveis; por fim, o vetor custos é o vetor com as incógnitas a serem obtidas (VALDERRAMA, 2018). A Equação 5.2 indica a operação descrita.

$$[\text{Matriz Valorização Interna}] \times \{ \text{Custos} \} = \{ \text{Vetor Valorização Externa} \} \quad (5.2)$$

5.1 Análise Exergoeconômica

Foi realizada uma análise exergoeconômica para cada uma das configurações analisadas neste trabalho a fim de determinar os custos exergéticos unitários dos principais produtos obtidos nas plantas, que são apresentados nessa seção. Os custos secundários são apresentados em tabelas no Apêndice A1.

5.1.1 Caso Base

A partir da estrutura física apresentada na Figura 4.7 foi construída a estrutura produtiva do Caso Base.

A estrutura produtiva da Figura 5.1 deixa claro que os insumos externos ao processo são os CFF advindos da lavoura de dendê e o metanol para a transesterificação. Ainda na estrutura produtiva as linhas contínuas são os fluxos exergéticos e as linhas seccionadas correspondem a energia elétrica.

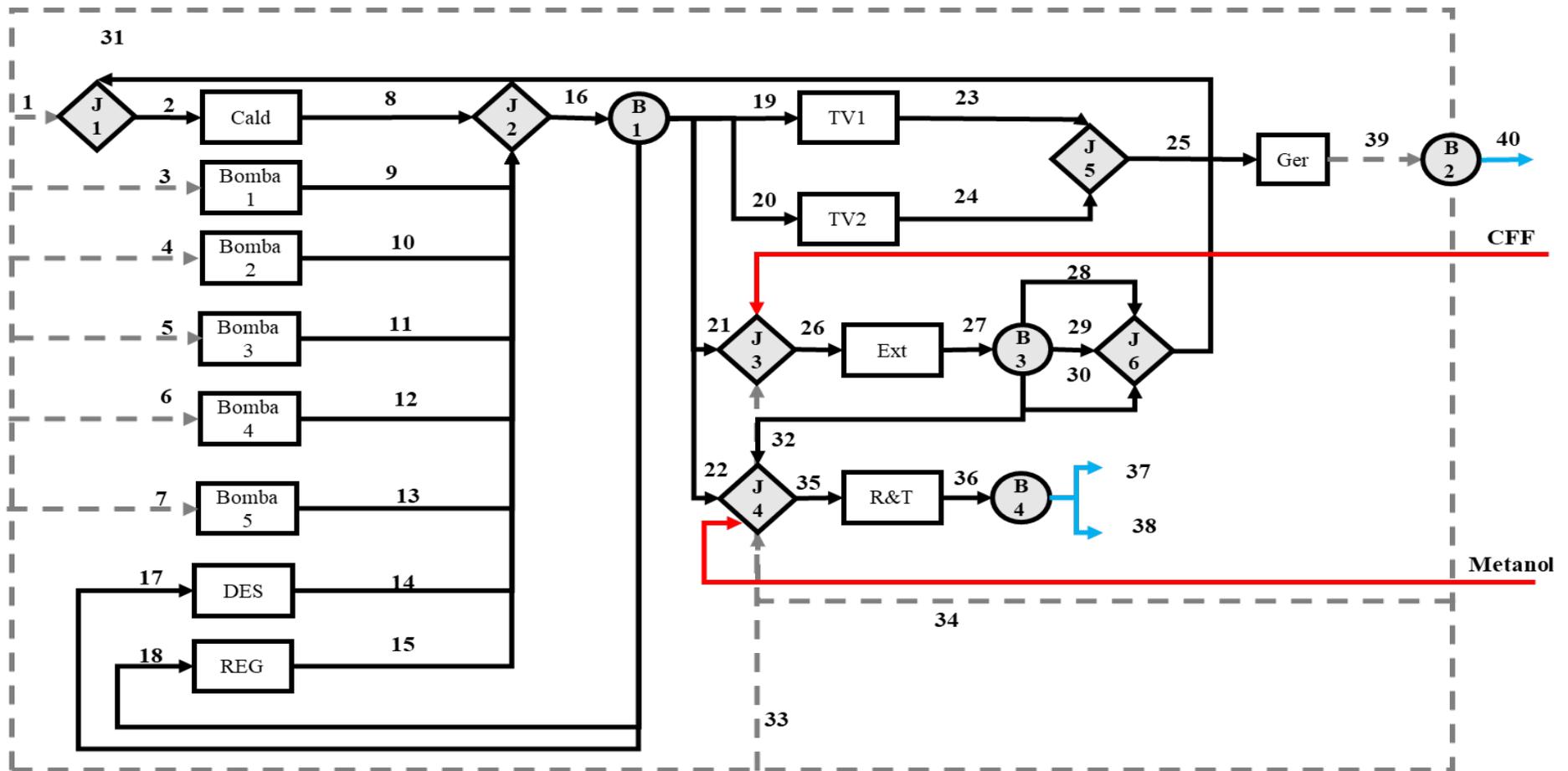


Figura 5.1: Estrutura produtiva configurada para o Caso Base.
 Fonte: Elaborado pelo autor.

Os custos de maior interesse para o sistema estudado no Caso Base são os dos produtos da biorrefinaria. Portanto, os custos de interesse para o Caso Base são o do óleo de palma extraído, do biodiesel e da geração de eletricidade.

O modelo exergoeconômico obtido para o Caso Base é composto por 24 equações. As equações de 5.3 até 5.26 foram obtidas por meio do balanço entre cada componente da estrutura produtiva.

- **Ambiente:**

$$c_{amb} \cdot \dot{E}_{amb} = 0 \quad (5.3)$$

- **Junção 1:**

$$c_2 \cdot \dot{E}_2 - c_1 \cdot \dot{E}_1 - c_{31} \cdot \dot{E}_{31} = 0 \quad (5.4)$$

- **Caldeira:**

$$c_8 \cdot \dot{E}_8 - c_2 \cdot \dot{E}_2 = \dot{Z}_{cald} \quad (5.5)$$

- **Bomba 1:**

$$c_9 \cdot \dot{E}_9 - c_3 \cdot \dot{W}_{Bomba1} = \dot{Z}_{Bomba1} \quad (5.6)$$

- **Bomba 2:**

$$c_{10} \cdot \dot{E}_{10} - c_4 \cdot \dot{W}_{Bomba2} = \dot{Z}_{Bomba2} \quad (5.7)$$

- **Bomba 3:**

$$c_{11} \cdot \dot{E}_{11} - c_5 \cdot \dot{W}_{Bomba3} = \dot{Z}_{Bomba3} \quad (5.8)$$

- **Bomba 4:**

$$c_{12} \cdot \dot{E}_{12} - c_6 \cdot \dot{W}_{Bomba4} = \dot{Z}_{Bomba4} \quad (5.9)$$

- **Bomba 5:**

$$c_{13} \cdot \dot{E}_{13} - c_7 \cdot \dot{W}_{Bomba5} = \dot{Z}_{Bomba5} \quad (5.10)$$

- **Desaerador:**

$$c_{14} \cdot \dot{E}_{14} - c_{17} \cdot \dot{E}_{17} = \dot{Z}_{DES} \quad (5.11)$$

- **Regenerador:**

$$c_{15} \cdot \dot{E}_{15} - c_{18} \cdot \dot{E}_{18} = \dot{Z}_{REG} \quad (5.12)$$

- **Junção 2:**

$$\begin{aligned} c_{16} \cdot \dot{E}_{16} - c_8 \cdot \dot{E}_8 - c_9 \cdot \dot{E}_9 - c_{10} \cdot \dot{E}_{10} \\ - c_{11} \cdot \dot{E}_{11} - c_{12} \cdot \dot{E}_{12} - c_{13} \cdot \dot{E}_{13} - \\ c_{14} \cdot \dot{E}_{14} - c_{15} \cdot \dot{E}_{15} = 0 \end{aligned} \quad (5.13)$$

- **Bifurcação 1:**

$$c_{17} \cdot \dot{E}_{17} + c_{18} \cdot \dot{E}_{18} + c_{19} \cdot \dot{E}_{19} + c_{20} \cdot \dot{E}_{20} + c_{21} \cdot \dot{E}_{21} + c_{22} \cdot \dot{E}_{22} - c_{16} \cdot \dot{E}_{16} = 0 \quad (5.14)$$

- **Turbina 1**

$$c_{23} \cdot \dot{W}_{TV1} - c_{19} \cdot \dot{E}_{19} = \dot{Z}_{TV1} \quad (5.15)$$

- **Turbina 2:**

$$c_{24} \cdot \dot{W}_{TV2} - c_{20} \cdot \dot{E}_{20} = \dot{Z}_{TV2} \quad (5.16)$$

- **Junção 5:**

$$c_{25} \cdot (\dot{W}_{TV1} + \dot{W}_{TV2}) - c_{23} \cdot \dot{W}_{TV1} - c_{24} \cdot \dot{W}_{TV2} = 0 \quad (5.17)$$

- **Gerador:**

$$c_{39} \cdot \dot{W}_{ele} - c_{25} \cdot (\dot{W}_{TV1} + \dot{W}_{TV2}) = \dot{Z}_{GER} \quad (5.18)$$

- **Junção 3:**

$$c_{26} \cdot \dot{E}_{26} - c_{21} \cdot \dot{E}_{21} - c_{33} \cdot \dot{E}_{33} - c_{CFE} \cdot \dot{E}_{CFE} = 0 \quad (5.19)$$

- **Extração:**

$$c_{27} \cdot \dot{E}_{27} - c_{26} \cdot \dot{E}_{26} = \dot{Z}_{EXT} \quad (5.20)$$

- **Bifurcação 3:**

$$c_{28} \cdot \dot{E}_{28} + c_{29} \cdot \dot{E}_{29} + c_{30} \cdot \dot{E}_{30} + c_{32} \cdot \dot{E}_{32} - c_{27} \cdot \dot{E}_{27} = 0 \quad (5.21)$$

- **Junção 6:**

$$c_{31} \cdot \dot{E}_{31} - c_{28} \cdot \dot{E}_{28} - c_{29} \cdot \dot{E}_{29} - c_{30} \cdot \dot{E}_{30} = 0 \quad (5.22)$$

- **Junção 4:**

$$c_{35} \cdot \dot{E}_{35} - c_{Metanol} \cdot \dot{E}_{Metanol} - c_{22} \cdot \dot{E}_{22} - c_{32} \cdot \dot{E}_{32} - c_{34} \cdot \dot{E}_{34} = 0 \quad (5.23)$$

- **Refino e Transesterificação:**

$$c_{36} \cdot \dot{E}_{36} - c_{35} \cdot \dot{E}_{35} = \dot{Z}_{R\&T} \quad (5.24)$$

- **Bifurcação 4:**

$$c_{37} \cdot \dot{E}_{Biodiesel} + c_{38} \cdot \dot{E}_{Gli} - c_{36} \cdot \dot{E}_{36} = 0 \quad (5.25)$$

- **Bifurcação 2:**

$$c_{40} \cdot \dot{W}_{liq} + c_1 \cdot \dot{E}_1 + c_3 \cdot \dot{W}_{Bomba1} + c_4 \cdot \dot{W}_{Bomba2} + c_5 \cdot \dot{W}_{Bomba3} + c_6 \cdot \dot{W}_{Bomba4} + c_7 \cdot \dot{W}_{Bomba5} - c_{39} \cdot \dot{W}_{ele} = 0 \quad (5.26)$$

Inicialmente foram calculados os custos exergéticos unitários dos principais fluxos que compõem a estrutura produtiva do Caso Base. A Tabela 5.1 apresenta os resultados obtidos para as unidades de extração, refino e transesterificação e do sistema de geração de eletricidade da planta de cogeração.

Tabela 5.1: Custos exergéticos unitários dos principais produtos do Caso Base.

Custo Exergético Unitário	(MW_{insumo}/MW_{exe})
Óleo de palma	1,16
Biodiesel e Glicerol (via Transesterificação)	1,25
Eletricidade	5,16

5.1.2 Caso 1

Seguindo a mesma metodologia utilizada no Caso Base, no Caso 1, desenvolve-se a estrutura produtiva, apresentada na Figura 5.2 a partir da estrutura física apresentada na Figura 4.3.

Os recursos externos utilizados neste caso que podem ser observados na estrutura produtiva são: o hidrogênio gasoso, o metanol fóssil, os CFF utilizados na unidade de extração e a biomassa suplementar que vai para a caldeira. Na estrutura produtiva, as linhas contínuas representam os fluxos exergéticos e as linhas seccionadas correspondem a energia elétrica.

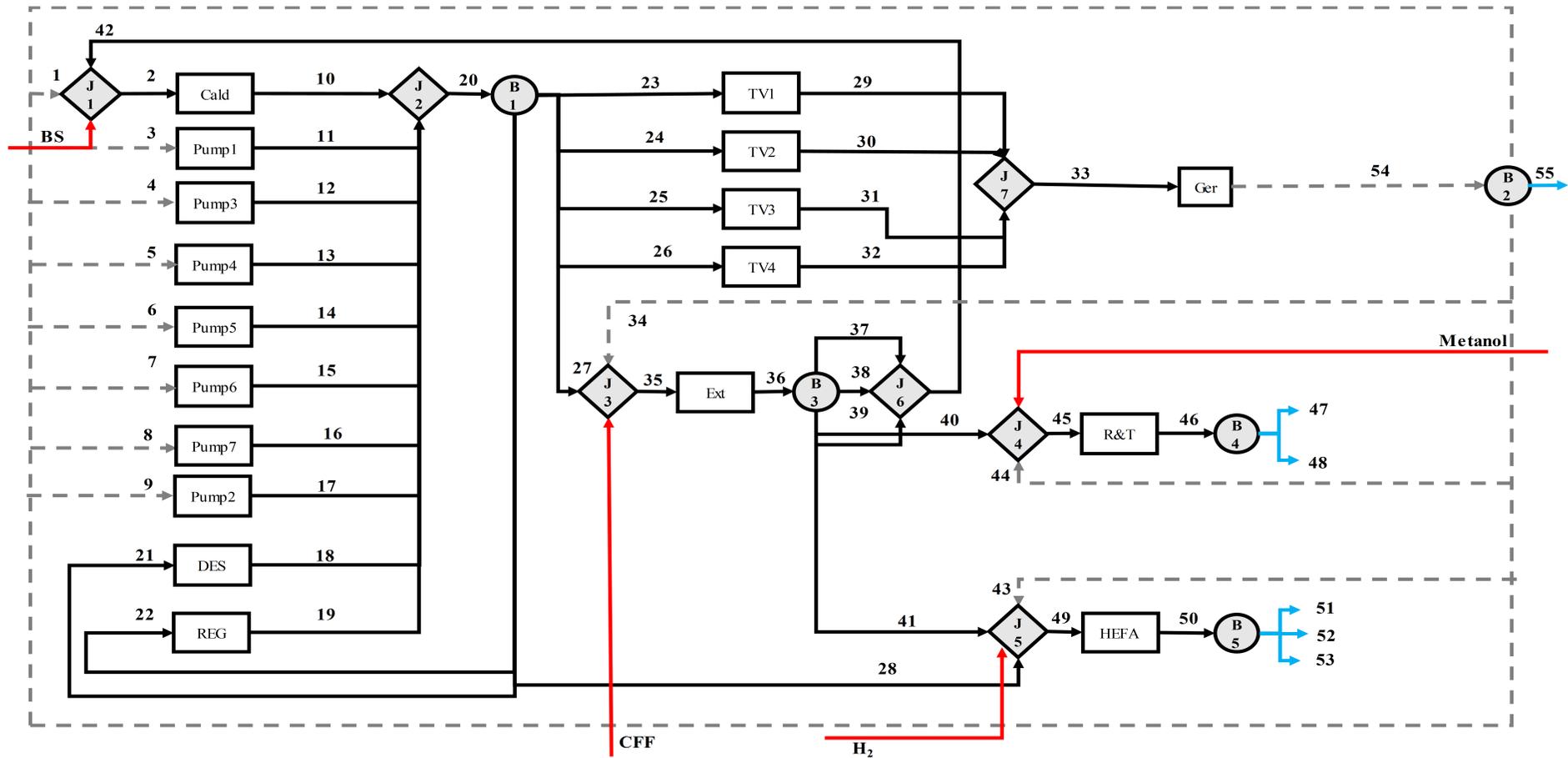


Figura 5.2: Estrutura Produtiva configurada para o Caso 1.
 Fonte: Elaborado pelo autor.

A partir dos balanços de custos realizados nos componentes da estrutura produtiva foram obtidas 31 equações. São essas as equações apresentadas a seguir, de 5.27 até 5.57.

• **Ambiente:**

$$c_{amb} \cdot \dot{E}_{amb} = 0 \quad (5.27)$$

• **Junção 1:**

$$c_2 \cdot \dot{E}_2 - c_{42} \cdot \dot{E}_{42} - c_1 \cdot \dot{E}_1 - c_{BS} \cdot \dot{E}_{BS} = 0 \quad (5.28)$$

• **Caldeira:**

$$c_{10} \cdot \dot{E}_{10} - c_2 \cdot \dot{E}_{2j} = \dot{Z}_{cald} \quad (5.29)$$

• **Bomba 1:**

$$c_{11} \cdot \dot{E}_{11} - c_3 \cdot \dot{W}_{Bomba1} = \dot{Z}_{Bomba1} \quad (5.30)$$

• **Bomba 3:**

$$c_{12} \cdot \dot{E}_{12} - c_4 \cdot \dot{W}_{Bomba3} = \dot{Z}_{Bomba3} \quad (5.31)$$

• **Bomba 4:**

$$c_{13} \cdot \dot{E}_{13} - c_5 \cdot \dot{W}_{Bomba4} = \dot{Z}_{Bomba4} \quad (5.32)$$

- **Bomba 5:**

$$c_{14} \cdot \dot{E}_{14} - c_6 \cdot \dot{W}_{Bomba5} = \dot{Z}_{Bomba5} \quad (5.33)$$

- **Bomba 6:**

$$c_{15} \cdot \dot{E}_{15} - c_7 \cdot \dot{W}_{Bomba6} = \dot{Z}_{Bomba6} \quad (5.34)$$

- **Bomba 7:**

$$c_{16} \cdot \dot{E}_{16} - c_8 \cdot \dot{W}_{Bomba7} = \dot{Z}_{Bomba7} \quad (5.35)$$

- **Bomba 2:**

$$c_{17} \cdot \dot{E}_{17} - c_9 \cdot \dot{W}_{Bomba2} = \dot{Z}_{Bomba2} \quad (5.36)$$

- **Desaerador:**

$$c_{18} \cdot \dot{E}_{18} - c_{21} \cdot \dot{E}_{21} = \dot{Z}_{DES} \quad (5.37)$$

- **Regenerador:**

$$c_{19} \cdot \dot{E}_{19} - c_{22} \cdot \dot{E}_{22} = \dot{Z}_{REG} \quad (5.38)$$

- **Junção 2:**

$$\begin{aligned} c_{20} \cdot \dot{E}_{20} - c_{10} \cdot \dot{E}_{10} - c_{11} \cdot \dot{E}_{11} - c_{12} \cdot \dot{E}_{12} - c_{13} \cdot \dot{E}_{13} - c_{14} \cdot \dot{E}_{14} \\ - c_{15} \cdot \dot{E}_{15} - c_{16} \cdot \dot{E}_{16} - c_{17} \cdot \dot{E}_{17} - c_{18} \cdot \dot{E}_{18} - c_{19} \cdot \dot{E}_{19} = 0 \end{aligned} \quad (5.39)$$

- **Bifurcação 1:**

$$c_{21} \cdot \dot{E}_{21} + c_{22} \cdot \dot{E}_{22} + c_{23} \cdot \dot{E}_{23} + c_{24} \cdot \dot{E}_{24} + c_{25} \cdot \dot{E}_{25} + c_{26} \cdot \dot{E}_{26} + c_{27} \cdot \dot{E}_{27} + c_{28} \cdot \dot{E}_{28} - c_{20} \cdot \dot{E}_{20} = 0 \quad (5.40)$$

- **Turbina 1:**

$$c_{29} \cdot \dot{W}_{TV1} - c_{23} \cdot \dot{E}_{23} = \dot{Z}_{TV1} \quad (5.41)$$

- **Turbina 2:**

$$c_{30} \cdot \dot{W}_{TV2} - c_{24} \cdot \dot{E}_{24} = \dot{Z}_{TV2} \quad (5.42)$$

- **Turbina 3:**

$$c_{31} \cdot \dot{W}_{TV3} - c_{25} \cdot \dot{E}_{25} = \dot{Z}_{TV3} \quad (5.43)$$

- **Turbina 4:**

$$c_{32} \cdot \dot{W}_{TV4} - c_{26} \cdot \dot{E}_{26} = \dot{Z}_{TV4} \quad (5.44)$$

- **Junção 7:**

$$c_{33} \cdot (\dot{W}_{TV1} + \dot{W}_{TV2} + \dot{W}_{TV3} + \dot{W}_{TV4}) - c_{29} \cdot \dot{W}_{TV1} - c_{30} \cdot \dot{W}_{TV2} - c_{31} \cdot \dot{W}_{TV3} - c_{32} \cdot \dot{W}_{TV4} = 0 \quad (5.45)$$

- Gerador:

$$c_{54}.\dot{W}_{ele} - c_{33}.\dot{W}_{total} = \dot{Z}_{GE} \quad (5.46)$$

- Junção 3:

$$c_{35}.\dot{E}_{35} - c_{27}.\dot{E}_{27} - c_{34}.\dot{E}_{34} - c_{CFE}.\dot{E}_{CFE} = 0 \quad (5.47)$$

- Extração:

$$c_{36}.\dot{E}_{36} - c_{35}.\dot{E}_{35} = \dot{Z}_{EXT} \quad (5.48)$$

- Bifurcação 3:

$$\begin{aligned} & c_{37}.\dot{E}_{37} + c_{38}.\dot{E}_{38} + c_{39}.\dot{E}_{39} \\ & + c_{40}.\dot{E}_{40} + c_{41}.\dot{E}_{41} - c_{36}.\dot{E}_{36} = 0 \end{aligned} \quad (5.49)$$

- Junção 6:

$$c_{42}.\dot{E}_{42} - c_{37}.\dot{E}_{37} - c_{38}.\dot{E}_{38} - c_{39}.\dot{E}_{39} = 0 \quad (5.50)$$

- Junção 4:

$$c_{45}.\dot{E}_{45} - c_{40}.\dot{E}_{40} - c_{Metanol}.\dot{E}_{Metanol} - c_{44}.\dot{E}_{44} = 0 \quad (5.51)$$

- **Refino e Transesterificação:**

$$c_{46} \cdot (\dot{E}_{Biodiesel} + \dot{E}_{Glic}) - c_{45} \cdot \dot{E}_{45} = \dot{Z}_{R\&T} \quad (5.52)$$

- **Bifurcação 4:**

$$c_{47} \cdot \dot{E}_{Biodiesel} + c_{48} \cdot \dot{E}_{Glic} - c_{46} \cdot (\dot{E}_{Biodiesel} + \dot{E}_{Glic}) = 0 \quad (5.53)$$

- **Junção 5:**

$$c_{49} \cdot \dot{E}_{49'} - c_{28} \cdot \dot{E}_{28} - c_{H_2} \cdot \dot{E}_{H_2} - c_{41} \cdot \dot{E}_{41} - c_{43} \cdot \dot{E}_{43} = 0 \quad (5.54)$$

- **HEFA:**

$$c_{50} \cdot (\dot{E}_{HVO} + \dot{E}_{BJF} + \dot{E}_{Nafta}) - c_{49} \cdot \dot{E}_{49} = \dot{Z}_{HEFA} \quad (5.55)$$

- **Bifurcação 5:**

$$\begin{aligned} & c_{51} \cdot \dot{E}_{HVO} + c_{52} \cdot \dot{E}_{BJF} \\ & + c_{53} \cdot \dot{E}_{Nafta} - c_{50} \cdot (\dot{E}_{HVO} + \dot{E}_{BJF} + \dot{E}_{Nafta}) = 0 \end{aligned} \quad (5.56)$$

• **Bifurcação 2:**

$$\begin{aligned}
 & c_{55} \cdot \dot{W}_{liq} + c_1 \cdot \dot{E}_1 + c_{34} \cdot \dot{E}_{34} + c_{43} \cdot \dot{E}_{43} \\
 & + c_{44} \cdot \dot{E}_{44} + c_3 \cdot \dot{W}_{Bomba1} + c_4 \cdot \dot{W}_{Bomba3} + c_5 \cdot \dot{W}_{Bomba4} + c_6 \cdot \dot{W}_{Bomba5} \\
 & + c_7 \cdot \dot{W}_{Bomba6} + c_8 \cdot \dot{W}_{Bomba7} + c_9 \cdot \dot{W}_{Bomba2} - c_{54} \cdot \dot{W}_{ele} = 0
 \end{aligned} \tag{5.57}$$

Com a solução do sistema de equações são obtidos os custos exeréticos unitários da biorrefinaria do Caso 1. A Tabela 5.2 apresenta os resultados dos custos obtidos para os produtos obtidos nas estações de extração, refino e transesterificação, geração de energia elétrica e no processo HEFA.

Tabela 5.2: Custos exeréticos unitários dos principais produtos do Caso 1

Custo Exerético Unitário	(MW_{exe}/MW_{insumo})
Óleo de Palma	1,22
Biodiesel e Glicerol (via Transesterificação)	1,34
BJF, HVO e Nafta (via HEFA)	3,32
Eletricidade	7,43

5.1.3 Caso 2

Para o Caso 2 há o acréscimo da usina de produção de etanol de segunda geração e a tecnologia ATJ para produção de biocombustíveis aeronáuticos. A estrutura produtiva construída a partir da Figura 4.9 é apresentada na Figura 5.3.

Os recursos externos quanto a biorrefinaria estudada neste cenário são os cachos de fruta frescos, a biomassa complementar para abastecer a cogeração e o H₂ para a extração e a unidade ATJ, respectivamente. As linhas contínuas, na estrutura produtiva, representam os fluxos exeréticos e as linhas seccionadas correspondem a energia elétrica.

A partir do balanço de custos realizado é produzido um modelo exergoeconômico de 34 equações, as quais são numeradas de 5.58 até 5.91.

- **Ambiente:**

$$c_{amb} \cdot \dot{E}_{amb} = 0 \quad (5.58)$$

- **Junção 1:**

$$c_2 \cdot \dot{E}_2 - c_1 \cdot \dot{E}_1 - c_{43} \cdot \dot{E}_{43} - c_{BS} \cdot \dot{E}_{BS} = 0 \quad (5.59)$$

- **Caldeira:**

$$c_{11} \cdot \dot{E}_{11} - c_2 \cdot \dot{E}_2 = \dot{Z}_{cald} \quad (5.60)$$

- **Bomba 1:**

$$c_{12} \cdot \dot{E}_{12} - c_3 \cdot \dot{W}_{Bomba1} = \dot{Z}_{Bomba1} \quad (5.61)$$

- **Bomba 6:**

$$c_{13} \cdot \dot{E}_{13} - c_4 \cdot \dot{W}_{Bomba6} = \dot{Z}_{Bomba6} \quad (5.62)$$

- **Bomba 5:**

$$c_{14} \cdot \dot{E}_{14} - c_5 \cdot \dot{W}_{Bomba5} = \dot{Z}_{Bomba5} \quad (5.63)$$

- **Bomba 4:**

$$c_{15} \cdot \dot{E}_{15} - c_6 \cdot \dot{W}_{Bomba4} = \dot{Z}_{Bomba4} \quad (5.64)$$

- **Bomba 3:**

$$c_{16} \cdot \dot{E}_{16} - c_7 \cdot \dot{W}_{Bomba3} = \dot{Z}_{Bomba3} \quad (5.65)$$

- **Bomba 7:**

$$c_{17} \cdot \dot{E}_{17} - c_8 \cdot \dot{W}_{Bomba7} = \dot{Z}_{Bomba7} \quad (5.66)$$

- **Bomba 8:**

$$c_{18} \cdot \dot{E}_{18} - c_9 \cdot \dot{W}_{Bomba8} = \dot{Z}_{Bomba8} \quad (5.67)$$

- **Bomba 2:**

$$c_{19} \cdot \dot{E}_{19} - c_{10} \cdot \dot{W}_{Bomba2} = \dot{Z}_{Bomba2} \quad (5.68)$$

- **Desaerador:**

$$c_{20} \cdot \dot{E}_{20} - c_{30} \cdot \dot{E}_{30} = \dot{Z}_{DES} \quad (5.69)$$

- **Regenerador:**

$$c_{21} \cdot \dot{E}_{21} - c_{31} \cdot \dot{E}_{31} = \dot{Z}_{REG} \quad (5.70)$$

- **Junção 2:**

$$\begin{aligned}
 & c_{22} \cdot \dot{E}_{22} - c_{11} \cdot \dot{E}_{11} - c_{12} \cdot \dot{E}_{12} - c_{13} \cdot \dot{E}_{13} \\
 & - c_{14} \cdot \dot{E}_{14} - c_{15} \cdot \dot{E}_{15} - c_{16} \cdot \dot{E}_{16} - c_{17} \cdot \dot{E}_{17} - c_{18} \cdot \dot{E}_{18} - c_{19} \cdot \dot{E}_{19} - c_{20} \cdot \dot{E}_{20} - c_{21} \cdot \dot{E}_{21} = 0
 \end{aligned}
 \tag{5.71}$$

- **Bifurcação 1:**

$$\begin{aligned}
 & c_{23} \cdot \dot{E}_{23} + c_{24} \cdot \dot{E}_{24} + c_{25} \cdot \dot{E}_{25} + c_{26} \cdot \dot{E}_{26} \\
 & + c_{27} \cdot \dot{E}_{27} + c_{28} \cdot \dot{E}_{28} + c_{29} \cdot \dot{E}_{29} + c_{30} \cdot \dot{E}_{30} + c_{31} \cdot \dot{E}_{31} - c_{22} \cdot \dot{E}_{22} = 0
 \end{aligned}
 \tag{5.72}$$

- **Turbina 1:**

$$c_{32} \cdot \dot{W}_{TV1} - c_{23} \cdot \dot{E}_{23} = \dot{Z}_{TV1} \tag{5.73}$$

- **Turbina 2:**

$$c_{33} \cdot \dot{W}_{TV2} - c_{24} \cdot \dot{E}_{24} = \dot{Z}_{TV2} \tag{5.74}$$

- **Turbina 3:**

$$c_{34} \cdot \dot{W}_{TV3} - c_{25} \cdot \dot{E}_{25} = \dot{Z}_{TV3} \tag{5.75}$$

- **Junção 8:**

$$\begin{aligned} & c_{35} \cdot (\dot{W}_{TV1} + \dot{W}_{TV2} + \dot{W}_{TV3}) \\ & - c_{32} \cdot \dot{W}_{TV1} - c_{33} \cdot \dot{W}_{TV2} - c_{34} \cdot \dot{W}_{TV3} = 0 \end{aligned} \quad (5.76)$$

- **Gerador:**

$$c_{61} \cdot \dot{W}_{ele} - c_{35} \cdot (\dot{W}_{TV1} + \dot{W}_{TV2} + \dot{W}_{TV3}) = \dot{Z}_{Ger} \quad (5.77)$$

- **Junção 3:**

$$c_{36} \cdot \dot{E}_{36} - c_{26} \cdot \dot{E}_{26} + c_{56} \cdot \dot{E}_{56} - c_{CFE} \cdot \dot{E}_{CFE} = 0 \quad (5.78)$$

- **Extração:**

$$c_{37} \cdot \dot{E}_{37} - c_{36} \cdot \dot{E}_{36} = \dot{Z}_{EXT} \quad (5.79)$$

- **Bifurcação 3:**

$$c_{38} \cdot \dot{E}_{38} + c_{39} \cdot \dot{E}_{39} + c_{40} \cdot \dot{E}_{40} + c_{41} \cdot \dot{E}_{41} + c_{42} \cdot \dot{E}_{42} - c_{37} \cdot \dot{E}_{37} = 0 \quad (5.80)$$

- **Junção 7:**

$$c_{43} \cdot \dot{E}_{43} - c_{38} \cdot \dot{E}_{38} - c_{39} \cdot \dot{E}_{39} - c_{40} \cdot \dot{E}_{40} = 0 \quad (5.81)$$

- **Junção 4:**

$$c_{44} \cdot \dot{E}_{44} - c_{27} \cdot \dot{E}_{27} - c_{57} \cdot \dot{E}_{57} = 0 \quad (5.82)$$

- **Usina E2G:**

$$c_{45} \cdot \dot{E}_{45} - c_{44} \cdot \dot{E}_{44} = \dot{Z}_{E2G} \quad (5.83)$$

- **Bifurcação 4:**

$$c_{46} \cdot \dot{E}_{46} + c_{47} \cdot \dot{E}_{47} + c_{60} \cdot \dot{E}_{Lignina} - c_{45} \cdot \dot{E}_{45} = 0 \quad (5.84)$$

- **Junção 5:**

$$c_{48} \cdot \dot{E}_{48} - c_{28} \cdot \dot{E}_{28} - c_{41} \cdot \dot{E}_{41} - c_{46} \cdot \dot{E}_{46} - c_{58} \cdot \dot{E}_{58} - c_{H_2} \cdot \dot{E}_{H_2} = 0 \quad (5.85)$$

- **ATJ:**

$$c_{49} \cdot (\dot{E}_{ATJ,SPK} + \dot{E}_{SIP}) - c_{48} \cdot \dot{E}_{48} = \dot{Z}_{ATJ} \quad (5.86)$$

- **Bifurcação 5:**

$$c_{50} \cdot \dot{E}_{ATJ,SPK} + c_{51} \cdot \dot{E}_{SIP} - c_{49} \cdot (\dot{E}_{ATJ,SPK} + \dot{E}_{SIP}) = 0 \quad (5.87)$$

- **Junção 6:**

$$c_{52} \cdot \dot{E}_{52} - c_{29} \cdot \dot{E}_{29} - c_{42} \cdot \dot{E}_{42} - c_{47} \cdot \dot{E}_{47} - c_{59} \cdot \dot{E}_{59} = 0 \quad (5.88)$$

- **Refino e Transesterificação:**

$$c_{53} \cdot (\dot{E}_{Biodiesel} + \dot{E}_{Glic}) - c_{52} \cdot \dot{E}_{52} = \dot{Z}_{R\&T} \quad (5.89)$$

- **Bifurcação 6:**

$$c_{54} \cdot \dot{E}_{Biodiesel} + c_{55} \cdot \dot{E}_{Glic} - c_{53} \cdot (\dot{E}_{Biodiesel} + \dot{E}_{Glic}) = 0 \quad (5.90)$$

- **Bifurcação 2:**

$$\begin{aligned} & c_{62} \cdot \dot{W}_{liq} + c_1 \cdot \dot{E}_1 \\ & + c_3 \cdot \dot{W}_{Bomba1} + c_4 \cdot \dot{W}_{Bomba6} + c_5 \cdot \dot{W}_{Bomba5} + c_6 \cdot \dot{W}_{Bomba4} + c_7 \cdot \dot{W}_{Bomba3} \\ & + c_8 \cdot \dot{W}_{Bomba7} + c_9 \cdot \dot{W}_{Bomba8} + c_{10} \cdot \dot{W}_{Bomba2} - c_{61} \cdot \dot{W}_{ele} = 0 \end{aligned} \quad (5.91)$$

Os custos exergéticos unitários de maior interesse neste caso são os dos produtos obtidos nas estações produção de etanol de segunda geração, de biocombustível aeronáutico – ATJ –, de extração do óleo de palma, de refino e transesterificação e geração de eletricidade os quais são apresentados na Tabela 5.6.

Tabela 5.3: Custos exergéticos unitários dos principais produtos do Caso 2.

Custo Exergético Unitário	(MW_{exe}/MW_{insumo})
Óleo de Palma	1,18
Biodiesel e Glicerol (via Transesterificação)	1,76
Etanol 2G	4,95
ATJ-BJF e SIP (via ATJ)	13,62
Eletricidade	7,28

5.1.4 Caso 3

O Caso 3 tem a estrutura produtiva apresentada na Figura 5.4, que foi construída com base na Figura 4.11. Na estrutura produtiva do Caso 3, os CFF, a biomassa suplementar, o gás hidrogênio e o metanol são os principais insumos externos utilizados na biorrefinaria.

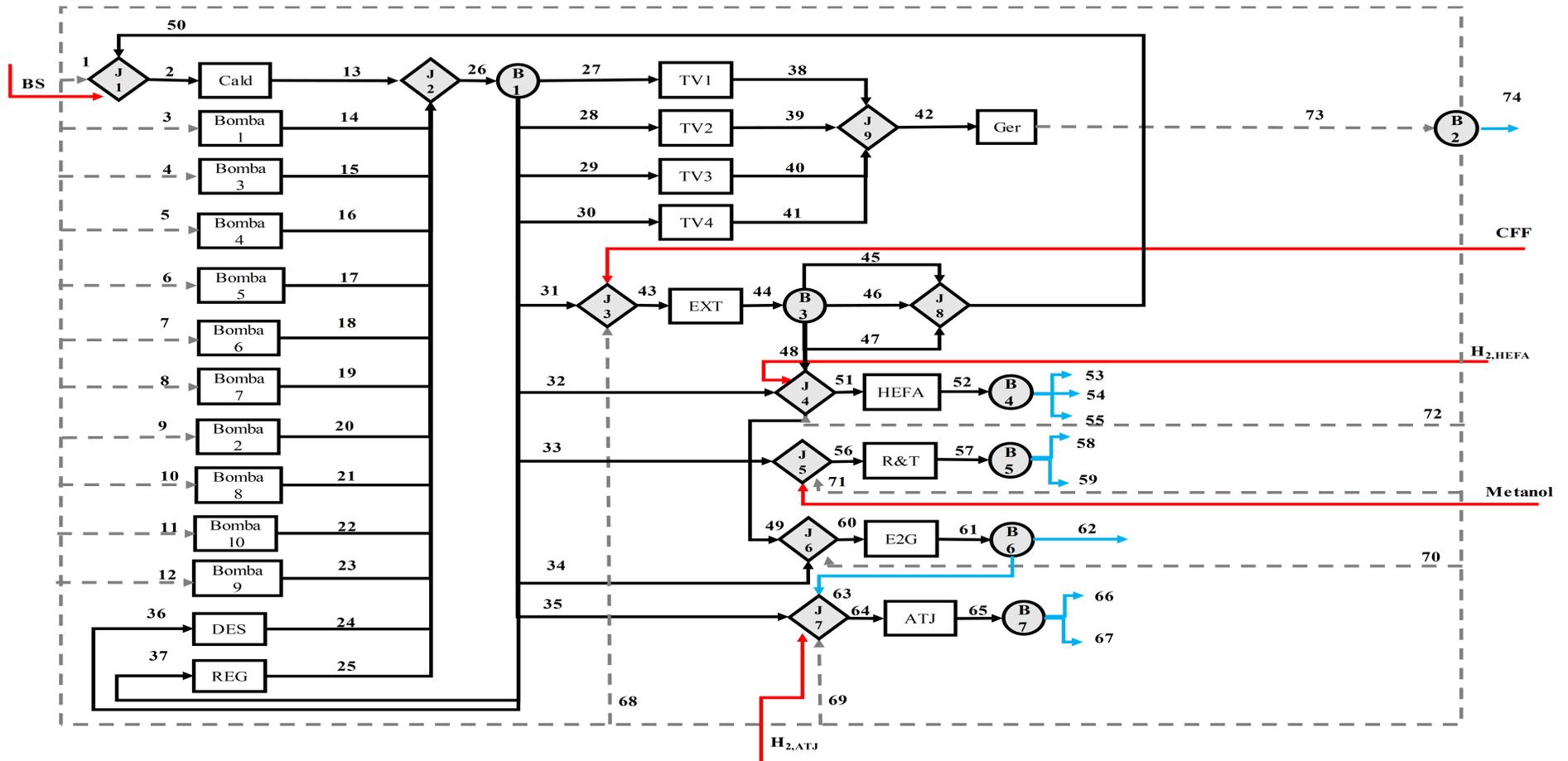


Figura 5.4: Estrutura Produtiva configurada para o Caso 3.
 Fonte: Elaborado pelo autor.

O modelo exergoeconômico construído, de 40 equações, que estão representadas entre os índices 5.92 e 5.131.

• **Ambiente:**

$$c_{amb} \cdot \dot{E}_{amb} = 0 \quad (5.92)$$

• **Junção 1:**

$$c_2 \cdot \dot{E}_2 - c_1 \cdot \dot{E}_1 - c_{50} \cdot \dot{E}_{50} - c_{BS} \cdot \dot{E}_{BS} = 0 \quad (5.93)$$

• **Caldeira:**

$$c_{13} \cdot \dot{E}_{13} - c_2 \cdot \dot{E}_2 = \dot{Z}_{cald} \quad (5.94)$$

• **Bomba 1:**

$$c_{14} \cdot \dot{E}_{14} - c_3 \cdot \dot{W}_{Bomba1} = \dot{Z}_{Bomba1} \quad (5.95)$$

• **Bomba 3:**

$$c_{15} \cdot \dot{E}_{15} - c_4 \cdot \dot{W}_{Bomba3} = \dot{Z}_{Bomba3} \quad (5.96)$$

• **Bomba 4:**

$$c_{16} \cdot \dot{E}_{16} - c_5 \cdot \dot{W}_{Bomba4} = \dot{Z}_{Bomba4} \quad (5.97)$$

- **Bomba 5:**

$$c_{17} \cdot \dot{E}_{17} - c_6 \cdot \dot{W}_{Bomba5} = \dot{Z}_{Bomba5} \quad (5.98)$$

- **Bomba 6:**

$$c_{18} \cdot \dot{E}_{18} - c_7 \cdot \dot{W}_{Bomba6} = \dot{Z}_{Bomba6} \quad (5.99)$$

- **Bomba 7:**

$$c_{19} \cdot \dot{E}_{19} - c_8 \cdot \dot{W}_{Bomba7} = \dot{Z}_{Bomba7} \quad (5.100)$$

- **Bomba 2:**

$$c_{20} \cdot \dot{E}_{20} - c_9 \cdot \dot{W}_{Bomba2} = \dot{Z}_{Bomba2} \quad (5.101)$$

- **Bomba 8:**

$$c_{21} \cdot \dot{E}_{21} - c_{10} \cdot \dot{W}_{Bomba8} = \dot{Z}_{Bomba8} \quad (5.102)$$

- **Bomba 10:**

$$c_{22} \cdot \dot{E}_{22} - c_{11} \cdot \dot{W}_{Bomba10} = \dot{Z}_{Bomba10} \quad (5.103)$$

- **Bomba 9:**

$$c_{23} \cdot \dot{E}_{23} - c_{12} \cdot \dot{W}_{Bomba9} = \dot{Z}_{Bomba9} \quad (5.104)$$

- **Desaerador:**

$$c_{24}.\dot{E}_{24} - c_{36}.\dot{E}_{36} = \dot{Z}_{DES} \quad (5.105)$$

- **Regenerador:**

$$c_{25}.\dot{E}_{25} - c_{37}.\dot{E}_{37} = \dot{Z}_{REG} \quad (5.106)$$

- **Junção 2:**

$$\begin{aligned} & c_{26}.\dot{E}_{26} - c_{13}.\dot{E}_{13} - c_{14}.\dot{E}_{14} \\ & -c_{15}.\dot{E}_{15} - c_{16}.\dot{E}_{16} - c_{17}.\dot{E}_{17} - c_{18}.\dot{E}_{18} - c_{19}.\dot{E}_{19} - c_{20}.\dot{E}_{20} \\ & -c_{21}.\dot{E}_{21} - c_{22}.\dot{E}_{22} - c_{23}.\dot{E}_{23} - c_{24}.\dot{E}_{24} - c_{25}.\dot{E}_{25} = 0 \end{aligned} \quad (5.107)$$

- **Bifurcação 1:**

$$\begin{aligned} & c_{27}.\dot{E}_{27} + c_{28}.\dot{E}_{28} + c_{29}.\dot{E}_{29} + c_{30}.\dot{E}_{30} \\ & +c_{31}.\dot{E}_{31} + c_{32}.\dot{E}_{32} + c_{33}.\dot{E}_{33} + c_{34}.\dot{E}_{34} + c_{35}.\dot{E}_{35} + c_{36}.\dot{E}_{36} \\ & +c_{37}.\dot{E}_{37} - c_{26}.\dot{E}_{26} = 0 \end{aligned} \quad (5.108)$$

- **Turbina 1:**

$$c_{38}.\dot{W}_{TV1} - c_{27}.\dot{E}_{27} = \dot{Z}_{TV1} \quad (5.109)$$

- **Turbina 2:**

$$c_{39} \cdot \dot{W}_{TV2} - c_{28} \cdot \dot{E}_{28} = \dot{Z}_{TV2} \quad (5.110)$$

- **Turbina 3:**

$$c_{40} \cdot \dot{W}_{TV3} - c_{29} \cdot \dot{E}_{29} = \dot{Z}_{TV3} \quad (5.111)$$

- **Turbina 4:**

$$c_{41} \cdot \dot{W}_{TV4} - c_{30} \cdot \dot{E}_{30} = \dot{Z}_{TV4} \quad (5.112)$$

- **Junção 9:**

$$c_{42} \cdot (\dot{W}_{TV1} + \dot{W}_{TV2} + \dot{W}_{TV3} + \dot{W}_{TV4}) - c_{38} \cdot \dot{W}_{TV1} - c_{39} \cdot \dot{W}_{TV2} - c_{40} \cdot \dot{W}_{TV3} - c_{41} \cdot \dot{W}_{TV4} = 0 \quad (5.113)$$

- **Gerador:**

$$c_{73} \cdot \dot{W}_{ele} - c_{42} \cdot (\dot{W}_{TV1} + \dot{W}_{TV2} + \dot{W}_{TV3} + \dot{W}_{TV4}) = \dot{Z}_{ger} \quad (5.114)$$

- **Junção 3:**

$$c_{43} \cdot \dot{E}_{43} - c_{31} \cdot \dot{E}_{31} + c_{68} \cdot \dot{E}_{68} - c_{CFF} \cdot \dot{E}_{CFF} = 0 \quad (5.115)$$

- **Extração:**

$$c_{44} \cdot \dot{E}_{44} - c_{43} \cdot \dot{E}_{43} = \dot{Z}_{EXT} \quad (5.116)$$

• **Bifurcação 3:**

$$c_{45} \cdot \dot{E}_{45} + c_{46} \cdot \dot{E}_{46} + c_{47} \cdot \dot{E}_{47} + c_{48} \cdot \dot{E}_{48} + c_{49} \cdot \dot{E}_{49} - c_{44} \cdot \dot{E}_{44} = 0 \quad (5.117)$$

• **Junção 8:**

$$c_{50} \cdot \dot{E}_{50} - c_{45} \cdot \dot{E}_{45} - c_{46} \cdot \dot{E}_{46} + c_{47} \cdot \dot{E}_{47} = 0 \quad (5.118)$$

• **Junção 4:**

$$c_{51} \cdot \dot{E}_{51} - c_{32} \cdot \dot{E}_{32} - c_{48} \cdot \dot{E}_{48} - c_{72} \cdot \dot{E}_{72} - c_{H_2, HEFA} \cdot \dot{E}_{H_2, HEFA} = 0 \quad (5.119)$$

• **HEFA:**

$$c_{52} \cdot (\dot{E}_{HVO} + \dot{E}_{BJF} + \dot{E}_{Nafta}) - c_{51} \cdot \dot{E}_{51} = \dot{Z}_{HEFA} \quad (5.120)$$

• **Bifurcação 4:**

$$c_{53} \cdot \dot{E}_{HVO} + c_{54} \cdot \dot{E}_{BJF} + c_{55} \cdot \dot{E}_{Nafta} - c_{52} \cdot (\dot{E}_{HVO} + \dot{E}_{BJF} + \dot{E}_{Nafta}) = 0 \quad (5.121)$$

• **Junção 5:**

$$c_{56} \cdot \dot{E}_{56} - c_{33} \cdot \dot{E}_{33} - c_{62} \cdot \dot{E}_{62} + c_{71} \cdot \dot{E}_{71} = 0 \quad (5.122)$$

• **Refino e Transesterificação:**

$$c_{57} \cdot (\dot{E}_{Biodiesel} + \dot{E}_{Glic}) - c_{56} \cdot \dot{E}_{56} = \dot{Z}_{R\&T} \quad (5.123)$$

• **Bifurcação 5:**

$$c_{58} \cdot \dot{E}_{Biodiesel} + c_{59} \cdot \dot{E}_{Glic} - c_{57} \cdot (\dot{E}_{Biodiesel} + \dot{E}_{Glic}) = 0 \quad (5.124)$$

• **Junção 6:**

$$c_{60} \cdot \dot{E}_{60} - c_{34} \cdot \dot{E}_{34} - c_{49} \cdot \dot{E}_{49} - c_{70} \cdot \dot{E}_{70} = 0 \quad (5.125)$$

• **Usina de E2G:**

$$c_{61} \cdot \dot{E}_{E2G} + c_{62} \cdot \dot{E}_{lignina} - c_{60} \cdot \dot{E}_{60} = \dot{Z}_{E2G} \quad (5.126)$$

• **Bifurcação 6:**

$$c_{62} \cdot \dot{E}_{E2G} - c_{61} \cdot \dot{E}_{E2G} = 0 \quad (5.127)$$

• **Junção 7:**

$$c_{64} \cdot \dot{E}_{64} - c_{35} \cdot \dot{E}_{35} - c_{H_2,ATJ} \cdot \dot{E}_{H_2,ATJ} - c_{63} \cdot \dot{E}_{63} - c_{69} \cdot \dot{E}_{69} = 0 \quad (5.128)$$

- **ATJ:**

$$c_{65} \cdot (\dot{E}_{ATJ-BJF} + \dot{E}_{SIP}) - c_{64} \cdot \dot{E}_{64} = \dot{Z}_{ATJ} \quad (5.129)$$

- **Bifurcação 7:**

$$c_{66} \cdot \dot{E}_{ATJ-BJF} + c_{67} \cdot \dot{E}_{SIP} - c_{65} \cdot (\dot{E}_{ATJ-BJF} + \dot{E}_{SIP}) = 0 \quad (5.130)$$

- **Bifurcação 2:**

$$\begin{aligned} & c_{74} \cdot \dot{W}_{liq} + c_1 \cdot \dot{E}_1 + c_3 \cdot \dot{W}_{Bomba1} + c_4 \cdot \dot{W}_{Bomba3} \\ & + c_5 \cdot \dot{W}_{Bomba4} + c_6 \cdot \dot{W}_{Bomba5} + c_7 \cdot \dot{W}_{Bomba6} + c_8 \cdot \dot{W}_{Bomba7} + c_9 \cdot \dot{W}_{Bomba2} + c_{10} \cdot \dot{W}_{Bomba8} \\ & + c_{11} \cdot \dot{W}_{Bomba10} + c_{12} \cdot \dot{W}_{Bomba9} - c_{73} \cdot \dot{W}_{ele} = 0 \end{aligned} \quad (5.131)$$

Os custos exergéticos unitários de interesse para este cenário são os dos produtos obtidos nas estações produtoras de biocombustíveis, de extração do óleo de palma e da geração de eletricidade. Os custos dos produtos obtidos nesses processos são apresentados na Tabela 5.4.

Tabela 5.4: Custos exeréticos unitários dos principais produtos do Caso 3

Custo Exerético Unitário	(MW_{exc}/MW_{insumo})
Óleo de Palma	1,25
Biodiesel e Glicerol (via Transesterificação)	1,33
Etanol 2G	5,49
ATJ-BJF e SIP (via ATJ)	8,24
BJF, HVO e Nafta (via HEFA)	3,82
Eletricidade	8,48

5.2 Análise comparativa dos custos exeréticos unitários de cada estudo de caso

Nesta seção, os custos exeréticos obtidos para as plantas que compõe as biorrefinarias de cada caso são comparados. A teoria que introduziu o conceito de custo exerético para um sistema, delimitado e com objetivo de produção, foi desenvolvida por Frangopoulos (1987), Lozano & Valero (1993), Tsatsaronis (1993) que se basearam em quatro proposições: I. Os custos exeréticos são quantidades conservativas; II. Na ausência de informações externas, o custo exerético de um insumo será igual ao seu valor de exergia; III. Todos os custos de processo são agregados aos custos de produtos; IV. Se o produto de uma unidade produtiva é composto por mais de um fluxo, os custos exeréticos unitários de cada um destes fluxos são iguais (PALACIO, 2010)

Portanto, define-se o custo exergoeconômico como a quantidade de recursos necessárias para a produção de um fluxo de material ou de exergia (RÚA, 2017). Para o caso dos custos exeréticos trata-se da quantidade de exergia consumida para a obtenção do produto. De forma unitária, como retrata este estudo, é a quantidade de exergia necessária para a produção de 1 MW de exergia de produto.

5.2.1 Custos Exeréticos Unitários

A Figura 5.5 apresenta uma comparação dos custos exeréticos unitários dos principais produtos das quatro configurações de biorrefinaria estudadas.

Observa-se que os custos exeréticos unitários referentes à produção de biodiesel são os

menores custos em todas as biorrefinarias. Para os Casos Base e 1, a eletricidade gerada tem os maiores custos e para os Casos 2 e 3, o BJJ produzido pela tecnologia ATJ tem o maior custo registrado.

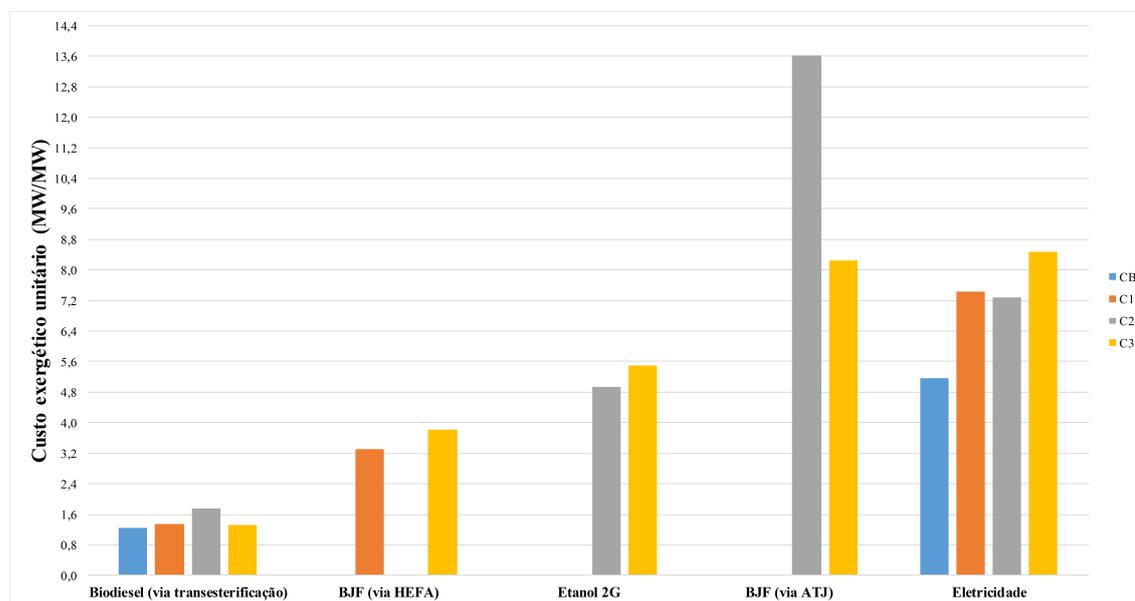


Figura 5.5: Comparação entre os custos exergéticos referentes aos principais produtos dos estudos de caso.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A variação máxima ocorrida entre os custos do óleo de palma extraído é de 5 % entre Caso Base e Caso 3, respectivamente, 1,16 e 1,22 MW/MW. Essa variação pode ser considerada pequena e se deve a que o processo é realizado da mesma forma em todos os sistemas avaliados.

Quanto ao processo de refino e transesterificação, os custos exergéticos da produção de biodiesel dos Casos Base e 2 são, respectivamente, 1,25 e 1,72, o menor e maior índice obtido. Os custos dos Casos 1 e 3 são ambos de 1,22 MW/MW. Com exceção do Caso Base, todos os casos de biorrefinarias estudadas têm os mesmos balanços de massa e energia para a transesterificação na planta de biodiesel. Com isso, o Caso Base apresenta o menor custo, simultaneamente, à maior produção de biodiesel dentre os casos estudados. Já o Caso 2 apresenta o maior custo de produção, pois a reação de transesterificação se dá por rota etílica, o que a torna menos eficiente, logo destruindo mais exergia.

O etanol de segunda geração produzido é responsável por custos exergéticos unitários maiores que o do biodiesel transesterificado nas biorrefinarias. O etanol produzido na Usina do Caso 2 tem volume de produção maior, produzindo 1144,6 litros a mais por hora, quando comparado ao Caso 3, nesta estação. E, portanto, o etanol celulósico obtido no Caso 2 conta com o menor

custo 4,79 MW/MW, tal qual esse produto no Caso 3 apresentou o custo de 5,23 MW/MW.

Para os processos de produção dos biocombustíveis aeronáuticos, as diferentes rotas apresentam comportamentos distintos quanto a alocação de custos unitários na produção. O processo HEFA indica coerência para os dois sistemas em que existe a aplicação da tecnologia, os casos 1 e 3. A variação é de apenas 0,19 MW/MW. Os custos para mesma capacidade de produção e processamento são, respectivamente, 3,30 e 3,49 MW/MW. O maior custo no Caso 3 ocorre, pois essa biorrefinaria tem maiores índices de destruição de exergia.

Já para a rota ATJ o comportamento apresentado é o esperado quanto ao balanço termoeconômico. A planta que produz mais combustível, 1810,5 L/h. por meio deste processo, a do Caso 3, tem maior exergia destruída e menor eficiência exergética, entretanto, tem menor custo de produção exergética, 7,55 MW/MW. Para o Caso 2, em que são produzidos 501,75 L/h de biocombustível aeronáutico, há menores índices de exergia destruída total para a biorrefinaria, entretanto, no Caso 2, a produção do etanol, que é utilizado como insumo na tecnologia ATJ, conta com maiores irreversibilidades o que influencia também no custo de produção do biojet fuel. Portanto, o maior custo unitário exergético obtido para este caso se dá devido as irreversibilidades acarretadas pelo insumo do processo, o custo exergético do BJF para o Caso 2 é de 12,5 MW/MW.

Os custos designados pela geração de eletricidade nos cenários 1, 2 e 3 varia 13 %. São índices de 7,34, 6,49 e 7,33 MW/MW, respectivamente. Entretanto, o Caso Base tem esse indicador menor, com um valor de 5,16 MW/MW de custo exergético unitário. O menor custo exergético para geração de eletricidade pode ser explicado, pois no Caso Base a eficiência exergética associada é a melhor, dentre os cenários estudados, o excedente de eletricidade é o maior e, também, por ser a planta menor e que designa menores irreversibilidades.

Os maiores custos exergéticos, dentre os produtos da biorrefinaria, é dado pela geração de eletricidade ou pela produção de BJF pela tecnologia ATJ. Tais valores são reflexo das irreversibilidades presentes na caldeira, devido a combustão dos combustíveis e a troca de calor, para os custos da geração. Para a amenização dos custos exergéticos com a geração de eletricidade, faz-se necessário um sistema de cogeração ainda mais eficiente do que o considerado.

Há também alto custo exergético na produção de BJF pela rota ATJ, esse se dá pelo baixo aproveitamento dos insumos em produtos, devido a cadeia de reações químicas necessárias para obtenção do combustível aeronáutico. As irreversibilidades presentes nesse processo também

são devidas a altas temperaturas e pressão demandadas para o processamento das reações.

A usina de etanol de segunda geração devido à grande dependência de energia para o pré-tratamento dos cachos vazios, que corresponde a uma cadeia de reações químicas que tem por objetivo reter a parcela de celulose presente na matéria, entretanto trata-se de técnicas de baixa eficiência.

O processo HEFA apresenta custos exergéticos mais vantajosos em comparação ao outro método estudado para produção de *biojet fuels*. Isso além de indicar o superior nível de maturidade tecnológica (TRL), também, demonstra que essa tecnologia é uma alternativa melhor para a produção desses combustíveis. Esse processo envolve menores temperaturas, menor pressão, logo menores irreversibilidades. E as reações químicas para obtenção do BJF tem maior eficiência de conversão.

Por fim, o biodiesel, que é produzido pela transesterificação, tem os menores custos exergéticos obtidos para as biorrefinarias estudadas. Isso se deve ao fato de ser uma tecnologia consolidada, alta eficiência de conversão dos óleos vegetais em ésteres, e também das condições de temperatura e pressão para a ocorrência da reação são menos intensas, quando comparadas as rotas de produção de BJF, sendo que a tecnologia HEFA demanda vapor a 30 bar e a rota ATJ a 38 bar.

5.2.2 Custos Monetários Unitários

O custo monetário ou exergoeconômico é calculado considerando o custo monetário do combustível consumido, assim como os custos de instalação e operação da planta, Z (US\$/h) que também é chamado de custo horário. Diante disso, o custo monetário unitário define a quantidade de dinheiro necessário para a produção de 1 MWh de produto, sendo que para este estudo os principais produtos são eletricidade, biodiesel e BJF (PALACIO, 2010; RENÓ, 2011).

O custo horário de cada um dos processos, que formam as configurações de biorrefinarias, é calculado conforme os seguintes parâmetros: o investimento total na planta, a vida útil dela, as horas de funcionamento anual, a taxa de juros de trabalho e os custos fixos e variáveis. Os custos fixos, por sua vez, estão associados aos custos de manutenção da planta e aos custos de mão-de-obra. Já os custos variáveis são aqueles alocados de acordo com o custo da matéria-prima e dos reagentes dentro dos processos (WATANABE et al., 2016).

Assim, o cálculo do custo horário (Z) para utilização no vetor de valorização (vide 5.2) externa se dá pela Equação 5.132.

$$Z = \frac{\left[\frac{j \cdot (1+j)^n}{(1+j)^n - 1} \right] \cdot I_T + C_{OF} + C_{OV}}{N} \quad (5.132)$$

Tal que I_T é o investimento total na planta, em milhões de US\$; C_{OF} e C_{OV} são, respectivamente, os custos fixos e variáveis de operação, ambos em US\$; N é a quantidade anual de horas em que a biorrefinaria está em operação; j é a taxa de juros e n é a vida útil da planta, em anos.

A fim de estimar o investimento necessário a cada processo que compõe a biorrefinaria, utiliza-se de dados de investimento abordados nos estudos de Alves et al. (2017) e Gebremariam & Marchetti (2018). Portanto, os valores são aplicados a uma relação matemática que os adequa as dimensões e capacidade da planta trabalhada neste trabalho. A chamada equação de custo capacidade é dada pela Equação 5.133.

$$Custo_2 = Custo_1 \cdot \frac{Capacidade_2^\alpha}{Capacidade_1} \quad (5.133)$$

A relação de dimensões tem um fator α que é utilizado para balanço do custo em função da capacidade. Tanto plantas geradoras quanto plantas de processamento apresentam esse índice, tipicamente, com o valor de 0,6 (JÚNIOR et al., 2019).

Os custos relativos ao investimento dos estudos de Alves et al. (2017) e Gebremariam & Marchetti (2018) não estão em concordância com o ano deste trabalho. Logo, faz-se necessária a correção desses custos por meio de um índice que leve em conta a inflação. O índice selecionado para esse estudo é o CEPCI (*Chemical Engineering Plant Cost Indexes*), adotado para plantas de processamento de reações química. Trata-se de um fator adimensional com o propósito de corrigir custos de investimento entre diferentes datas. Os custos de diferentes anos foram corrigidos conforme o último CEPCI, divulgado em outubro de 2019, que tem valor de 607,5 (ENGINEERING, 2019).

O custo de investimento de cada biorrefinaria foi obtido a partir de dados levantados na literatura e são apresentados na Tabela 5.5. Por meio da equação de balanço de custo, cada processo estudado tem seu valor de investimento calculado de acordo com sua respectiva capacidade.

Tabela 5.5: Parâmetros para estimativa de investimento das biorrefinarias estudadas. Adaptado de Alves et al. (2017)

Processo	Custo de Referência (M US\$)	Re-ferência (M US\$)	Capacidade	Ano	CEPCI
Extração	9,2	5,6	t _{óleo} /h	2006	499,6
R&T ^a	7,415	4,6	t _{óleo} /h	2008	575,4
Usina E2G					
Fermentação	14,1	3333,3	t _{biomassa} /h	2010	550,8
Destilaria	10,7	34,7	t _{Etanol} /h	2010	550,8
HEFA	800	69,4	t _{óleo} /h	2013	567,3
ATJ	75	1,1	t _{BJF} /h	2013	567,3

^a Fonte: Gebremariam & Marchetti (2018).

Portanto, pela Equação 5.133 e o uso dos dados da Tabela 5.5, foi calculado o investimento necessário para cada processo de cada biorrefinaria estudada, em milhões de dólares, e os valores são apresentados na Tabela 5.6.

Tabela 5.6: Investimento calculado para cada processo em cada estudo de caso em milhões de dólares.

	CB	C1	C2	C3
Cogeração	\$ 325,57	\$ 325,57	\$ 325,57	\$ 325,57
Extração	\$ 80,22	\$ 80,22	\$ 80,22	\$ 80,22
R&T	\$ 24,27	\$ 16,02	\$ 16,02	\$ 16,02
HEFA	-	\$ 341,58	-	\$ 341,58
E2G	-	-	\$ 3,59	\$ 2,93
ATJ	-	-	\$ 41,61	\$ 89,13
Investimento Total	\$ 430,07	\$ 763,39	\$ 467,02	\$ 855,46

A Figura 5.6 apresenta o investimento total, em milhões de dólares, para cada caso estudado, separado por processos.

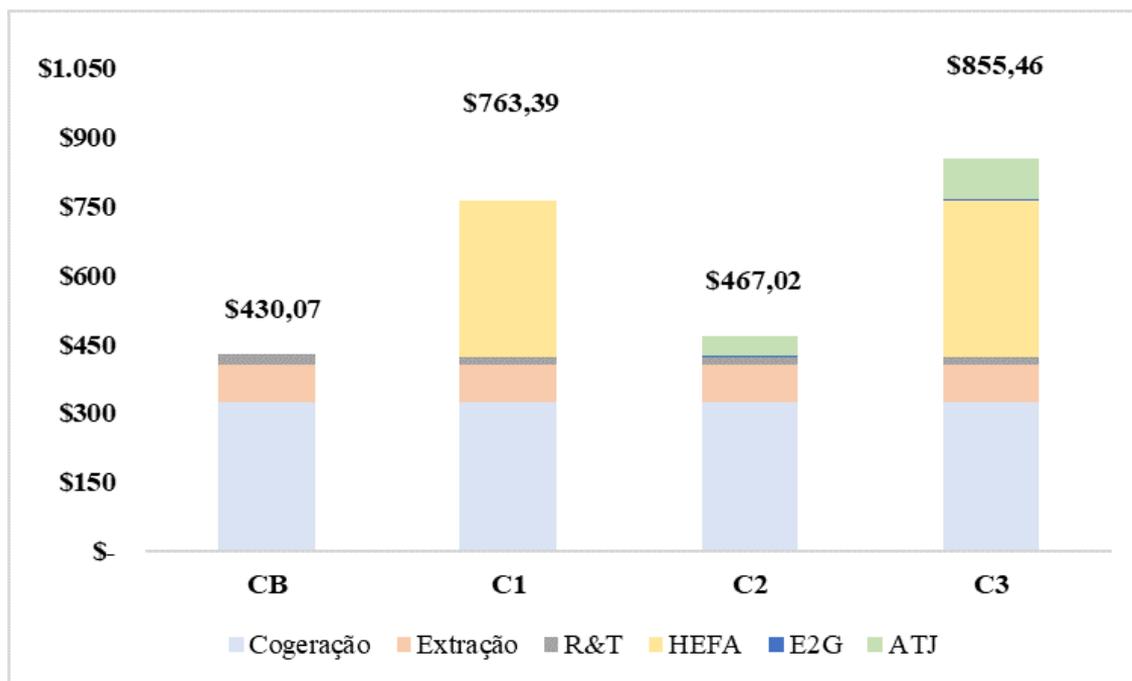


Figura 5.6: Investimento nas biorrefinarias em milhões de dólares (US\$).

Fonte: Elaborado pelo autor.

O processo que demanda o investimento mais alto é a unidade HEFA, o investimento requerido para esta unidade é de 341,6 milhões de dólares, logo as biorrefinarias que contam com esse processo tem os maiores investimentos dentre os casos estudados. O processo de obtenção do *biojet fuel* pela conversão do etanol, o ATJ, também demanda quantidade significativa de investimento, para os casos 2 e 3 são necessários 41,6 e 89,1 milhões de dólares, respectivamente, a diferença entre os casos estudados se dá pela quantidade de insumo processada em cada um. A mesma variação acontece quanto ao investimento na planta de etanol celulósico nos mesmos casos 2 e 3, sendo 3,59 e 2,93 milhões de dólares, respectivamente.

Para a planta de produção de biodiesel por transesterificação, o investimento é de 24,3 milhões de dólares para a biorrefinaria do Caso Base e 16 milhões de dólares para as demais plantas, que tem a capacidade de produção de biodiesel reduzida em 50 %. Para a cogeração e a unidade de extração o investimento calculado se mantém em todos os casos estudados. Para a cogeração, o investimento exigido é de 325,6 milhões de dólares para a potência mecânica de 55 MW. E para a extração processar 150 toneladas de CFF por hora, o investimento é de 80,22 milhões de dólares.

O custo horário de investimento e operação de cada estudo de caso foi calculado considerando os seguintes parâmetros: 6000 horas anuais de operação; taxa de juros de 4,25 %; e vida útil

de 25 anos, pela Equação 5.132. E com isso, os custos horários (Z) para cada unidade são apresentados na Tabela 5.7.

Tabela 5.7: Custo horário (US\$/h) de cada unidade para as configurações de biorrefinaria estudada

	CB	C1	C2	C3
Cogeração	\$5.393,89	\$5.393,89	\$5.393,89	\$5.393,89
Extração	\$ 922,73	\$ 922,73	\$ 922,73	\$ 922,73
R&T	\$2.097,44	\$1.093,32	\$ 184,18	\$1.093,32
HEFA	-	\$4.509,15	-	\$4.509,15
E2G	-	-	\$ 41,30	\$ 33,75
ATJ	-	-	\$ 521,32	\$1.081,18

A partir dos modelos exergoeconômicos construídos, os custos monetários unitários de cada fluxo produzido e dos principais produtos obtidos nas biorrefinarias podem ser calculados ao utilizar os custos Z no vetor de valorização externa da Equação 5.2. A Tabela 5.8 apresenta os custos monetários unitários dos principais produtos obtidos em cada configuração de biorrefinaria estudada.

Tabela 5.8: Custo monetário unitário dos principais produtos das biorrefinarias estudadas.

Produto	CB	C1	C2	C3	
Eletricidade gerada	83,46	69,88	83,45	65,53	US\$/MWh
- R&T					
Biodiesel (Via R&T)	\$ 0,33	\$ 0,33	\$ 0,28	\$ 0,33	US\$/L
Glicerol	\$ 27,69	\$ 27,63	\$ 23,29	\$ 27,44	US\$/t
Etanol	-	-	\$ 1,46	\$ 1,37	US\$/L
- HEFA					
BJF (via HEFA)	-	\$ 0,49	-	\$ 0,51	US\$/L
HVO	-	\$ 0,02	-	\$ 0,02	US\$/L
Nafta	-	\$ 0,09	-	\$ 0,09	US\$/L
- ATJ					US\$/L
ATJ-BJF	-	-	\$ 5,15	\$ 3,56	US\$/L
SIP (via ATJ)	-	-	\$ 0,11	\$ 0,07	US\$/L

Os maiores custos monetários relativos à geração de eletricidade ocorrem nas biorrefinarias do Caso Base e do Caso 2. Por outro lado, o custo da produção de biodiesel via transesterificação é menor no Caso 2, explica-se essa ocorrência pela maneira com que a reação é procedida, por rota etflica sem necessidade de aquisição de um insumo externo, como nos demais casos. Já no

Caso Base, em que é produzido o dobro de biodiesel quando comparado aos demais casos, a variação entre a produção por rota metílica é de apenas 0,04 US\$/L.

O custo monetário de produção do etanol de segunda geração apresenta variação menos sensível, quanto ao volume de produção, em comparação ao custo exergético. O Caso 2 produz mais etanol e tem maior custo monetário, porque o investimento requerido numa planta de maior capacidade é mais elevado. Em contrapartida, o Caso 3 produz mais BJJF ao utilizar o etanol como matéria-prima e demanda maior investimento em ATJ. Porém, nota-se menor destruição de exergia para a planta ATJ e maior eficiência exergética, nesse caso, o que, por conseguinte, justifica um menor custo monetário para os produtos da tecnologia ATJ no Caso 3.

O processo HEFA é idêntico no Caso 1 e no Caso 3, o balanço de massa e energia é o mesmo, considerando insumos e produtos. Com isso, os custos monetários desses casos apresentam valores muito próximos, de 0,508 e 0,513 US\$/L, respectivamente, para a produção de biocombustíveis aeronáuticos. Esse comportamento é semelhante para os subprodutos da estação HEFA, o nafta e o HVO. A mínima variação é decorrente das diferentes maneiras de se organizar a estrutura produtiva.

5.3 Indicadores econômicos

5.3.1 Custos de produção

Os custos monetários unitários oriundos da análise exergoeconômica, para fins de análise financeira, foram considerados como custos de produção dos biocombustíveis e da eletricidade gerada. Portanto, ao serem utilizados como custos de produção, esses podem ser comparados aos preços praticados no mercado brasileiro, considerando a cotação do dólar de março deste ano, 5,00 R\$/US\$. Desse modo, é possível calcular a receita anual designada com a comercialização dos produtos da biorrefinaria.

Considerando o histórico de preços praticados em território brasileiro entre 2015 e 2020 (ANP, 2020), os preços de biodiesel, nafta e biocombustível de aviação são comparados aos custos de produção obtidos pelos modelos exergoeconômicos. Os custos de produção de biodiesel encontram-se, todos, abaixo do preço de mercado, aquele praticado nos leilões da ANP entre 2015 e 2020. Dessa maneira, é possível constatar uma margem para lucros. Como o HVO e o SIP ainda não têm regulamentação no mercado brasileiro, seus respectivos custos de produção, neste estudo, são comparado com o custo de mercado do biodiesel transesterificado.

A Figura 5.7 demonstra as relações.

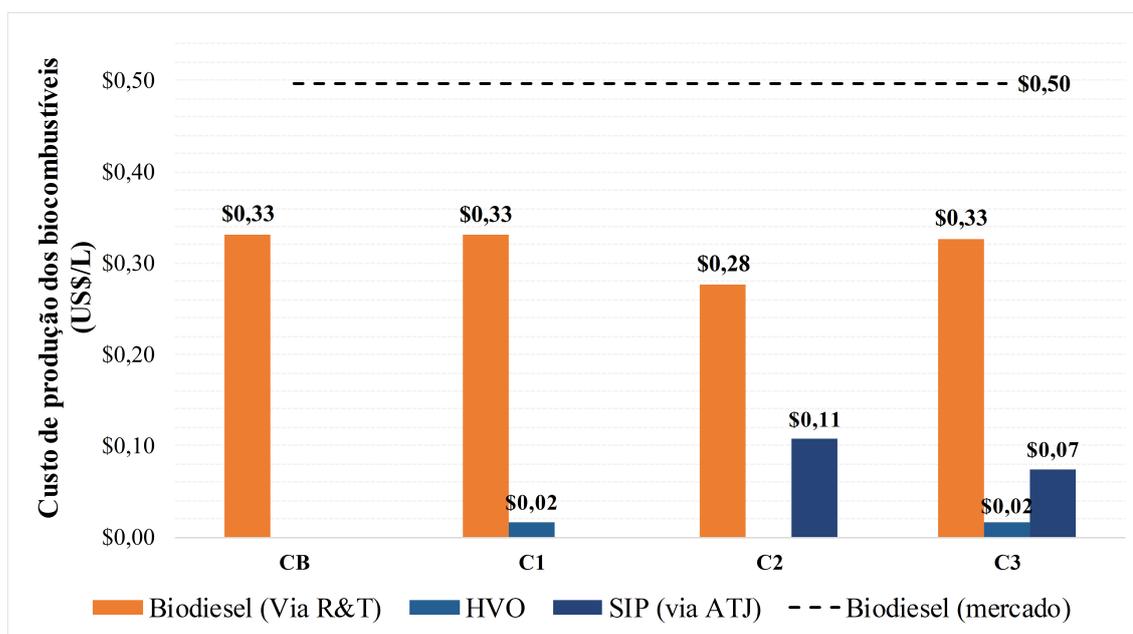


Figura 5.7: Comparação entre os custos de produção e o preço de mercado do biodiesel praticado entre 2015 e 2020.

Fonte: Elaborado pelo autor.

O biodiesel produzido por transesterificação apresenta custos de produção maiores do que o HVO e o SIP, obtidos como subprodutos dos processos ATJ e HEFA, portanto apesar do volume produzido ser pequeno, a margem de lucro é maior. Deve-se destacar que os custos baixos obtidos para os subprodutos das reações - HVO, SIP e glicerol - é devido a baixa produção em volume desses substratos e a alocação exergética dos custos, a qual separa esses dos produtos principais de cada processo.

Como a Figura 5.7 mostra o menor custo de produção de biodiesel, obtido por transesterificação, ocorre na biorrefinaria do Caso 2, em que o biocombustível é produzido por rota etílica, o custo é de 0,27 US\$/L. Nos demais casos, em que há produção por rota metílica o custo de produção é maior. Nos casos Base, 1 e 3, o custo de produção pela transesterificação é de 0,33 US\$/L. Sobretudo, em todos os casos, o custo de produção está abaixo do custo de mercado. O maior custo de produção é 44 % menor que o preço médio do que foi praticado entre 2015 e 2020 no Brasil, 0,50 US\$/L (ANP, 2020).

Para o glicerol, coproduto da reação de transesterificação, é aplicado o preço de comércio registrado pelo Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços (MDIC) em fevereiro deste ano, relativo aos ganhos com exportação. Os registros de comércio do glicerol em seu estado bruto apresentaram custo relativo de 0,13 US\$/kg ou 132,62 US\$/t (BIODIESELBR,

2020; MDIC, 2020a), custo maior que o registrado como custo de mercado em 2016, de 0,109 US\$/kg, por DANTAS (2016) bem inferior ao da glicerina exportada por 0,3 US\$/kg (SCHULTZ et al., 2014). Contudo, seu custo de produção é menor, o que designa margem de lucro para as biorrefinarias propostas. A Figura 5.8 ilustra o potencial de lucro referente a esse substrato.

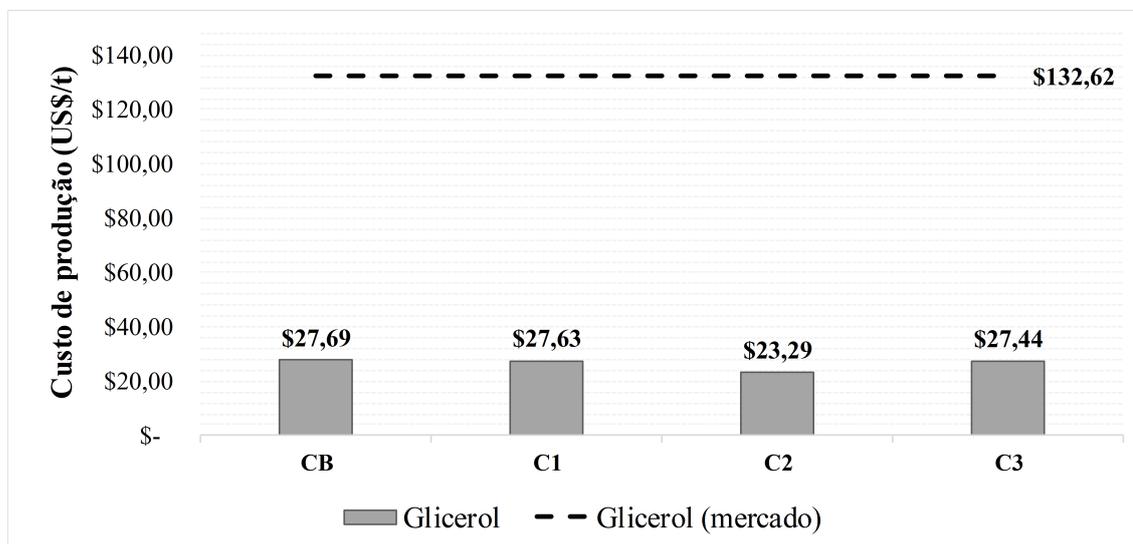


Figura 5.8: Comparação entre os custos de produção e o preço de mercado do glicerol praticado entre 2015 e 2020.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os custos de produção do glicerol são baixos, por ser um subproduto da reação de transesterificação e ser produzido em pequeno volume. O menor custo de produção para o glicerol está no Caso 2, em que a transesterificação ocorre com o etanol produzido na planta, portanto, diminuindo as despesas com recursos externos, o custo de produção é de 23,29 US\$/t. Para os Casos Base, 1 e 3, os valores são, 27,70, 27,63 e 27,44 US\$/t, respectivamente. O Caso Base tem o maior custo, pois tem a maior planta de transesterificação e o maior valor investido, consequentemente, menor diversidade de produtos e maior despesa com metanol. Contudo, o maior valor apresentado para produção do glicerol, como mostra a Figura 5.8, é o do Caso Base, o qual é 79 % menor que o valor praticado no comércio exterior brasileiro (MDIC, 2020a).

Quanto ao biocombustível aeronáutico, o seu custo de produção é comparado com o valor de mercado do combustível aeronáutico convencional de origem fóssil, praticado no Brasil entre os anos de 2015 e 2020. O combustível obtido por meio do processo HEFA, nas biorrefinarias dos casos 1 e 3, tem custo de produção ligeiramente maior que o valor de mercado considerado. O valor considerado como de mercado é de 0,46 US\$/L (ANP, 2020). Para o Caso 1, o custo de produção do BJA é 0,490 US\$/L e para o Caso 3 é de 0,51 US\$/L. Diante esses dados, não há

receita oriunda dos BJJ produzidos pela tecnologia HEFA, mediante as condições atuais. Entre os casos 1 e 3, a variação dos custos do BJJ produzido é pouco sensível. E, com isso, o maior custo obtido é 8 % maior que o valor de mercado. Os subprodutos da rota HEFA tem custos menores, o HVO e o nafta apresentam custos de produção menor que os custos considerados do histórico de mercado. Com isso, então, há possibilidade desses insumos apresentarem lucro. O nafta produzido por essa rota apresenta uma margem de lucro, o custo de produção encontrado para os Casos 1 e 3, de 0,09 US\$/L é 76 % menor que o valor de mercado considerado. A média do custo do nafta, importado pelo Brasil entre os anos de 2015 e 2020, é de 0,37 US\$/L (ANP, 2020).

Para o biocombustível aeronáutico produzido pelo processo ATJ, o custo de produção é maior que o custo de mercado e, então, essa rota seria um fator de potencial prejuízo para a biorrefinaria. Os biocombustíveis produzidos pelo processo ATJ têm altos custos de produção por ser uma tecnologia em desenvolvimento. Esses custos precisariam ser reduzidos a fim de evitar prejuízos econômicos às biorrefinarias que consideram sua utilização. O maior custo de produção para o ATJ-BJJ ocorre no Caso 2, o valor é de 5,07 US\$/L, enquanto, no Caso 3 o valor obtido é de 3,51 US\$/L. O menor valor de produção ainda é 87 % maior que a média do mercado. O processo HEFA, entretanto pode ter seus custos diminuídos com o aumento na escala de produção. O subproduto dessa rota, o SIP, tem custo menor que o custo médio do biodiesel de mercado, entretanto deve-se ao volume de produção e a alocação exergética no modelo exergoeconômico, apenas 11,68 L/h para o Caso 2 e 42,17 L/h para o Caso 3.

A Figura 5.9 apresenta a comparação entre os custos de produção e as médias de mercado para os produtos das rotas HEFA e ATJ.

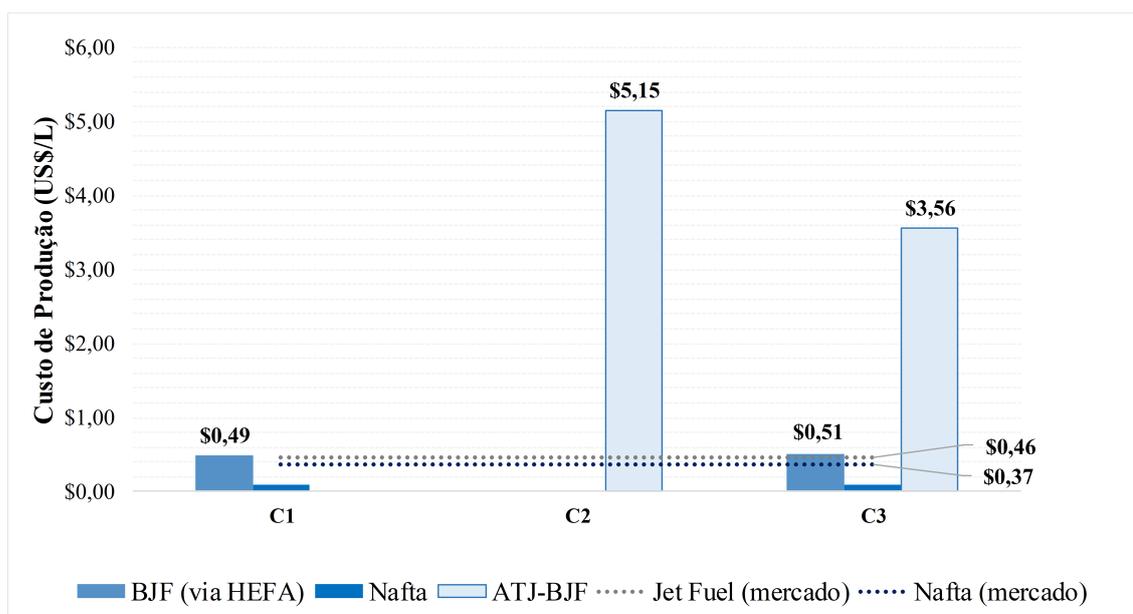


Figura 5.9: Comparação entre os custos de produção e o preço de mercado para os *biojet fuels* e o nafta praticados entre 2015 e 2020.
Fonte: Elaborado pelo autor.

No que concerne à eletricidade, existe um órgão que controla o preço da tarifa conforme a categoria de consumo e a região do país. Esse órgão é a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), que mantém um banco de dados sobre o histórico dos preços praticados no setor industrial e nas demais classes de consumo desde 2003 em seus relatórios de fornecimento (ANEEL, 2020). Portanto, a tarifa atual é de 98,26 US\$/MWh para o setor industrial e, nesse caso não foi considerada a tarifa média entre 2015 e 2020. Portanto, a economia de energia pela autossustentabilidade da planta e a estimativa de venda de excedente são calculadas sobre a tarifa atual de energia elétrica da ANEEL.

A Figura 5.10 apresenta a comparação entre o custo de geração em cada cenário estudado e tarifa ANEEL.

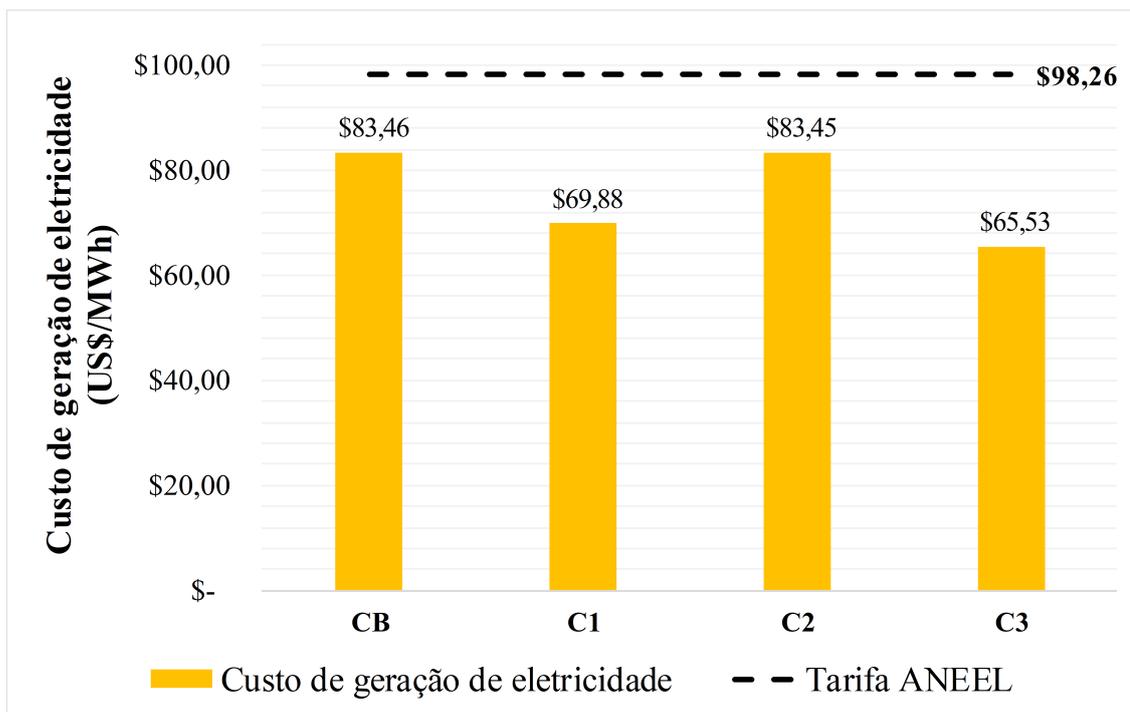


Figura 5.10: Comparação entre o custo de geração de eletricidade e a tarifa ANEEL mais recente.
Fonte: Elaborado pelo autor.

5.3.2 Receita Anual

Ao considerar como preço de venda os preços médios praticados no comércio de cada combustível entre os anos de 2015-2020 no Brasil, é possível estimar as receitas de cada processo e a receita anual total de cada biorrefinaria. Para o cálculo da receita correspondente à produção e ao comércio de biodiesel, HVO, SIP, glicerol, BJJ e Nafta são procedidas as fórmulas presentes nas Equações 5.134, 5.135, 5.136 e 5.137, respectivamente, que são baseadas nas equações propostas pelo trabalho de Coronado (2010).

$$RA_{Biodiesel} = Q.H.(P_{V,Biodiesel} - C_{P,Biodiesel}) \quad (5.134)$$

$$RA_{Glicerol} = Q.H.(P_{V,Glicerol} - C_{P,Glicerol}) \quad (5.135)$$

$$RA_{BJJ} = Q.H.(P_{V,BJJ} - C_{P,BJJ}) \quad (5.136)$$

$$RA_{Nafta} = Q.H.(P_{V,Nafta} - C_{P,Nafta}) \quad (5.137)$$

As equações anteriores consideram os seguintes parâmetros: H são as horas de operação, de 6000 por ano em cada sistema; Q é a quantidade produzida de cada substância a que se refere o cálculo; P_v é o preço de venda considerado e C_p é o custo de produção. Para o HVO e SIP produzidos, os respectivos custos de produção substituem o custo de produção do biodiesel na Equação 5.134 e são comparados com o preço de mercado do biodiesel, pois ainda não há regulamentação para esses biocombustíveis no Brasil..

Para a eletricidade produzida nos sistemas de cogeração, além do excedente que pode ser comercializado, deve-se considerar o ganho da eletricidade consumida na própria biorrefinaria e, com isso, a fórmula para contabilização da receita se diferencia, como mostra a Equação 5.138.

$$RA_{ele} = E_c.H.(C_{T,ANEEL} - C_{P,ele}) + E_{exc}.H.(C_{T,ANEEL} - C_{P,ele}) \quad (5.138)$$

O termo $C_{T,ANEEL}$ é a tarifa de cobrança mais recente controlada pela ANEEL, 98,26 US\$/MWh; E_c é a energia consumida na planta e E_{exc} é o excedente de eletricidade disponível.

Então, é possível calcular a receita total das biorrefinarias pelo somatório da renda gerada através da venda de cada produto. O ganho anual de cada planta está na Tabelas 5.9 que separa cada uma das receitas referentes a cada ativo produzido pelos diferentes processos e a receita anual total em milhões de dólares.

Tabela 5.9: Receita anual das biorrefinarias em milhões de dólares (US\$).

Receita Anual (Milhões de US\$)				
	CB	C1	C2	C3
Eletricidade gerada	\$ 4,88	\$ 9,49	\$ 4,83	\$ 10,85
- R&T				
Biodiesel	\$ 32,73	\$ 16,45	\$ 21,80	\$ 16,83
Glicerol	\$ 2,15	\$ 1,07	\$ 1,12	\$ 1,08
- HEFA				
BJF	-	\$ -1,55	-	\$ -1,83
HVO	-	\$ 1,02	-	\$ 1,02
Nafta	-	\$ 4,24	-	\$ 4,23
- ATJ				
BJF	-	-	\$ -12,10	\$ -28,90
SIP	-	-	\$ 0,03	\$ 0,11
Total	\$ 39,75	\$ 30,73	\$ 15,68	\$ 3,39

5.4 Análise Financeira

5.4.1 VPL – Valor presente líquido – e *Payback*

A partir do investimento requerido em cada configuração de biorrefinaria foi realizada uma avaliação da viabilidade econômica de cada alternativa utilizando o Valor Presente Líquido e o período de retorno de investimento, ou *payback*, como indicadores de desempenho econômico. Para cada caso foi desenvolvida uma análise de sensibilidade, a fim de determinar qual dos parâmetros econômicos considerados tem uma maior influência na viabilidade econômica das plantas.

Na avaliação do VPL foram avaliadas duas alternativas de investimento, a primeira considera o custo de investimento total do sistema (planta de cogeração mais processos produtivos) e é chamado de Modalidade I, e a segunda modalidade chamada de Modalidade II considera que já existe um sistema de cogeração amortizado e que o investimento requerido será somente para os processos produtivos que compõem a biorrefinaria. Considerando os custos de investimento inicial, os fluxos de receita anuais durante os 25 anos de funcionamento das biorrefinarias e os parâmetros apresentados na Tabela 5.10, o VPL é calculado a fim de avaliar a viabilidade econômica dos projetos.

Tabela 5.10: Parâmetro utilizados para a análise de Valor Presente Líquido

Parâmetro	Valor	Referência
Cotação (R\$/US\$)	5	a
IPI, ICMS, PIS, COFINS	18%	*
IRPJ / CSLL	35%	*
Taxa de juros	4,25%	BCB (2020)
Vida da planta	25 anos	*
Tempo de construção	2 anos	Júnior (2017)
Horas de operação por ano	6000	*
Depreciação (linear)	10 anos	*
Contingências e capital de giro	5% do investimento total	*
Tempo de pagamento	10 anos	*
Preço dos CFF	65 US\$/t	Klein et al. (2018)
Preço do metanol	0,26 US\$/l	ANP (2020)
Preço do H ₂	1190 US\$/t	Alves et al. (2017)

^a Cotação para Março/2020.

* Valores assumidos pelo autor.

Para a análise financeira foram estimados os valores a serem investidos na construção das

biorrefinarias. Dentre os processos estudados, o processo HEFA e a planta de cogeração, por trabalharem com parâmetros altos de pressão e temperatura, são os processos com maiores preços. A influência do processo HEFA pode ser observada nos casos em que não há esse tipo de procedimento.

O período de retorno de investimento, vastamente conhecido pela expressão oriunda da língua inglês *payback*, é um indicador que representa o período de recuperação do investimento. Usualmente, é considerado como aporte para a decisão de aceitar ou rejeitar determinado projeto de investimento. Esse é uma ferramenta útil para determinar a viabilidade de um investimento, tal que, trata-se do período em que o projeto demora a gerar receita que iguala todas as despesas decorridas para concretização desse. Portanto, o ano em que é definido o *payback* representa o ano em que os fluxos de caixa positivos acumulados até então igualam os fluxos de caixa negativos incorridos com o investimento e o proceder das atividades. É comum que os primeiros fluxos considerados sejam negativos, o que diz respeito as despesas relacionadas com o investimento, no entanto, se o projeto demonstra viabilidade financeira, a partir de certo ponto, os fluxos passam a ser positivos.

O cálculo do período de retorno do investimento se dá a partir dos fluxos de caixa. Os fluxos, portanto, são comparados com o valor do investimento. Algebricamente, é possível calcular o período de *payback* pela soma consecutiva de cada um dos fluxos de caixa até que esses se tornem positivos. A partir do último fluxo acumulado ainda negativo é calculado o valor que falta para que os fluxos acumulados se tornem positivos. Dividindo o valor dos fluxos acumulados ao fim do período negativo esse valor pelo valor do período seguinte e somando esse ao período correspondente aos fluxos negativos, obtém-se o período de tempo para a recuperação do valor investido, seja em anos ou meses, de acordo com a análise desempenhada (SILVA, 2015). A Equação 5.139 apresenta a fórmula de cálculo do *payback* para esse estudo.

$$P_b = A + \frac{FC_A}{FC_{A+1}} \quad (5.139)$$

Tal que, P_b é o período de *payback*, A é o ano que indica o último fluxo acumulado negativo e FC é o fluxo de caixa.

5.4.1.1 Modalidade I

Na Modalidade I por considerar o investimento total do sistema, o VPL é menor do que a Modalidade II e os períodos de retorno dos investimentos serão mais longos.

Por trabalhar com tecnologias convencionais e estabelecidas comercialmente no mercado o Caso Base demanda os menores investimentos econômicos dentre os cenários analisados e, portanto, apresenta a maior viabilidade econômica em comparação com os outros casos de biorrefinaria. O VPL do Caso Base é de -95,32 milhões de dólares e o investimento não apresenta retorno durante os 25 anos de operação da planta, como pode ser visto na Figura 5.11. Apesar de ser o melhor cenário estudado, o Caso Base não apresenta atratividade, isto é, apresenta VPL negativo. Isso se dá devido a dependência da produção de biodiesel e, também, devido ao alto custo de geração de eletricidade obtido para esta planta. A receita anual de 39,75 milhões de dólares, junto do menor investimento, dentre as biorrefinarias estudadas, ainda não é suficiente alcançar a viabilidade econômica.

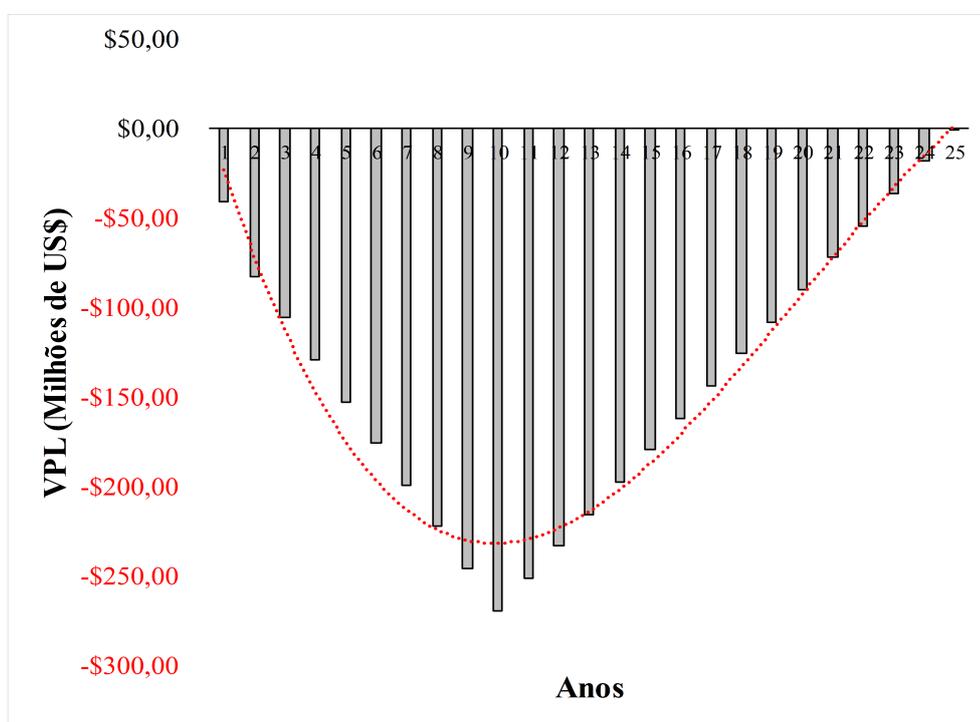


Figura 5.11: Fluxo de caixa e retorno de investimento para o Caso Base, Modalidade I.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para as alternativas propostas de biorrefinaria, os valores são menos atrativos que os do Caso Base, devido aos investimentos adicionais e ao caráter emergente das tecnologias exploradas, como produção de etanol celulósico e os processos HEFA e ATJ.

Para o Caso 1, em que foi estudada a integração da planta HEFA ao Caso Base, o VPL na modalidade I também é negativo com valor de -418,91 milhões de dólares, o que não indica atratividade para o investimento. Isso se dá devido ao alto investimento necessário para a construção e operação da planta. E isso reflete nos custos de produção dos principais produtos

da planta e eventuais fontes de lucro, como os BJJ e a eletricidade. O retorno de tal investimento não acontece dentro dos 25 anos de vida útil da planta, como apresentado na Figura 5.12.

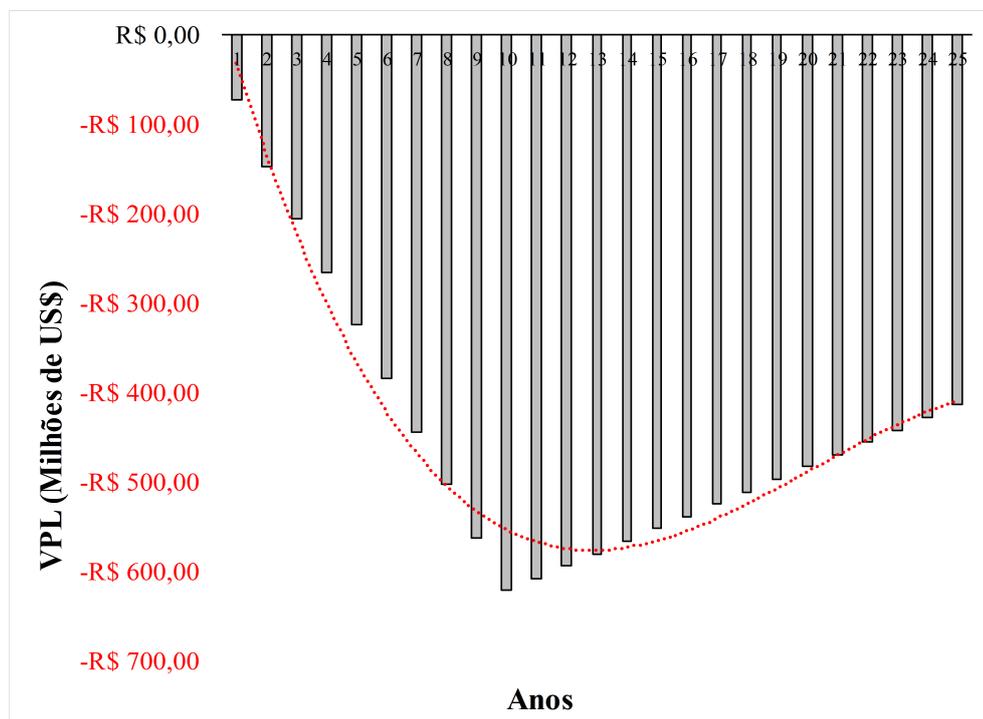


Figura 5.12: Fluxo de caixa e retorno de investimento para o Caso 1, Modalidade I.

Fonte: Elaborado pelo autor.

No Caso 2, observa-se que a operação da usina de etanol celulósico e o processo de produção de biocombustíveis de aviação juntos requerem um investimento menor que o referente à planta HEFA. Portanto, o investimento associado ao Caso 2 é menor que o associado ao Caso 1. Entretanto, a receita anual é menor, de apenas 15,68 milhões de dólares e um investimento total de 467 milhões de dólares, correspondente à modalidade I, o VPL é de -287,39 milhões de dólares. Apesar de apresentar maior atratividade de investimento, comparado ao Caso 1, o Caso 2 é afetado pelo alto custo de produção do seu principal produto, o ATJ-BJJ, o que acarreta um potencial prejuízo. A Tabela 5.9 indica um potencial prejuízo de 12,10 milhões de dólares com a eventual comercialização dos combustíveis de aviação o que prejudica a atratividade de investimento da planta.

Dentre as biorrefinarias propostas, o Caso 2 apresenta o menor investimento necessário. Porém, apesar do investimento ser parecido com o do Caso Base, a receita anual produzida pela eventual comercialização dos produtos da biorrefinaria é bem inferior àquela observada no Caso Base, como pode ser visto na Tabela 5.9, a receita do Caso 2 é 24,07 milhões de dólares inferior à do Caso Base, e isso contribui para que não ocorra o retorno do montante investido dentre

os 25 anos de vida útil da biorrefinaria, como ilustrado na Figura 5.13. Portanto, o projeto apresenta VPL melhor que o do Caso 1, entretanto ainda não apresenta viabilidade financeira, o que se deve muito ao caráter imaturo da tecnologia de produção de BJF.

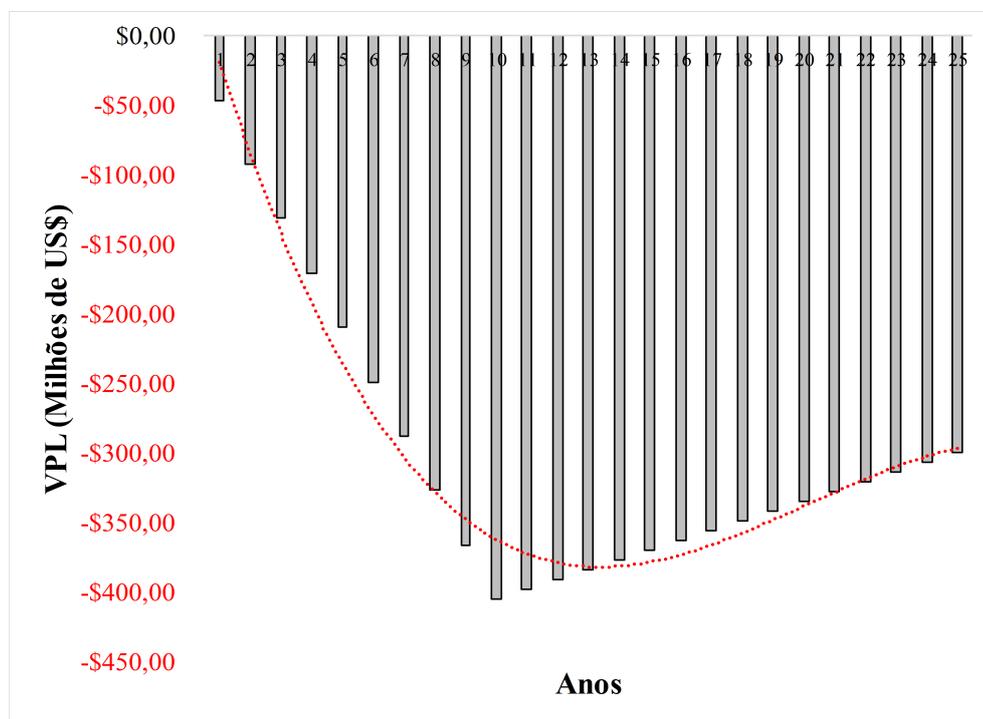


Figura 5.13: Fluxo de caixa e retorno de investimento para o Caso 2, Modalidade I.
Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o Caso 3, o VPL também é negativo, -689,66 milhões de dólares, indicando que o investimento não apresenta viabilidade financeira. O pior caso de atratividade financeira é apresentado no Caso 3, em função do grande potencial prejuízo que a produção de ATJ-BJF oferece, o que implica em uma receita de apenas 3,39 milhões de dólares anuais. Também nessa modalidade, o retorno de investimento não acontece dentro dos 25 anos de operação da planta, como apresentado na Figura 5.14.

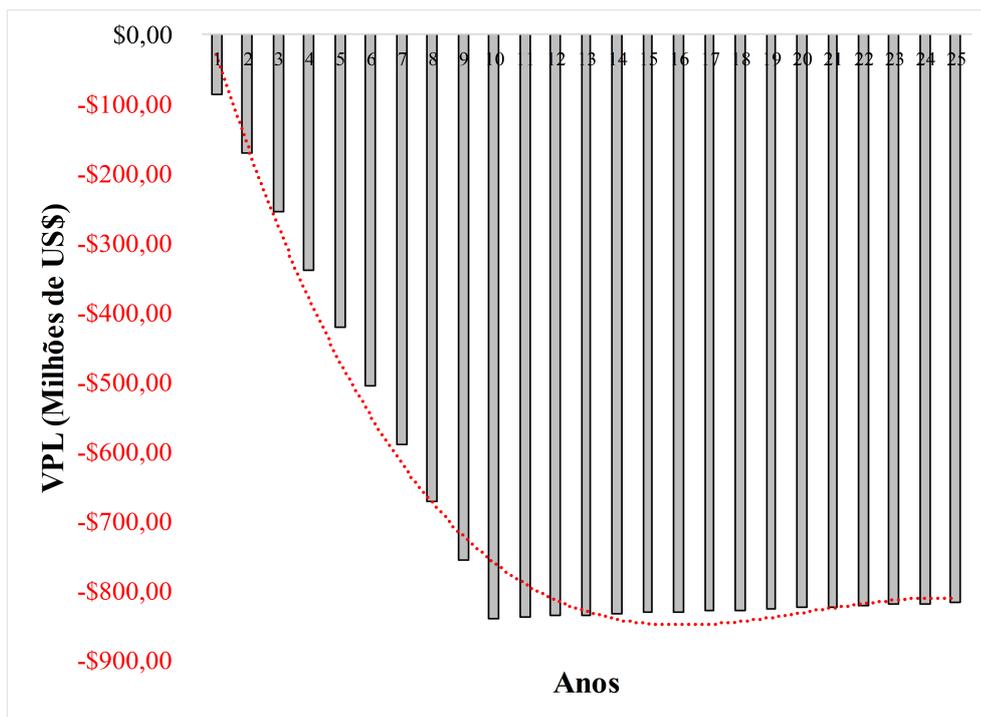


Figura 5.14: Fluxo de caixa e retorno de investimento para o Caso 3, Modalidade I.
Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 5.15 apresenta o VPL e a receita anual para os estudos de caso quanto a Modalidade I de investimento.

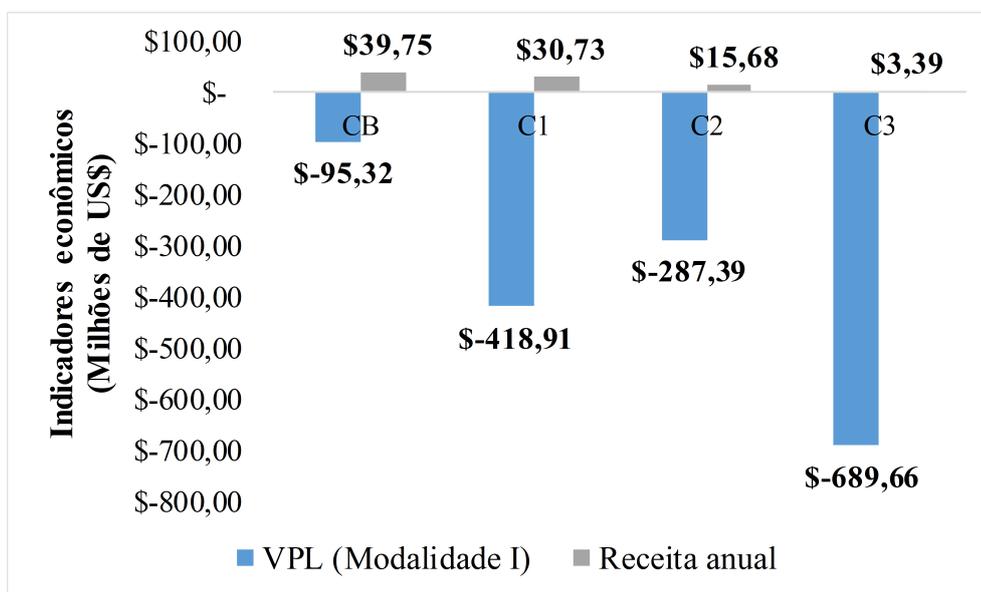


Figura 5.15: Indicadores econômicos dos estudos de caso para a Modalidade I.
Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4.1.2 Modalidade II

Na Modalidade II, em que já existe estrutura disponível para a operação da cogeração, os valores de investimentos são substancialmente menores e as receitas permanecem inalteradas. Logo os índices de VPL indicam maior atratividade para as biorrefinarias e os períodos de retorno de investimento são mais breves.

O VPL do Caso Base é de 165,49 milhões de dólares e o retorno de investimento acontece em 4 anos e 4 meses, já que o investimento cai para 104,50 milhões de dólares, nessa modalidade, enquanto a receita anual permanece em 39,75 milhões de dólares. A Figura 5.16 apresenta o gráfico do *payback* para esse caso.

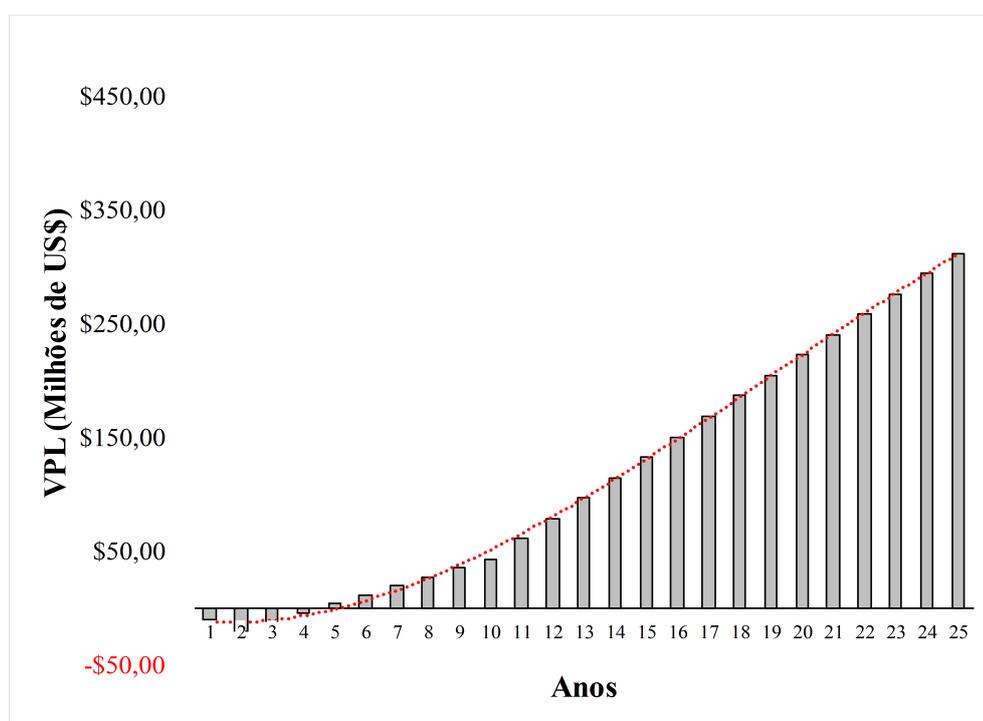


Figura 5.16: Fluxo de caixa e retorno de investimento para o Caso Base, Modalidade II.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o Caso 1, o VPL também não é positivo para essa modalidade, com valor de -158,09 milhões de dólares, o retorno do investimento não acontece após os 25 anos de operação da biorrefinaria, como mostra a Figura 5.17.

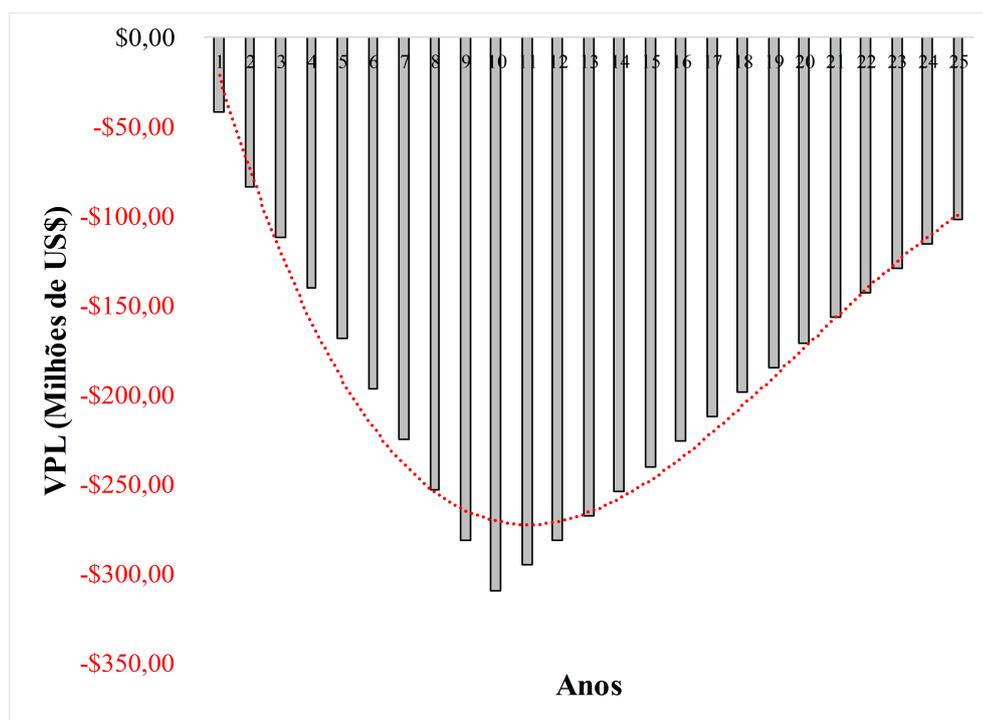


Figura 5.17: Fluxo de caixa e retorno de investimento para o Caso 1, Modalidade II.
Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o Caso 2, o VPL é de -26,57 milhões de dólares e o retorno do investimento, nesse caso, acontece eventualmente. Após 23 anos e 10 meses de operação, é possível o retorno do investimento para este Caso, nesta Modalidade. A Figura 5.18 apresenta a representação gráfica do *payback* para esse caso.

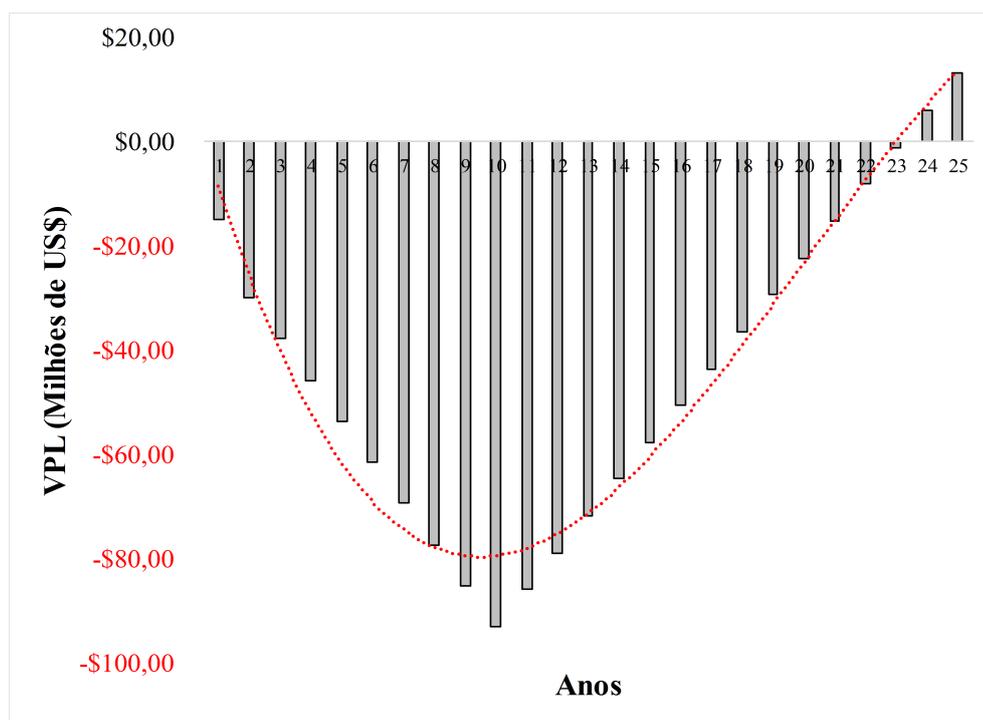


Figura 5.18: Fluxo de caixa e retorno de investimento para o Caso 2, Modalidade II.
Fonte: Elaborado pelo autor.

O Caso 3, requer maior investimento dentre todos, pois conta com duas estações para produzir BJJ. O VPL na modalidade II é de -428,85 milhões de dólares e não acontece um eventual retorno de investimento durante os 25 anos de trabalho, como apresentado na Figura 5.19. Isso se deve a baixa receita oferecida pela planta, uma vez que a planta ATJ oferece potencial prejuízo.

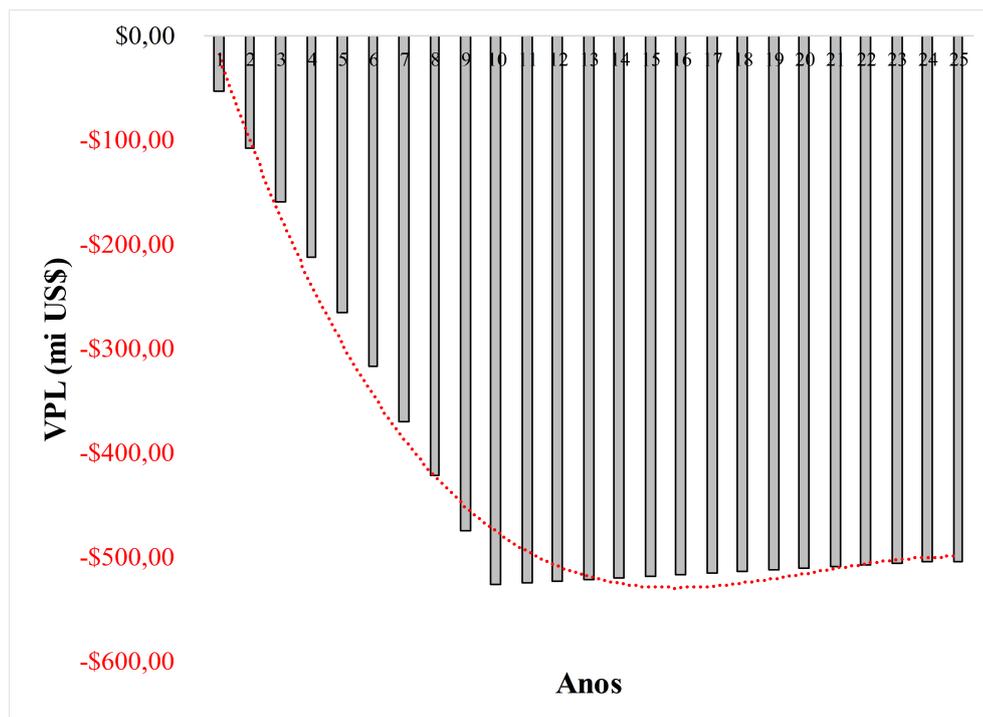


Figura 5.19: Fluxo de caixa e retorno de investimento para o Caso 3, Modalidade II.
Fonte: Elaborado pelo autor.

Como os Casos 1 e 3 requerem altos investimentos, devido ao processo HEFA, eles têm um valor ainda menor de VPL, embora nenhum caso apresente atratividade. Porém, diferente do Caso 2, ambos apresentam menores prejuízos potenciais com a produção dos combustíveis de aviação e lucro com o nafta, subproduto da reação HEFA, e, por isso, contam com maiores receitas. Todavia, a atratividade das biorrefinarias desses casos é limitada pelos altos investimentos. A Figura 5.20 apresenta o VPL e a receita anual dos estudos de caso.

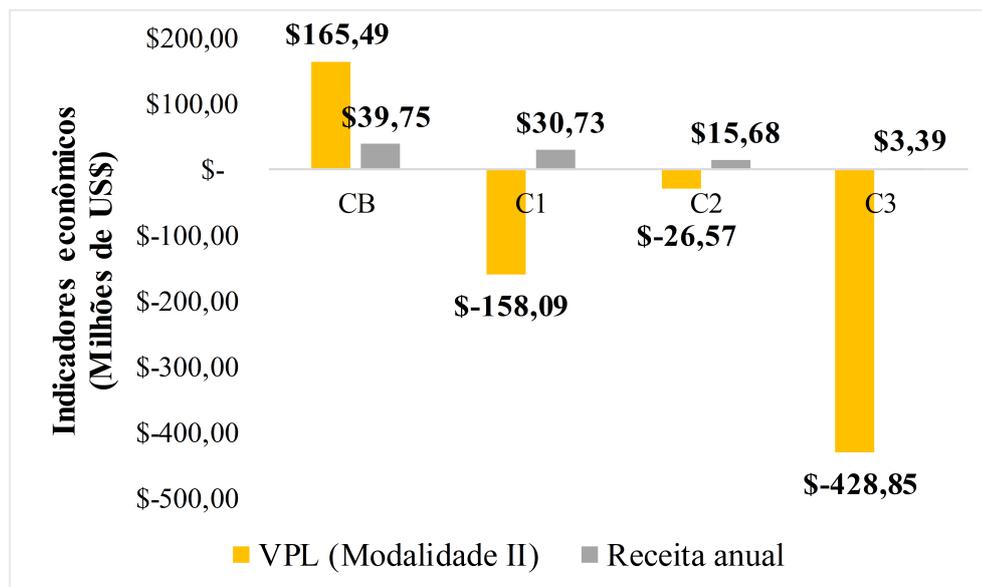


Figura 5.20: Indicadores econômicos dos estudos de caso para a Modalidade II.
Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4.2 Análise de Sensibilidade

Como a análise financeira, por meio do cálculo do VPL, não reflete exatamente o comportamento do mercado ao longo dos 25 anos de operação das plantas, a análise de sensibilidade deve ser executada. Essa análise permite observar a variação do VPL conforme as variações de parâmetros econômicos e preços dos produtos, das matérias-primas e de impostos e taxas referentes ao investimento.

Portanto, através de uma análise de sensibilidade de cada planta para cada modalidade de investimento é possível indicar quais são os principais fatores que influenciam na atratividade dos projetos estudados.

5.4.2.1 Caso Base - Modalidade I

No Caso Base, quanto há variação dos impostos da classe do IRPJ/CSLL, o VPL tem 194 % de variação no valor base de VPL. A classe tributária que inclui IPI, ICMS, PIS e COFINS causa variação de 100 % no cálculo do VPL. Enquanto as despesas com a aquisição de metanol influenciam em 36,2 %, o valor aplicado na planta quanto às contingências e ao capital de giro influenciam 1,5 % no VPL e as despesas com aquisição de biomassa influenciam 323,6 %. A taxa de juros considerada para a estimativa do investimento inicial da planta é o único parâmetro que não influencia linearmente no cálculo do VPL, logo, a variação positiva é de 99,6 % e o

recoo no VPL é de 30,2 %. Esses valores podem ser observados na ilustração da Figura 5.21.

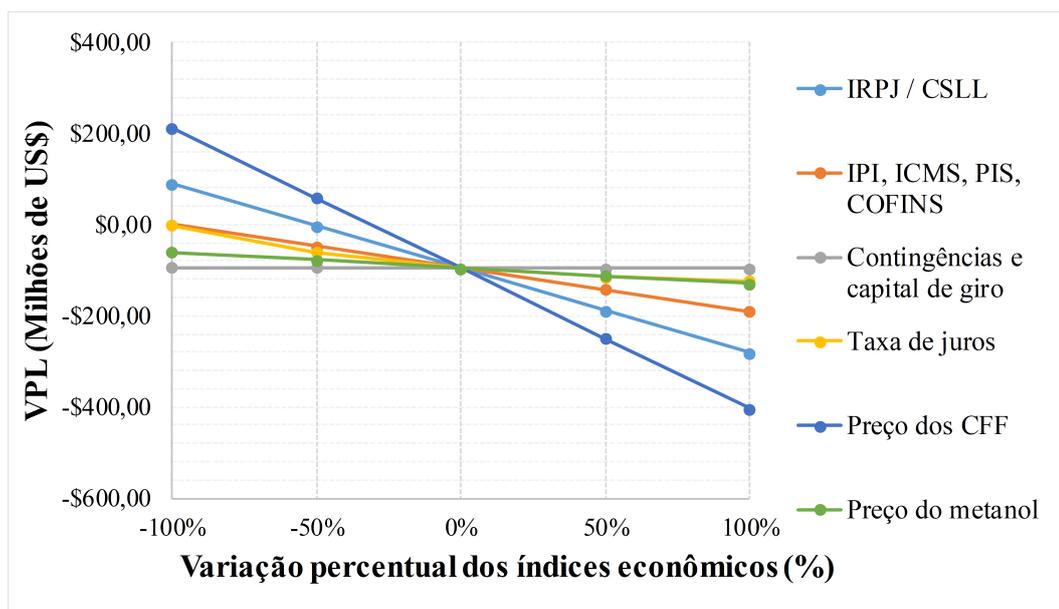


Figura 5.21: Análise de sensibilidade dos parâmetros de entrada no cálculo do VPL para o Caso Base, Modalidade I.

Fonte: Elaborado pelo autor.

O Caso Base apresenta apenas um biocombustível como produto principal, o biodiesel. Da planta de biodiesel, portanto, há uma grande dependência quanto a viabilidade econômica do investimento, como pode ser observado na Figura 5.22. Portanto, a diferença exercida pelo biodiesel no VPL da planta pode ser notada e a influência desse é maior, inclusive, que a influência das horas trabalhadas, o VPL varia 648 % com a variação do valor de comercialização do biodiesel. Enquanto a variação causada pela variação no preço de venda do excedente de eletricidade exerce 196,8 % de variação no VPL.

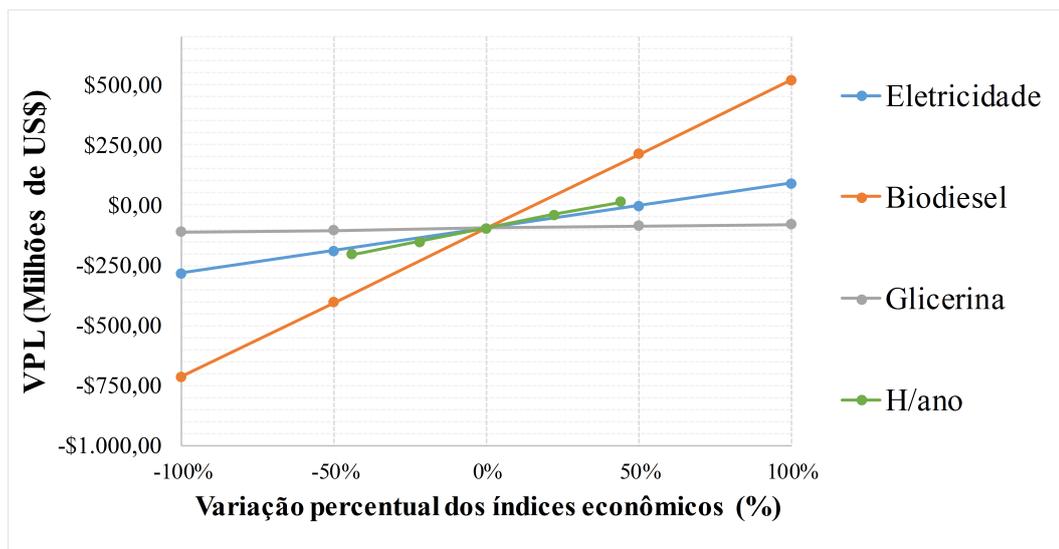


Figura 5.22: Análise de sensibilidade dos custos de venda dos produtos no cálculo do VPL para o Caso Base, Modalidade I.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Pode-se dizer, portanto, que apesar de o Caso Base apresentar os melhores indicadores econômicos, há uma dependência substancial a comercialização do biodiesel e qualquer problema nessa atividade pode acabar com a viabilidade financeira da planta.

5.4.2.2 Caso Base - Modalidade II

Para a Modalidade II, o VPL aumenta devido ao menor investimento necessário, logo, a influência dos parâmetros de entrada também diminui. A carga de impostos IRPJ/CSLL tem menor peso no VPL e o faz variar de 112 % nesse caso, referente a sua própria variação. Quanto a carga de impostos de IPI, ICMS, PIS e COFINS, a variação causada no VPL é de 57,7 %. Para a taxa de juros o avanço no VPL, quando essa é reduzida a zero, corresponde a 96,5 % e o recuo, quando a taxa é dobrada, corresponde a 45,9 %. As despesas com metanol, ao serem variadas, influenciam em 21 % no valor presente líquido, as contingências e o capital de giro influenciam 0,8 % ao serem variados e as despesas com aquisição de biomassa faz o VPL variar em 186,4 %. Todos índices menores que os apresentados para a Modalidade I. A Figura 5.23 apresenta os fatores comentados.

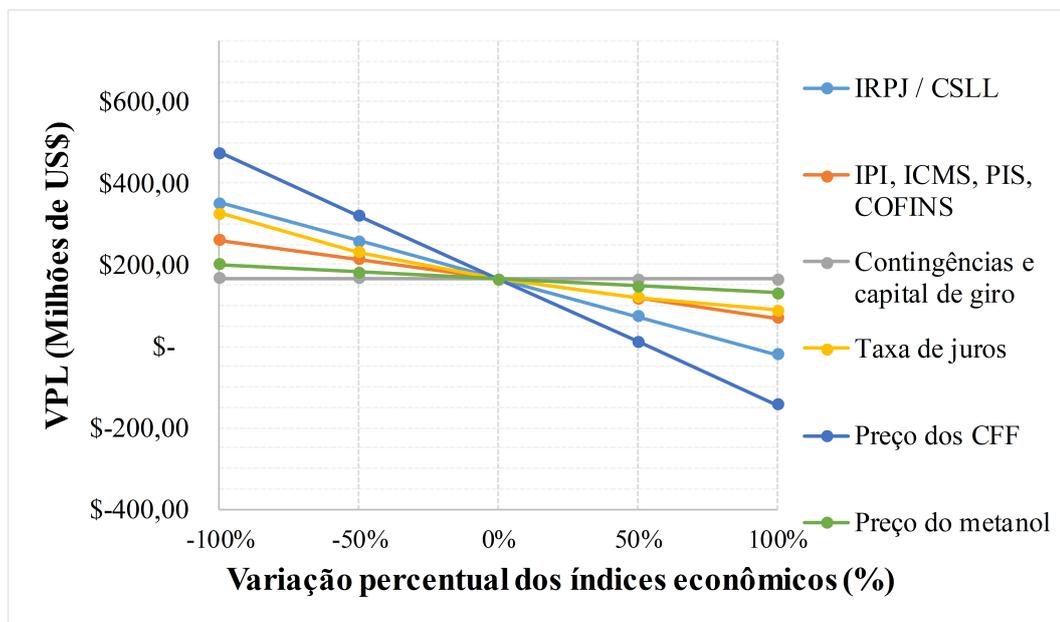


Figura 5.23: Análise de sensibilidade dos parâmetros de entrada no cálculo do VPL para o Caso Base, Modalidade II.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Apesar de influenciar menos no cálculo de VPL para a Modalidade II, a variação com o ganho com biodiesel ainda é a maior influência no Caso Base, numa margem bem distante ao outro produto da planta, a eletricidade excedente. O ganho com biodiesel tem capacidade de influenciar no VPL em 373 %, enquanto os ganhos com a venda de eletricidade apresentam 113,4 % de variação referente ao VPL base. O glicerol, que é subproduto da planta de biodiesel tem influência no VPL de 10,3 % com a variação dos preços de sua venda. E, por fim, há também a variação conforme a flutuação das horas trabalhadas, a variação do VPL é de 66,3 % para mais e para menos, quando se diminui as horas anuais de operação para 3360, ou, aumentam-nas para 8640. A Figura 5.24 apresenta a sensibilidade do VPL conforme esses índices.

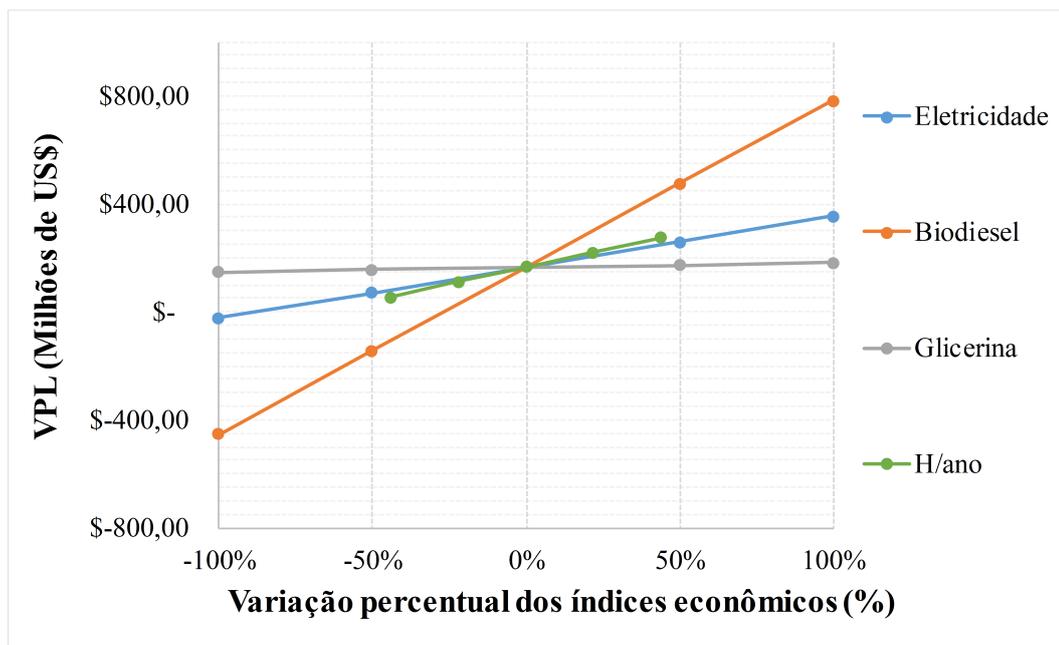


Figura 5.24: Análise de sensibilidade dos custos de venda dos produtos no cálculo do VPL para o Caso Base, Modalidade II.

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4.2.3 Caso 1 - Modalidade I

A análise de sensibilidade para a Modalidade I do investimento, apontou que o fator que mais influencia na atratividade do investimento é a incidência das duas classes de impostos consideradas. Ao reduzir a taxa de impostos IRPJ/CSLL e IPI, ICMS, PIS, COFINS a zero o VPL do Caso 1 varia 34,2 % e 17,6 %, respectivamente para cada classe tributária. A Figura 5.25 mostra a variação do VPL conforme a variação percentual de cada parâmetro considerado na análise financeira para o Caso 1.

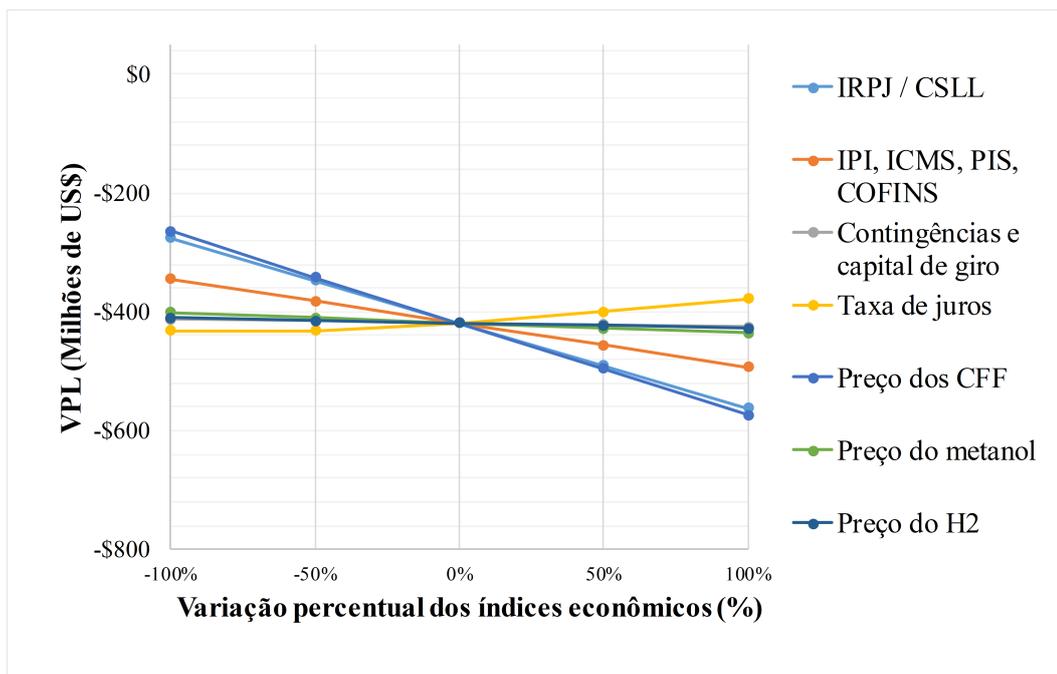


Figura 5.25: Análise de sensibilidade dos parâmetros de entrada no cálculo do VPL para o Caso 1, Modalidade I.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A taxa de juros considerada para cálculo do investimento total nas plantas também é um fator que influencia na variação do VPL do Caso 1, a redução dessa taxa a zero implica 2,9 % de elevação no valor presente líquido, enquanto ao dobrar a incidência dessa taxa, o recuo no VPL seria de 9,6 %.

O preço dos insumos como H₂, CFF e metanol também tem influência nos valores do VPL. Com a variação no preço de aquisição do H₂, a variação implicada no VPL é de 2 %; com a variação no custo de obtenção dos CFF, a variação do VPL é de 36,8 %; e para o custo despendido com o metanol, o VPL varia é de 4,1 %. A variação percentual nos valores de contingências e capital de juros, ao qual está incluído a fração de operação e manutenção faz o VPL variar em 1,5 % para mais e para menos.

Além de variar os parâmetros de entrada para o investimento, pode-se executar uma análise de sensibilidade também para os valores de venda dos produtos da biorrefinaria (eletricidade, biodiesel, BJB). Com isso, pode-se observar o produto que influencia mais nas vendas a fim de obter lucro. Também é incluída nessa etapa da análise de sensibilidade as horas de operação anual da planta, que refletem no investimento inicial e na receita anual de cada biorrefinaria. A Figura 5.26 apresenta a variação percentual do preço de venda dos produtos do Caso 1, considerando a Modalidade I de investimento.

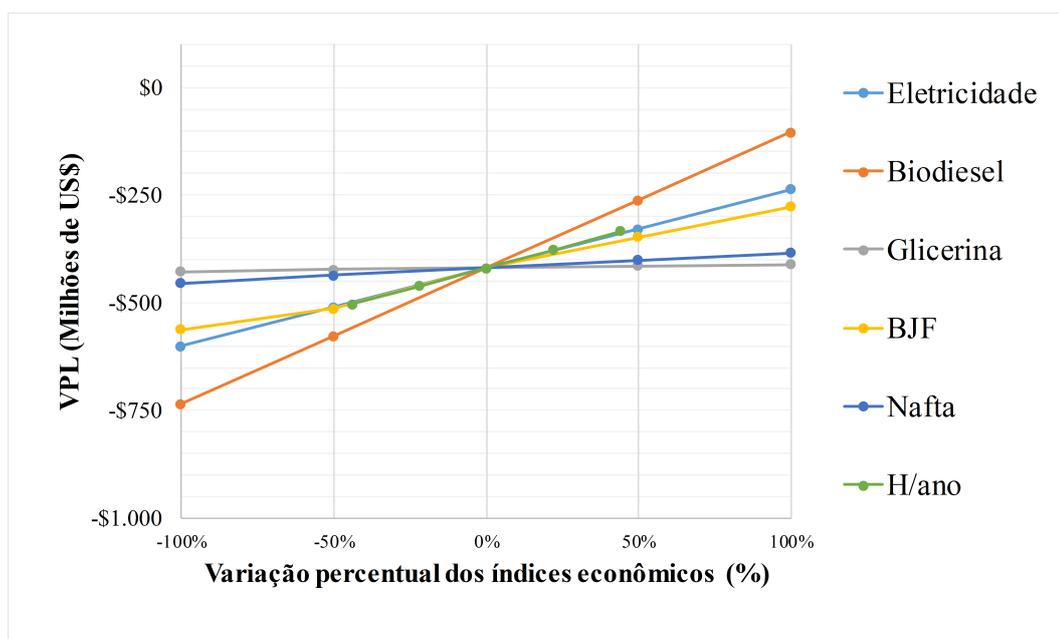


Figura 5.26: Análise de sensibilidade dos custos de venda dos produtos no cálculo do VPL para o Caso 1, Modalidade I.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os subprodutos das reações, glicerol e nafta, não apresentam grandes influências, isso pode ser explicado pela pequena quantidade de produção desses substratos. Pelo glicerol o VPL varia 2,0 % e pelo Nafta a variação é maior, 8,4 %. O VPL varia em uma faixa maior com o preço de venda do biodiesel e dos BJJ, principais produtos das reações. Para o biodiesel, variação mais sensível, é de 75,3 % e para o BJJ 34,1 %.

Há de se citar também a variação no VPL devido às horas trabalhadas. Variando às horas de 3360 até o máximo de 8640 é apresentada variação no valor do VPL de 20,2 %.

5.4.2.4 Caso 1 - Modalidade II

A análise de sensibilidade conduzida para a Modalidade II de investimento apresenta comportamento semelhante à análise conduzida para a Modalidade I. Quanto aos parâmetros de entrada para o cálculo do VPL, o maior peso no cálculo do VPL ainda é dado pelos impostos IRPF/CSLL, seguidos do IPI, ICMS, PIS e COFINS, variações de 90,7 % e 46,7 %, respectivamente. A Figura 5.27 mostra o comportamento sensível para o Caso 1, que apresenta comportamento semelhante aos demais.

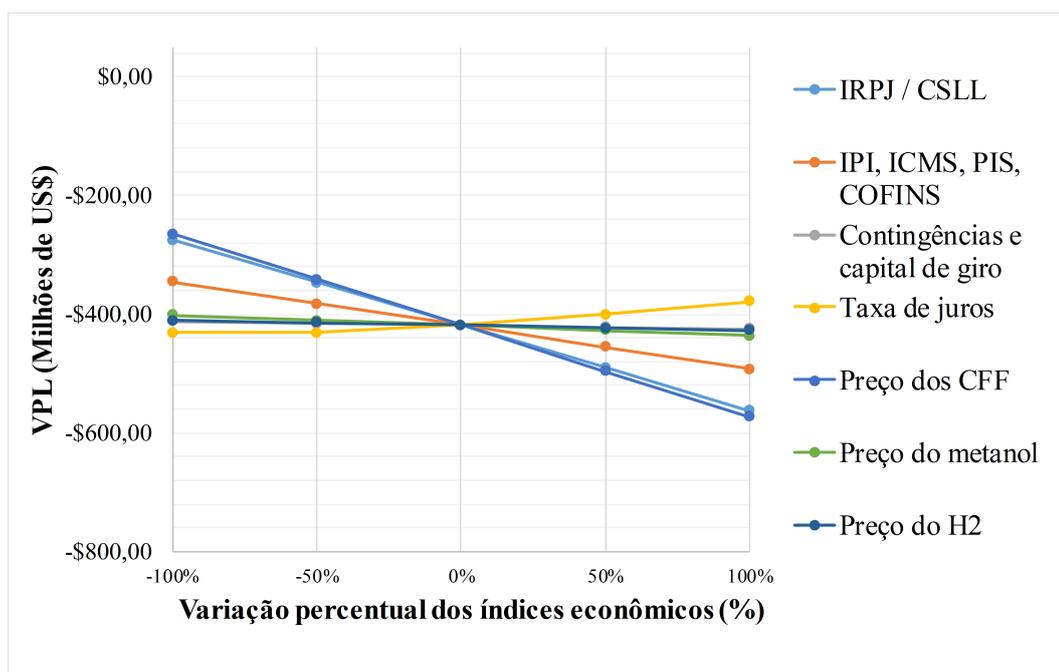


Figura 5.27: Análise de sensibilidade dos parâmetros de entrada no cálculo do VPL para o Caso 1, Modalidade II.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Observa-se também que a variação da taxa de juros tem influência significativa no cálculo do VPL. Ao variar essa entre 0 e 8,5 %, a variação para menos é de 4,4 % e para mais é de 33,2 %. Com a variação no preço de aquisição do H₂, a variação implicada no VPL é de 5,4 % para essa modalidade; variando o custo de obtenção dos CFF, a variação do VPL é de 97,6 %; e para a variação das despesas com o metanol, o VPL varia é 10,9 %. A variação percentual nos valores de contingências e capital de giro, faz o VPL variar em 4 %.

Para a variação do preço de venda dos produtos das biorrefinarias e das horas trabalhadas, também nessa modalidade, a curva de maior variação obtida pela análise de sensibilidade é referente a variação do preço de venda do biodiesel, como apresentado na Figura 5.28. A variação referente às horas de trabalho entre 3360 e 8640, faz o VPL variar 53,6 %. Quanto aos produtos: para eletricidade, esse valor é de 115 %, para o biodiesel 199,6 % e para o BJB 90,3 %. Quanto aos subprodutos das reações, a variação no preço de venda do Glicerol faz o VPL variar 5,4 % e a variação no preço de comercialização do nafta designa variação de 22,2 % no cálculo de VPL para a Modalidade II.

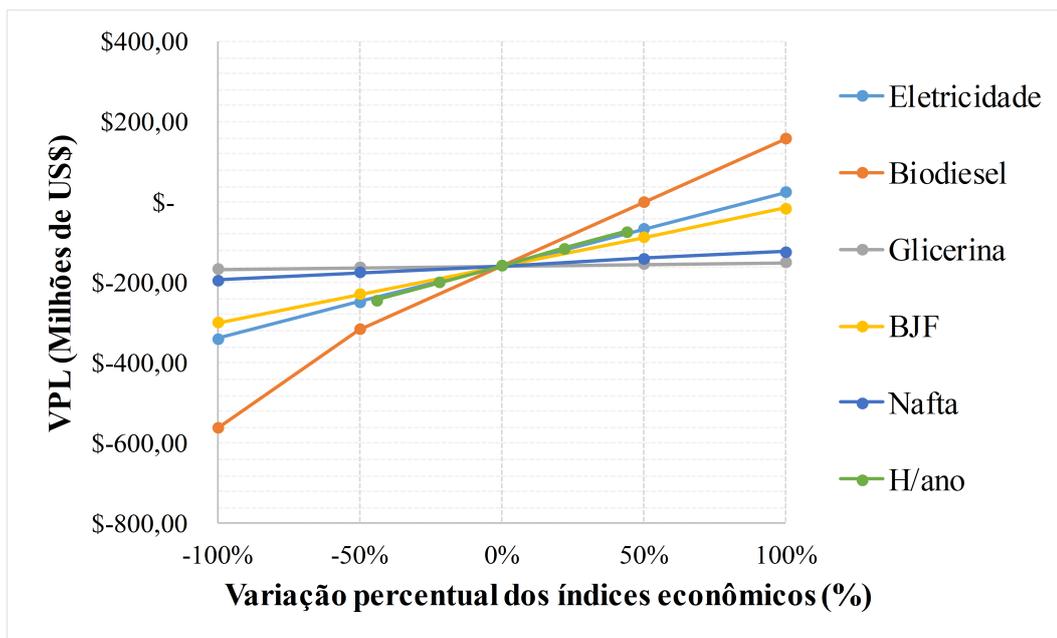


Figura 5.28: Análise de sensibilidade dos custos de venda dos produtos no cálculo do VPL para o Caso 1, Modalidade II.

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4.2.5 Caso 2 - Modalidade I

Para o Caso 2, o comportamento dos parâmetros de entrada da análise financeira é parecido com a análise feita para o Caso 1. Os impostos desempenham grande influência na atratividade financeira das plantas. A redução da carga de IRPJ/CSLL a zero faria do investimento cerca de 25,5 % mais atrativo, o salto no VPL seria de 73,21 milhões de dólares. Os impostos IPI, ICMS, PIS, COFINS também se mostram um fator influente no cálculo do VPL. Ao variar a carga tributária de -100% a 100%, o VPL varia 13,1 %. A taxa de juros é o único componente que não varia linearmente, como pode ser observado na Figura 5.29. Quando a taxa de juros é zerada, o VPL tem um salto de 11,8 %, e ao ser dobrada a taxa de juros, o VPL recua em 8,5 %.

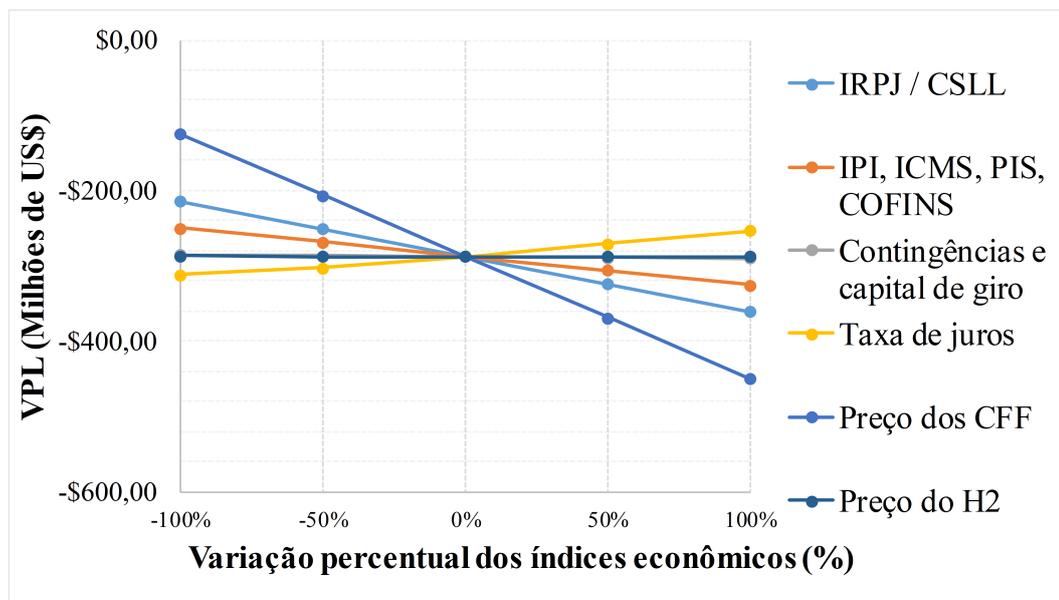


Figura 5.29: Análise de sensibilidade dos parâmetros de entrada no cálculo do VPL para o Caso 2, Modalidade I.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A variação das contingências e capital de giro oferece ao VPL variação 1,0 %, a variação das despesas com o gás hidrogênio (H_2), varia o VPL em 0,1 % e a variação das despesas para aquisição dos CFF provê uma variação de 56,4 % no VPL. Com a variação do preço de venda dos produtos obtidos pela biorrefinaria do Caso 2, o VPL variou mais com o biodiesel, 107,5 %, como é apresentado na Figura 5.30.

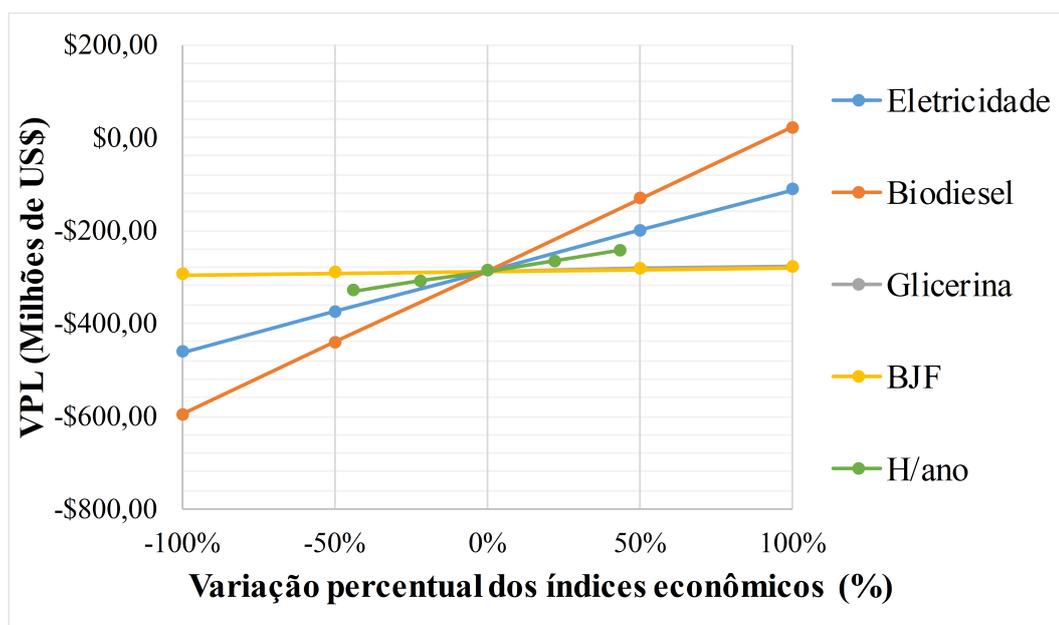


Figura 5.30: Análise de sensibilidade dos custos de venda dos produtos no cálculo do VPL para o Caso 2, Modalidade I.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o BJJ a variação é inferior ao Caso 1, a influência no VPL é de 2,6 %. A eletricidade excedente quanto tem seu preço de comercialização variado impõe à atratividade do investimento, representada pelo VPL, uma variação de 60,9 % para mais e para menos. O número de horas trabalhadas, variando de 3360 a 8640, impõe variação percentual de 15,1 % no VPL.

5.4.2.6 Caso 2 - Modalidade II

Para a Modalidade II a variação dos parâmetros de entrada da análise financeira e do preço de mercado dos produtos das biorrefinarias são menos sensíveis que para a Modalidade I. Quando a variação da incidência dos impostos IRPJ/CSLL, o VPL varia 275 %. A carga tributária da classe do IPI, ICMS, PIS e COFINS é variada, o VPL varia de 141,7 %.

Como é apresentado na Figura 5.31, o preço de aquisição dos CFF, do H₂ e os custos com contingências e capital de giro, junto de suas variações, impõe efeito sensível a curva do VPL de 610 %, 1,5 % e 9,3 % respectivamente. A variação da taxa de juros se mostra como a única curva não-linear dentre os parâmetros da análise financeira. Ao variar essa taxa de 0 até 8,5 %, respectivamente, o valor base do VPL varia positivamente 151,3 % e recua 50,2 %.

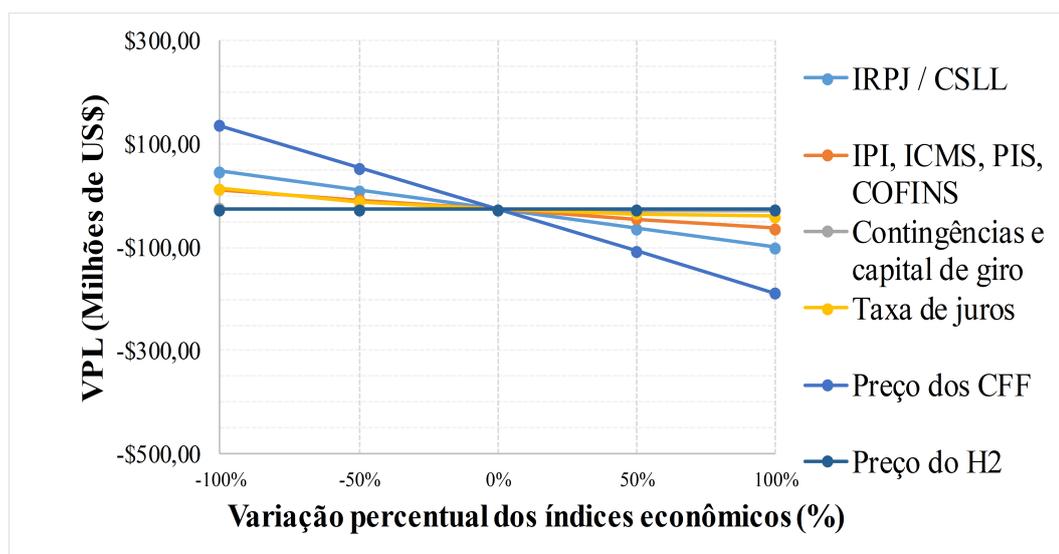


Figura 5.31: Análise de sensibilidade dos parâmetros de entrada no cálculo do VPL para o Caso 2, Modalidade II.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Ao analisar a sensibilidade dos preços de vendas e horas trabalhadas para o Caso 2, na Modalidade II de investimento, nota-se que a produção de BJF não se mostra como um fator que faça variar a atratividade do empreendimento. O custo de produção dos BJF para o Caso 2 comparados com os preços praticados no mercado entre 2015 e 2020, para o combustível de aviação convencional, de origem fóssil, indicam potencial prejuízo nas vendas. Entretanto, com a diminuição do preço de venda pela metade esse prejuízo pode ser minimizado, assim como, com o aumento desse preço na mesma proporção, levaria ao aumento do eventual prejuízo. O efeito designado por essa variação indica 28,4 % de variação no Valor Presente Líquido do Caso 2 para a Modalidade II. Esse valor representa a menor influência no VPL, dentre os produtos da biorrefinaria do Caso 2. A variação efetuada pelo preço de venda do glicerol no VPL é de 32 %. A Figura 5.32 apresenta o comportamento do VPL conforme varia-se os preços de venda dos produtos da biorrefinaria no Caso 2.

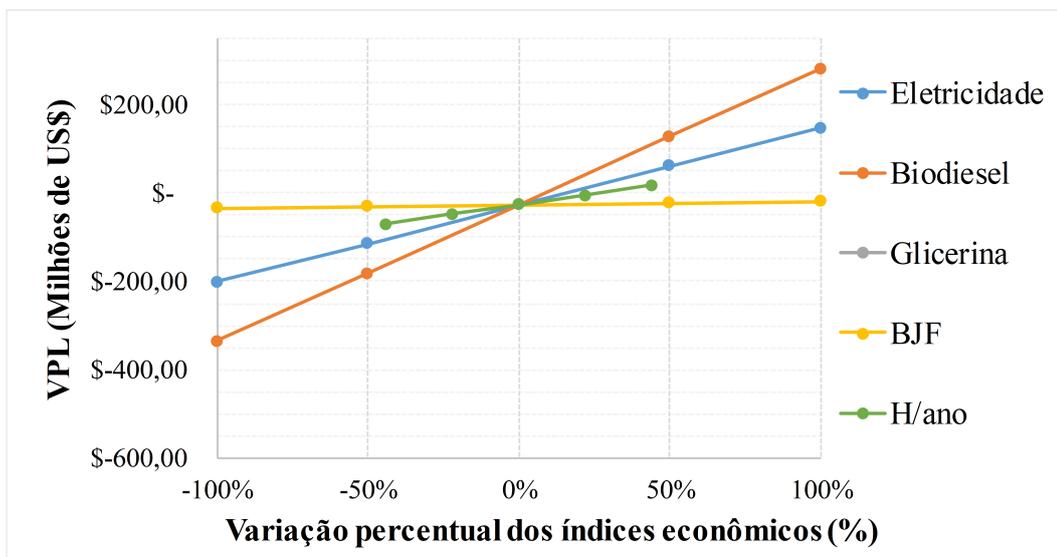


Figura 5.32: Análise de sensibilidade dos custos de venda dos produtos no cálculo do VPL para o Caso 2, Modalidade II.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A comercialização da eletricidade excedente para o Caso 2 tem efeito maior na atratividade do projeto quando comparada ao Caso 1. A variação no VPL causada pela flutuação do preço de comercialização da energia é de 658 %. O principal produto da biorrefinaria em termos de viabilidade econômica é o biodiesel que impõe variação de 1163 % ao VPL e a variação das horas de trabalho por ano causa 162,8 % de variação no valor base do VPL.

5.4.2.7 Caso 3 - Modalidade I

Para o Caso 3, a maior planta dentre os estudos de caso, os comportamentos das curvas de variação do VPL não são muito diferentes dos casos anteriores. O efeito causado pelas contingências e capital de giro, junto da variação das despesas com aquisição de matéria-prima, CFF, e reagentes, metanol e H₂, não são muito sensíveis. Tal qual as curvas representativas desses, na Figura 5.33, são bem próximas do valor calculado de VPL na seção 5.4.

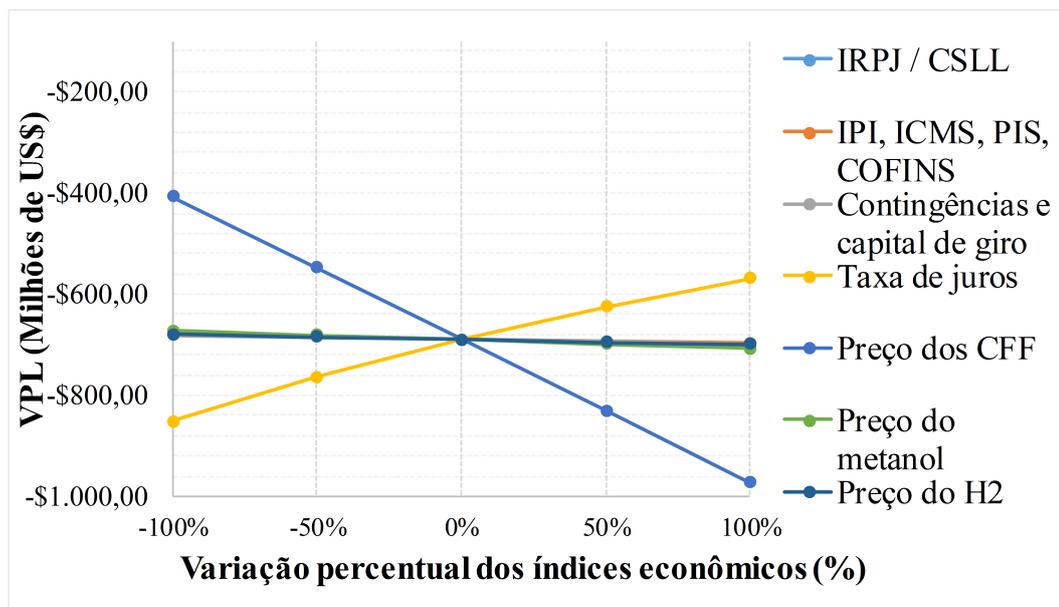


Figura 5.33: Análise de sensibilidade dos parâmetros de entrada no cálculo do VPL para o Caso 3, Modalidade I.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os parâmetros que são representados como maiores influenciadores no cálculo do VPL para o Caso 3, são o custo com os CFF, a taxa de juros e os impostos, IRPJ/CSLL e IPI, ICMS, PIS, COFINS. As classes de impostos citadas fazem o VPL variar em 2,3 % e 1,2 %, respectivamente, para mais e para menos. Quanto aos produtos da biorrefinaria do Caso 3, a variação do VPL com a variação dos preços de venda é apresentada na Figura 5.34, junto da variação causada pela mudança das horas anuais de trabalho da planta.

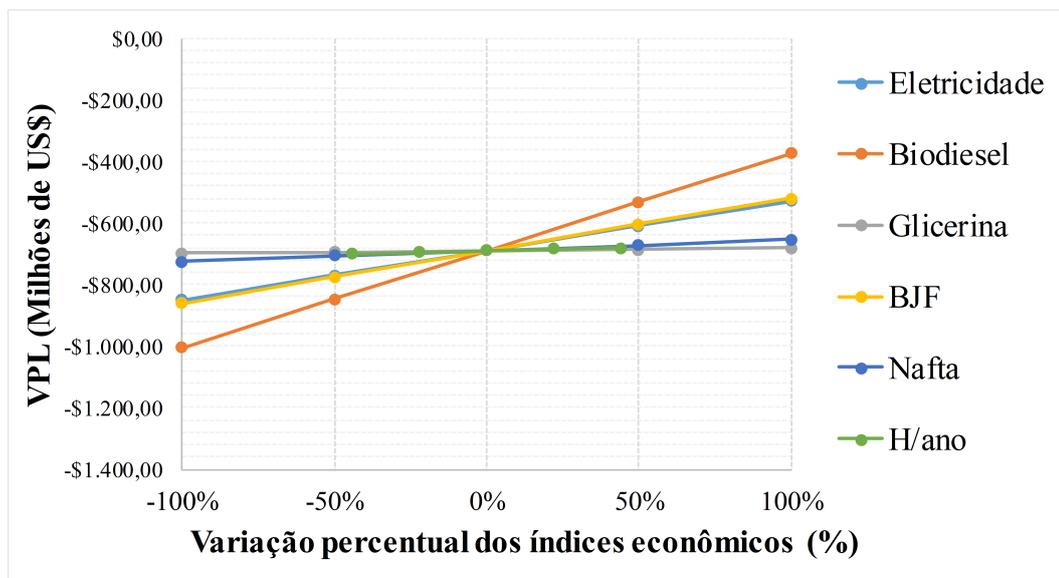


Figura 5.34: Análise de sensibilidade dos custos de venda dos produtos no cálculo do VPL para o Caso 3, Modalidade I.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A variação causada pela mudança nas horas trabalhadas é a menor dentre os três casos na Modalidade I quanto a esse parâmetro, a variação causada é de 1,4 %. Dos principais produtos, o que desempenha maior influência na variação do VPL é o biodiesel, 45,9 %. O BJJF e a eletricidade, nessa ordem, vem em sequência com efeitos de 24,6 % e 23,2 %, respectivamente, no VPL. O efeito do biodiesel pode ser explicado por esse ser o biocombustível produzido em maior volume e com menores custos na biorrefinaria. Para o BJJF, a variação calculada é dada uma vez que com a combinação das tecnologias ATJ e HEFA, no Caso 3, a produção aumenta. E a eletricidade excedente, que pode ser comercializada, que influencia menos no Caso 3 que em qualquer outro investimento estudado na Modalidade I. Os subprodutos dos processos de obtenção dos biocombustíveis também apresentam influência na atratividade da biorrefinaria. Com a variação no preço de comercialização do glicerol, o VPL varia 1,2 % e para o nafta, o VPL varia 5,1 %.

5.4.2.8 Caso 3 - Modalidade II

Para a Modalidade II e Caso 3, a variação no preço dos CFF apresenta a maior influência dentre os parâmetros de entrada para análise financeira. A variação causada no VPL pela variação desse parâmetro é de 65,8 % nesse caso. O conjunto composto de IPI, ICMS, PIS e COFINS, ao variar, tem um efeito de 1,9 % e o IRPJ/CSLL 3,7 % na atratividade do investimento, para

a Modalidade II. A Figura 5.35 apresenta essas variações, tal como, as variações causadas pela taxa de juros, de 22,5 % para menos e 17,2 % para mais, despesas de contingência e capital de giro, que apresentaram variação de 2,1 % no valor base do VPL e das despesas com aquisição dos reagentes.

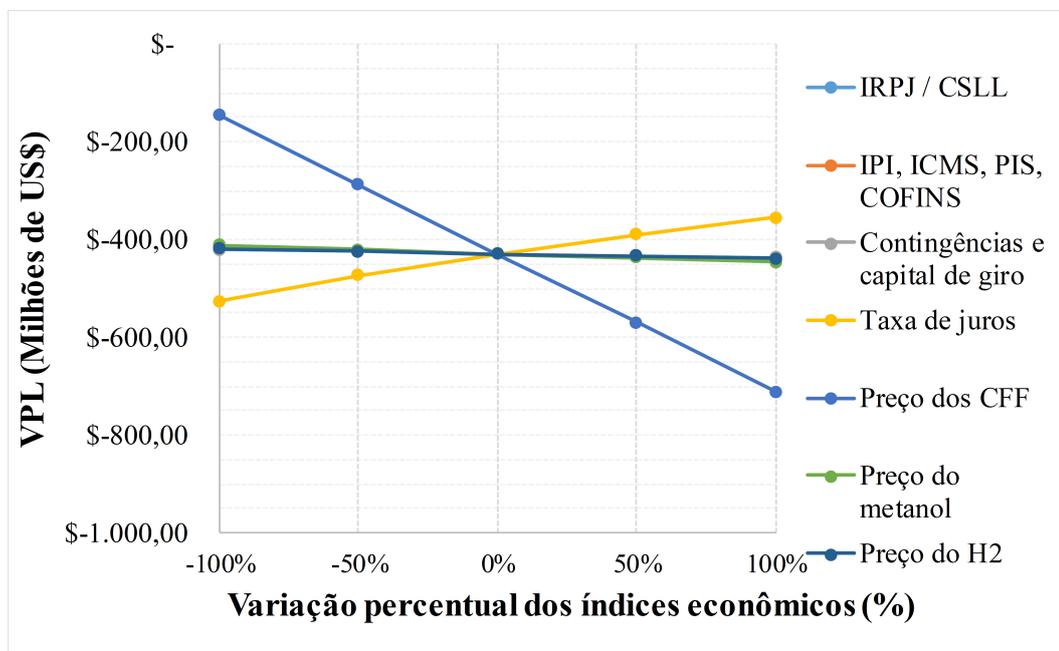


Figura 5.35: Análise de sensibilidade dos parâmetros de entrada no cálculo do VPL para o Caso 3, Modalidade II.

Fonte: Elaborado pelo autor.

As variações nas despesas associadas a aquisição de reagentes, H₂ e metanol, impuseram variação no VPL de 2,3 % e 4,0 % na atratividade do investimento.

A variação do preço de venda dos produtos e das horas trabalhadas pela biorrefinaria e seus efeitos no VPL, são apresentados na Figura 5.36. A margem de variação do VPL é de 2,2 % ao variar as horas de trabalho entre 3360 e 8640. Os subprodutos da transesterificação e do processo HEFA, glicerol e nafta, respectivamente, são os produtos com efeito menos sensível na atratividade do projeto. A variação do preço de comercialização desses substratos impõe 2,0 % e 8,2 % de diferença no VPL do Caso 3, na Modalidade II.

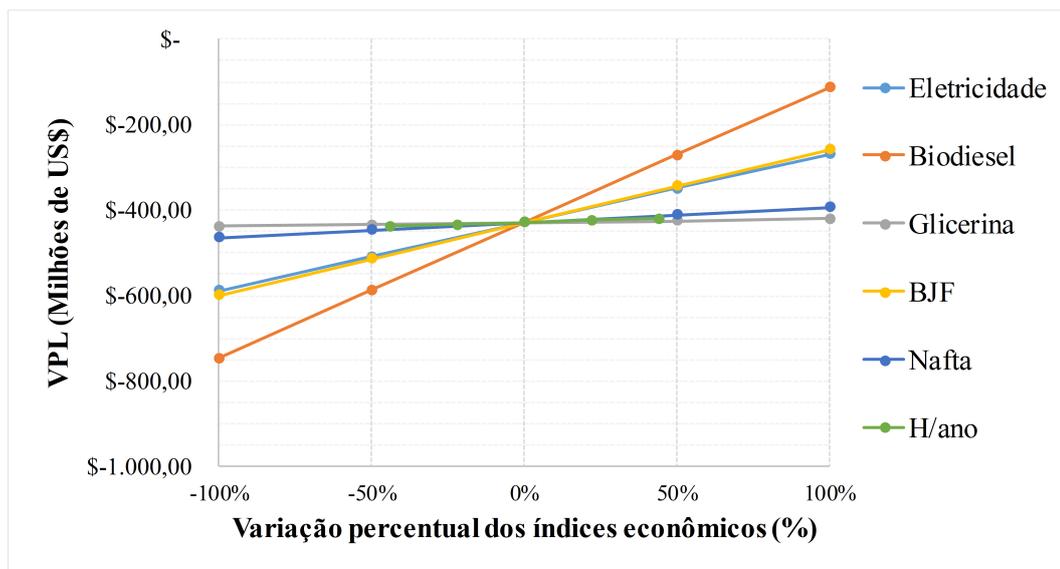


Figura 5.36: Análise de sensibilidade dos custos de venda dos produtos no cálculo do VPL para o Caso 3, Modalidade II.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os principais produtos da biorrefinaria, por sua vez, tem uma influência maior. A eletricidade a ser comercializada, quando tem seu preço de venda variado, faz o VPL variar em 37,3 %. A mesma operação para o biocombustível aeronáutico influencia o VPL a variar em uma margem de 39,6 % e para o biodiesel, o índice chega a 73,7 %.

Capítulo 6

Análise Ambiental de Ciclo de Vida

Neste capítulo estão apresentados os resultados referentes aos impactos ambientais originados das biorrefinarias estudadas, com base no objetivo, escopo e alocação abordados no capítulo de metodologia. Para obter tais resultados foi aplicada a metodologia Análise do Ciclo de Vida, com a ferramenta IMPACT 2002+ do SimaPro[®]. Portanto, são definidos os inventários, a metodologia de avaliação de impacto e a abordagem exergoambiental dos impactos ambientais referentes ao potencial de aquecimento global das plantas.

6.1 Inventário de emissões

Além de considerar a produção de etanol de segunda geração e as duas rotas de produção de biocombustíveis aeronáuticos, há de se considerar também a fase de cultivo e transporte dos CFF nos inventários, além da fase de extração, quanto as emissões de poluentes. Entretanto, vale salientar que a produção de biocombustíveis aeronáuticos via ATJ não conta com emissões diretas, porém tem um impacto designado devido aos processos anteriores a esse e, também, devido à cogeração que fornece energia necessária para o funcionamento do processo (GUTIÉRREZ-ANTONIO et al., 2017).

6.1.1 Cultivo da palma de azeite

As principais emissões da cadeia produtiva da produção de biodiesel do óleo de palma são originadas na fase de agricultura. Essa parcela maior das emissões é oriunda da aplicação de fertilizantes, pesticidas, herbicidas e combustível nas máquinas agrícolas e de transporte dos cachos colhidos. O consumo de diesel considerado para as máquinas agrícolas é de 0,58 L/t

de CFF (BATLLE et al., 2020). Na Tabela 6.1 são apresentadas as emissões ao ar, água e solo correspondentes ao cultivo da palma de azeite.

Tabela 6.1: Inventário de emissões para o cultivo da palma.

Emissões geradas ao ar - Diesel	Valor	Unidade	Referência
CO ₂	1,16	kg/t CFF	Lee & Ofori-Boateng (2013)
Hidrocarbonetos	3,77E-03	kg/t CFF	
CO	1,04E-02	kg/t CFF	
NO _x	2,61E-02	kg/t CFF	
Material Particulado	2,72E-03	kg/t CFF	
SO _x	1,85E-03	kg/t CFF	
Emissões geradas ao ar - fertilizante	Valor	Unidade	Referência
Amônia – NH ₃	0,324	kg/t CFF	Valderrama (2018)
N ₂ O	0,190	kg/t CFF	
NO	0,060	kg/t CFF	
N ₂	0,516	kg/t CFF	
Glifosato	0,0667	kg/t CFF	
Metsulfuron-methyl	0,019	kg/t CFF	
Glufosinato de Amonio	0,265	kg/t CFF	
<i>Paraquat</i>	0,022	kg/t CFF	
Emissões geradas para a água - fertilizante	Valor	Unidade	Referência
Nitratos	2580	kg/t CFF	Valderrama (2018)
Fostatos	0,046	kg/t CFF	
Glifosatos	0,0667	kg/t CFF	
Metsulfuron-methyl	0,019	kg/t CFF	
Carbofuranos	0,0045	kg/t CFF	
Glufosinato de Amonio	0,265	kg/t CFF	
<i>Paraquat</i>	0,022	kg/t CFF	
Emissões geradas ao solo - fertilizante	Valor	Unidade	
Glifosatos	0,0667	kg/t CFF	Valderrama (2018)
Metsulfuron-methyl	0,019	kg/t CFF	
Carbofuranos	0,0045	kg/t CFF	
Glufosinato de Amonio	0,265	kg/t CFF	
Methamidophos	0,0056	kg/t CFF	
<i>Paraquat</i>	0,022	kg/t CFF	

6.1.2 Transporte dos CFF para a biorrefinaria

O transporte rodoviário é o mais comum no cenário brasileiro, portanto, para este estudo se considera o uso de uma frota de caminhões de carga pesada para o transporte dos CFF da lavoura até a biorrefinaria, distância assumida de 40 km. Os gases emitidos para esse tipo de veículo são

devido a combustão interna do combustível fóssil em seu motor. Os principais poluentes são os gases CO, CO₂, NO_x e material particulado, os respectivos fatores de emissão são apresentados na Tabela 6.2.

Tabela 6.2: Principais poluentes emitidos por veículos rodoviários de alta carga. Adaptado de Ocampo (2019)

Fatores de Emissão do Diesel	Valor	Unidade
CO ₂	17,12	kg/t CFF
NO _x	0,154	kg/t CFF
CO	0,385	kg/t CFF
Material particulado	0,040	kg/t CFF

6.1.3 Extração do óleo de palma

O potencial de aquecimento global, impacto ambiental analisado pela ACV, que compete à extração do óleo de palma se caracteriza por emissões para o ar. Essas são apresentadas na Tabela 6.3.

Tabela 6.3: Emissões do processo de extração do óleo de palma. Adaptado de Ocampo (2019)

Emissões para o Ar	kg / t_{OP}
CO ₂	9,526
CO	0,055
NO _x	0,250
Material Particulado – PM ₁₀	0,0181

6.1.4 Refino e Transesterificação

A etapa de refino do óleo cru e a, posterior, reação de transesterificação que resulta no biodiesel têm contribuição no potencial de aquecimento global que a planta acarreta. As emissões são do caráter de poluição do ar atmosférico, entretanto, também há produção de efluentes (*waste water*) que causam impacto também aos ecossistemas aquáticos. Os fatores considerados nos inventários para a planta de biodiesel das biorrefinarias são apresentados na Tabela 6.4.

Tabela 6.4: Emissões do processo de refino e transesterificação. Adaptado de Ocampo (2019)

Emissões para o Ar	kg/t_{biodiesel}
CO ₂	45,28
CO	0,261
NO _x	1,208
SO _x	0,080
Material Particulado – PM ₁₀	0,086
Emissões para a água	kg/t_{biodiesel}
Efluentes (<i>waste water</i>) ^a	191

^a Fonte: Lee & Ofori-Boateng (2013).

6.1.5 Usina de Etanol 2G

Os compostos processados para obtenção de etanol celulósico, os cachos vazios, são resíduos da extração de óleo dos frutos frescos de dendê. Logo, há carga ambiental proveniente do cultivo e do transporte dos insumos da lavoura à biorrefinaria. O processo de conversão da biomassa lignocelulósica em etanol é intensivo energeticamente no cumprimento de todas as suas fases, do pré-tratamento até a destilação. Além disso, há o impacto que é designado pelo uso de reagentes e catalisadores, como o H₂SO₄ e o NaOH para os processos de conversão. Com isso, há de se citar que o baixo rendimento das reações procedidas na Usina de Etanol potencializa o impacto ambiental designado pelos reagentes, catalisadores e pelo suprimento energético (LEE; OFORI-BOATENG, 2013).

A Tabela 6.8 apresenta as emissões causadas pela produção do biocombustível a partir dos cachos de fruta vazios.

Tabela 6.5: Emissões da produção de Etanol 2G. Adaptado de Lee & Ofori-Boateng (2013).

Emissões geradas ao ar	g/t_{E2G}
NO _x	1,65E-03
CO ₂	0,436
CO	0,201
SO ₂	6,41E-04
Material particulado - PM ₁₀	8,02E-04

6.1.6 HEFA

A tecnologia de produção de biocombustíveis para aviação utiliza de hidrogênio em suas reações de deoxigenação do óleo vegetal, com isso as cadeias de hidrocarbonetos são dimensionadas pelas reações de craqueamento e isomerização para se adequar a padronização dos jet fuels (JONG et al., 2017). Portanto, as emissões características à essas reações químicas envolvem a dissipação de CO₂ e outros gases. Os principais poluentes emitidos na atmosfera são apresentados na Tabela 6.6.

Tabela 6.6: Emissões da produção de BJF via HEFA. Adaptado de Vásquez et al. (2019)

Emissões geradas ao ar	kg/t_{BJF}
CO ₂	50,240
H ₂	11,080
H ₂ S	0,150
Hidrocarbonetos	40,490
CH ₄	0,740

6.1.7 Cogeração

A biomassa gerada na extração e a biomassa suplementar externa foram utilizadas como combustível da caldeira para a cogeração, para atender a demanda energética dos processos da biorrefinaria. Além disso considera-se o uso de diesel na caldeira para iniciar o sistema. Com isso, a combustão da biomassa é considerada na cogeração e emite gases poluentes, os quais são apresentados na Tabela 6.7.

Tabela 6.7: Emissões da cogeração provenientes da queima de CV, Fibras e Cascas. Adaptado de Lee & Ofori-Boateng (2013)

Emissões geradas ao ar	g/kWhe
CO ₂	7,836
CO	0,604
SO ₂	0,010 e
NO ₂	0,012
Material particulado - PM ₁₀	1,104

6.2 Avaliação dos impactos para os estudos de caso

Nesta etapa os inventários de entrada e saída de cada processo das biorrefinarias são processados para a obtenção dos indicadores de impactos ambientais. O método utilizado para fornecer os indicadores é o IMPACT 2002+, que foi desenvolvido pela Escola Politécnica Federal de Lausanne (EPFL), na Suíça. Essa metodologia combina 14 categorias intermediárias de impacto ambiental (*midpoint*) com quatro categorias de danos (*endpoint*), o que oferece a possibilidade de avaliação de impactos em categorias quanto ao prejuízo a ecossistemas aquáticos e terrestres, à saúde humana, quanto à mudança climática e quanto aos recursos energéticos, através da ferramenta de cálculo, o *SimaPro* (VALDERRAMA, 2018; OCAMPO, 2019).

Para esse estudo a categoria selecionada para análise é a denominada Aquecimento Global e, com isso, os impactos calculados são, usualmente, expressos em kg de CO₂ equivalente por kg de produto.

A partir dos coeficientes de alocação apresentados na Tabela 3.10 e dos inventários de emissões de cada processo, o *SimaPro* forneceu o potencial de aquecimento global de cada planta produtora das biorrefinarias, esses valores são apresentados na Tabela 6.8.

Tabela 6.8: Índices de emissões equivalentes para as plantas produtoras dos estudos de caso

Aquecimento global	Valor	Unidade
CB		
Biodiesel	353,40	kg CO _{2eq} /t
Eletricidade	0,058	kg CO _{2eq} /kWh
C1		
Biodiesel	358,67	kg CO _{2eq} /t
BJF-HEFA	699,76	kg CO _{2eq} /t
Eletricidade	0,103	kg CO _{2eq} /kWh
C2		
Biodiesel	395,97	kg CO _{2eq} /t
Etanol 2G	684,05	kg CO _{2eq} /t
ATJ-BJF	888,67	kg CO _{2eq} /t
Eletricidade	0,063	kg CO _{2eq} /kWh
C3		
Biodiesel	344,92	kg CO _{2eq} /t
BJF-HEFA	619,20	kg CO _{2eq} /t
Etanol 2G	667,40	kg CO _{2eq} /t
ATJ-BJF	1103,57	kg CO _{2eq} /t
Eletricidade	0,077	kg CO _{2eq} /kWh

Restringindo os índices aos produtos, a metodologia divide a pegada de carbono total entre

as etapas de processamento. Um exemplo é o biodiesel produzido via transesterificação, que tem maior parcela de emissões equivalentes oriundas da etapa de cultivo do que da reação de transesterificação, em si, ou mesmo da cogeração que atende à demanda energética para a ocorrência da conversão.

Na Figura 6.1 é apresentada a divisão do impacto ambiental de aquecimento global nos quatro estudos de caso para o biodiesel produzido via transesterificação, colocando as reações em kg CO_{2eq} por tonelada de biodiesel produzido.



Figura 6.1: Impacto ambiental de aquecimento global causado pela produção de biodiesel via transesterificação do óleo de palma.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Observa-se que a maior parte das emissões causadas pela produção do biodiesel a partir do óleo de palma advêm da plantação dos coqueiros de dendê. Os cuidados que incluem tratamento com herbicidas, pesticidas, o uso de fertilizantes e de combustível fóssil para abastecer os caminhões responsáveis pelo transporte dos CFF desempenham um papel preponderante na pegada de carbono do biodiesel produzido, a carga ambiental é de 229,66 kg CO_{2eq} por tonelada de biodiesel.

Também é notável que a reação de transesterificação tem uma pegada de carbono considerável, isso se deve pelo uso de reagentes não-renováveis, como o catalisador hidróxido de sódio, e, principalmente, pelo metanol fóssil e etanol utilizado. Os Casos base, 1 e 3 trabalham com metanol fóssil, logo a pegada de carbono desses é semelhante, variando de 78,16 a 78,21 kg CO_{2eq} por t de biodiesel. No entanto, para o Caso 2 em que o etanol produzido na biorrefinaria

é utilizado para a reação de transesterificação apresenta uma pegada maior de 120,5 kg CO_{2eq} por tonelada de biodiesel.

Apesar do etanol ser oriundo dos CV, um recurso renovável, a demanda de energia do processo de produção e do processo de aquisição dos cachos vazios, isto é, a extração do óleo de palma, são considerados na pegada de carbono do combustível, além da pegada de carbono referente ao cultivo da palma de azeite. Ademais, há presença de H₂SO₄ na fase de hidrólise e baixo rendimento de conversão. Portanto, pela baixa eficiência do processo, alto consumo de energia, presença de insumos não-renováveis e devido aos efeitos do cultivo e da extração, o impacto acarretado causa prejuízo para o etanol produzido e em consequência, também para o biodiesel, em termos de emissões equivalentes de CO₂.

O impacto negativo do etanol produzido dos cachos vazios também pode ser observado na produção de biocombustíveis aeronáuticos, uma vez que a pegada de carbono dos BJJ obtidos pela rota que utiliza etanol como insumo é maior do que os combustíveis obtidos pela rota que processa o óleo de palma. A Figura 6.2 compara as emissões equivalentes decorrentes dos BJJ produzidos pelas diferentes rotas nos Casos 1, 2 e 3 dos estudos de caso.

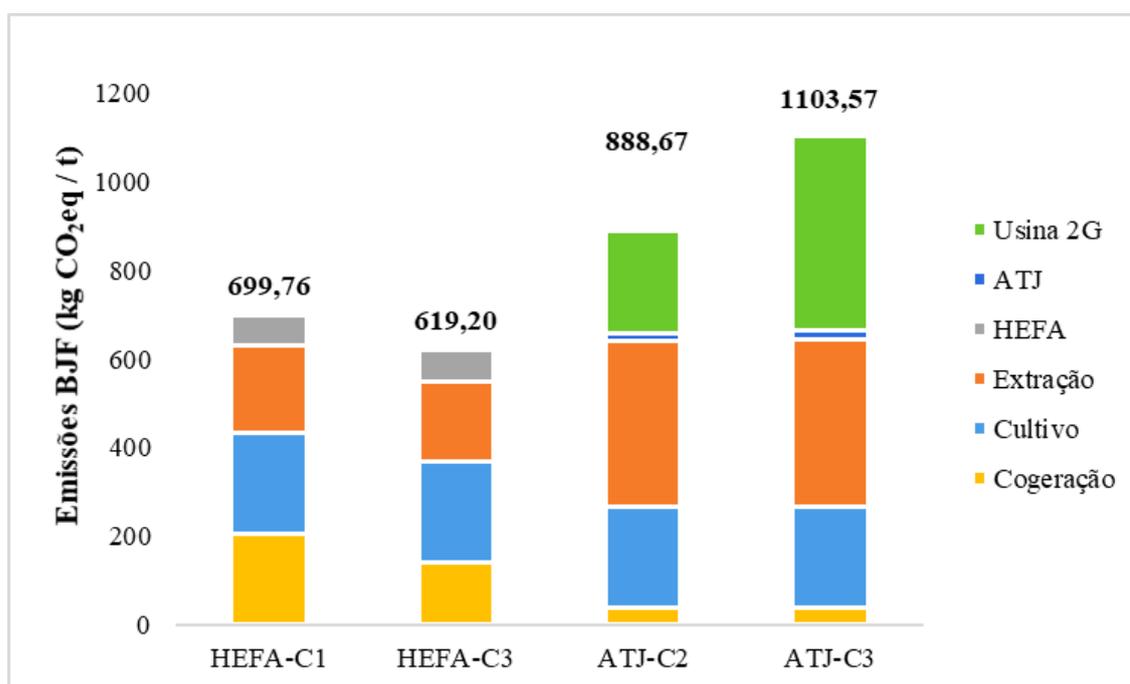


Figura 6.2: Impacto ambiental de aquecimento global causado pela produção de BJJ pelas rotas HEFA e ATJ.

Fonte: Elaborado pelo autor.

O impacto causado pelo uso do etanol produzido na biorrefinaria no processo de obtenção do BJJ, via ATJ, é de 231,22 e 437,8 kg CO_{2eq} por tonelada de biocombustível, para os casos

2 e 3, respectivamente. Claramente, mostra-se como o diferencial entre os processos HEFA e ATJ.

Por sua vez, o processo HEFA tem maior carga ambiental, referente ao potencial de aquecimento global, por demandar maior quantidade de energia que o processo ATJ. Os impactos dos Casos 1 e 3 para a produção de BJF, via HEFA, devido ao fornecimento de energia da cogeração são de, respectivamente, 204,14 e 138,66 kg CO_{2eq} por tonelada de BJF. Já para os Casos 2 e 3, os biocombustíveis oriundos da rota ATJ tem pegada de carbono de 37,13 e 36,56 kg CO_{2eq} por tonelada de BJF, respectivamente.

As reações do processo HEFA consomem mais H₂ do que as reações do processo ATJ, portanto, o impacto ambiental designado pela estação HEFA também é maior, como indica o gráfico da Figura 6.2. Para os biocombustíveis produzidos pela hidrogenação do óleo de palma, designa-se 70,9 kg CO_{2eq} por tonelada de BJF e para os biocombustíveis obtidos através do processo de conversão do etanol, o impacto é de 21,2 kg CO_{2eq} por tonelada de BJF. O impacto devido ao cultivo é o mesmo para todos os casos e o impacto devido a extração é maior quando se trata do processamento das reações do processo ATJ. Para os biocombustíveis produzidos por ATJ nos casos 2 e 3, a pegada de carbono referente a obtenção dos cachos vazios na extração é de 374,16 e 378,39 kg CO_{2eq} por tonelada de BJF, respectivamente. Para a rota HEFA, nos casos 1 e 3, respectivamente os índices são de 195,07 e 179,98 kg CO_{2eq}/t.

6.3 Análise Exergoambiental

A partir da análise de ciclo de vida, foram adquiridos dados de impacto ambiental quanto ao potencial de aquecimento global dos processos que compõe as biorrefinarias. A avaliação exergoambiental, portanto, faz-se uma ferramenta que possibilita a alocação da carga ambiental a cada produto das biorrefinarias.

A análise exergoambiental é executada em três procedimentos: primeiro se dá a análise exergética do sistema estudado, em seguida, é mensurado o impacto ambiental que se pretende estudar e, por fim, é procedido o balanço exergoambiental que aloca o impacto ambiental considerado aos fluxos envolvidos no sistema. A partir dessa análise é preciso identificar e analisar a contribuição de cada componente da biorrefinaria.

Essa contribuição referente aos impactos ambientais, para o presente estudo se refere ao potencial de aquecimento global das biorrefinarias. Portanto, com o uso da grandeza repre-

sentativa ao aquecimento global, $\text{kg CO}_{2\text{eq}}$, atribuída ao modelo exergoeconômico compõe a análise exergoambiental das biorrefinarias. Portanto, mantém-se a estrutura produtiva e a matriz de valorização interna, enquanto o vetor de valorização externa tem os fluxos exergéticos substituídos pelos fluxos totais de emissões calculadas na ACV, em termos de $\text{kg CO}_{2\text{eq}}/\text{h}$. Com isso, obtêm-se os custos ambientais dos produtos de cada biorrefinaria em $\text{kg CO}_{2\text{eq}}/\text{MWh}$.

As emissões totais de cada biorrefinaria são decorrentes dos processos que as compõe, os valores a serem utilizados nos modelos termoeconômicos e suas divisões são apresentadas na Figura 6.3 em $\text{kg CO}_{2\text{eq}}/\text{h}$, com isso, como há maior produção de biodiesel no Caso Base nota-se maior poluição por hora neste. Entretanto, para os demais casos, a maior poluição está associada ao Caso 2, em que há produção de biodiesel por rota etílica.

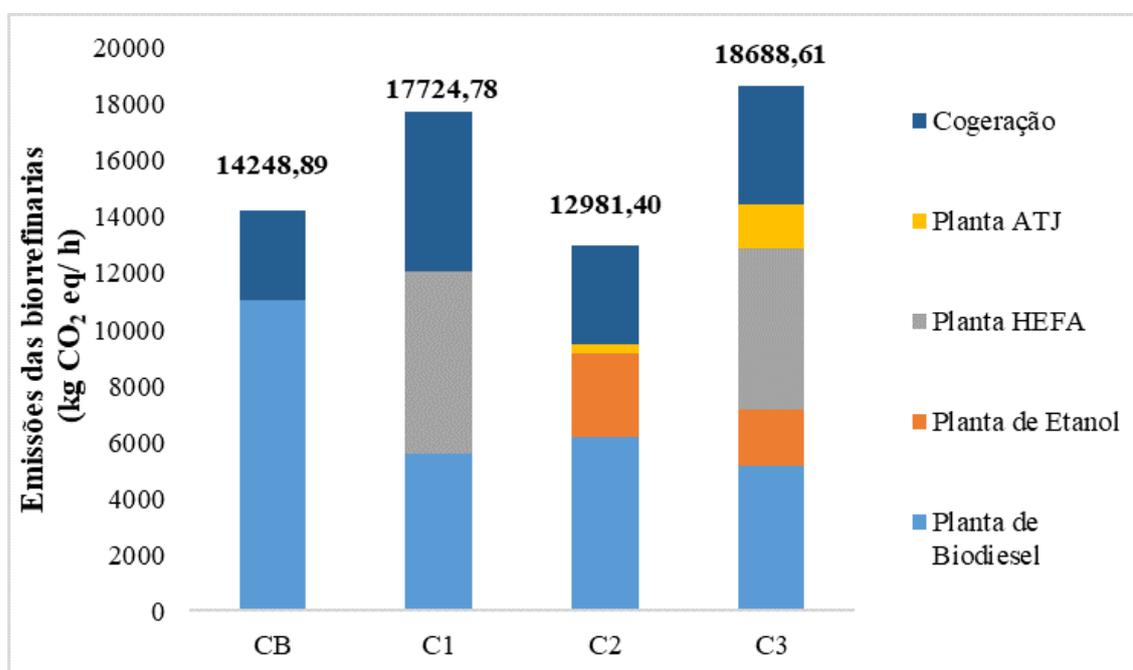


Figura 6.3: Emissões totais das biorrefinarias estudadas.

Fonte: Elaborado pelo autor.

O impacto ambiental designado por cada planta produtora está associado com a quantidade de biocombustíveis produzida. A transesterificação no Caso Base produz o dobro do volume de biodiesel, quando comparada aos outros três casos, portanto apresenta maiores emissões, $11057,95 \text{ kg CO}_{2\text{eq}}/\text{h}$. O mesmo comportamento se nota para a produção de etanol, a maior produção no Caso 2 se associa a maiores emissões, $2955,31 \text{ kg CO}_{2\text{eq}}/\text{h}$, e para a planta ATJ, que produz e polui mais no Caso 3, $2002,88 \text{ kg CO}_{2\text{eq}}/\text{h}$. Há variação nos índices de poluição da planta HEFA, de acordo com a ACV, as quantidades produzidas de biocombustíveis são iguais,

porém para os Casos 1 e 3, as emissões são de 6461,49 e 5717,62 kg CO_{2eq}/h, respectivamente.

Quanto a cogeração, uma vez que o excedente de eletricidade é menor com a dimensão da biorrefinaria, sendo o Caso Base o menor sistema e o Caso 3 o maior, a poluição está associada com a quantidade de calor produzida. Uma vez que os Casos 1 e 3, que contam com a produção de BJJF pela tecnologia HEFA, contam com os maiores consumos de energia térmica, esses têm maiores índices de poluição, 5651,89 kg CO_{2eq}/h e 4246,71 kg CO_{2eq}/h, respectivamente.

6.3.1 Custos Exergoambientais

Os custos exergoambientais unitários são a representação da distribuição, por meio da termo-economia, do potencial de aquecimento global causado por cada produto do sistema. Utilizando das ferramentas propostas pela análise exergoambiental, estrutura produtiva e modelo termoeconômico, é possível indicar coerentemente o potencial de aquecimento global causado por um produto devido ao meio de produção proposto na biorrefinaria. Isto é, ao considerar a matriz de valorização interna dos estudos de caso, considera-se os fluxos exergéticos, internos e externos, do sistema e seu modelo de operação.

Para a extração do óleo de palma os custos ambientais de todos os estudos de caso têm variação de 30 % entre o maior custo e o menor, de 12,57 e 17,95 kg CO₂ equivalente por tonelada de óleo, respectivamente, para o Caso Base e o Caso 1. A Figura 6.4 apresenta os custos exergoambientais para a extração do óleo de palma dos cachos de fruta frescos nas biorrefinarias estudadas.

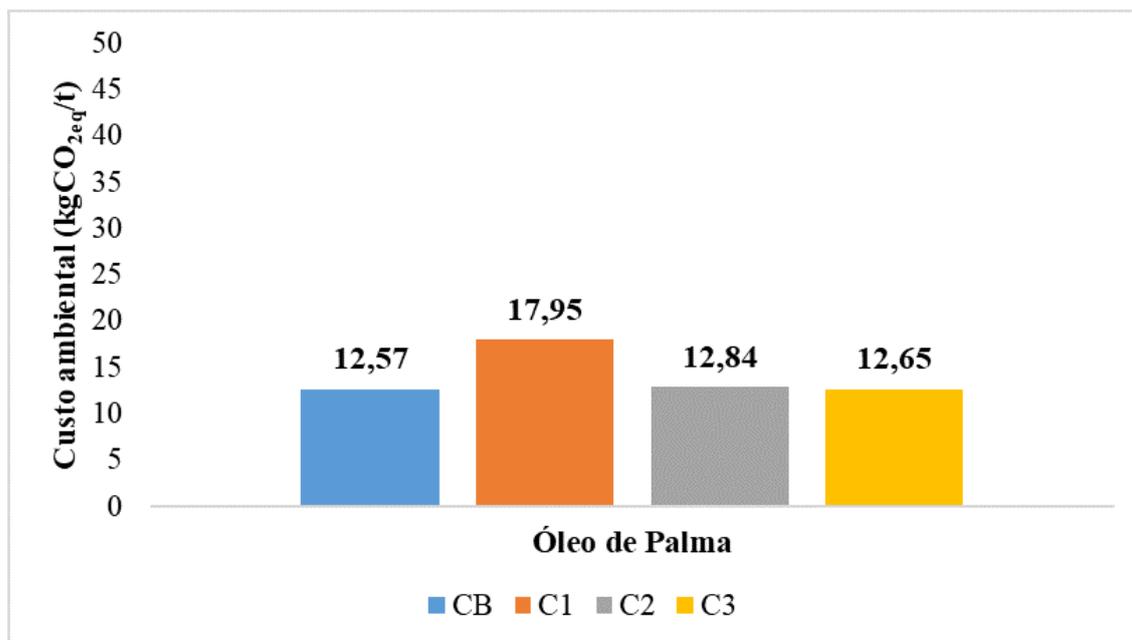


Figura 6.4: Custo exergoambiental unitário para o óleo de palma extraído dos CFF.
Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a produção de biodiesel via transesterificação, os custos ambientais das reações conduzidas por rota metílica variam entre eles na faixa de 9,8 %, sendo o maior valor, 343,13 no Caso 1, e o menor valor, 309,43 no Caso 3, ambos em kg CO₂eq por tonelada de biodiesel. Entretanto, esse custo apresenta um salto no Caso 2, em que a reação de transesterificação ocorre por via etílica, com o etanol produzido na própria biorrefinaria. O custo ambiental da produção de biodiesel para o Caso 2 é de 471,85 kg CO₂eq para cada tonelada de biocombustível, é mais um indicativo de que a produção de etanol celulósico não se mostra vantajosa do ponto de vista de potencial de aquecimento global.

O maior custo ambiental da produção de biodiesel para o Caso 2 é mais um indicativo de que a produção de etanol celulósico não se mostra vantajosa do ponto de vista de potencial de aquecimento global. A Figura 6.5 apresenta os resultados da análise exergoambiental para a produção de biodiesel por transesterificação do óleo de palma.

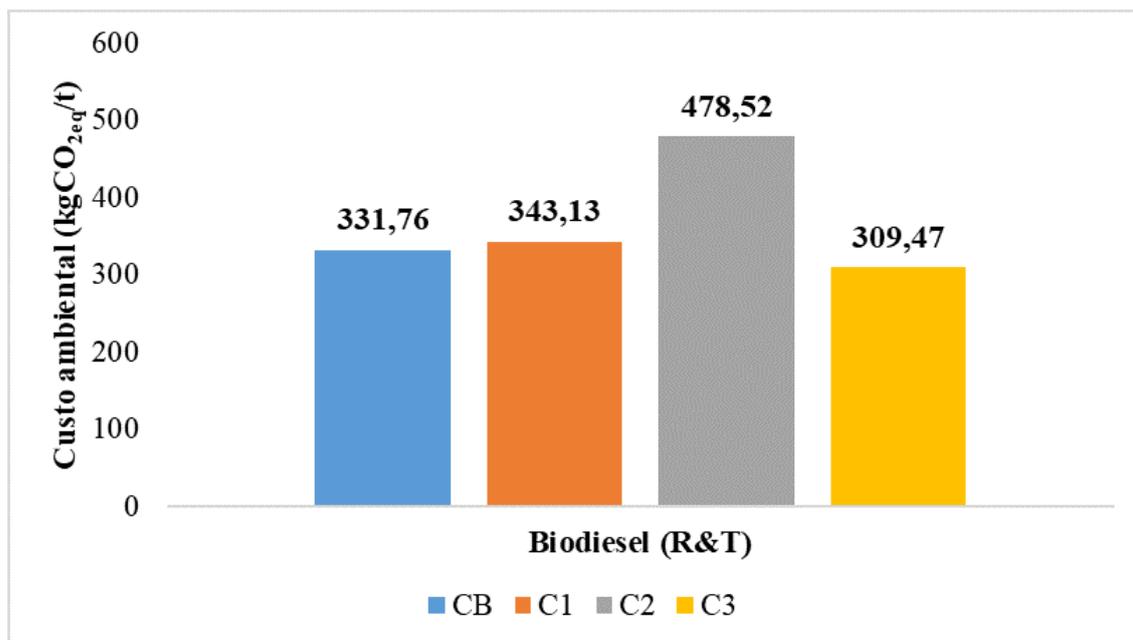


Figura 6.5: Custo exergoambiental unitário para o biodiesel produzido pela transesterificação do óleo de palma.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Quanto a geração de eletricidade na cogeração em cada biorrefinaria, o menor custo ambiental é oriundo do Caso 3, 47,20 kg CO₂eq/MWh, e o maior do Caso 1, 67,37 kg CO₂eq/MWh. A variação do Caso 1 para o Caso 3 é de 21 %. Entretanto, entre os Casos Base, 2 e 3 os custos exergoambientais não apresentam grande variação. A Figura 6.6 apresenta os custos derivados da análise exergoambiental da geração de eletricidade.

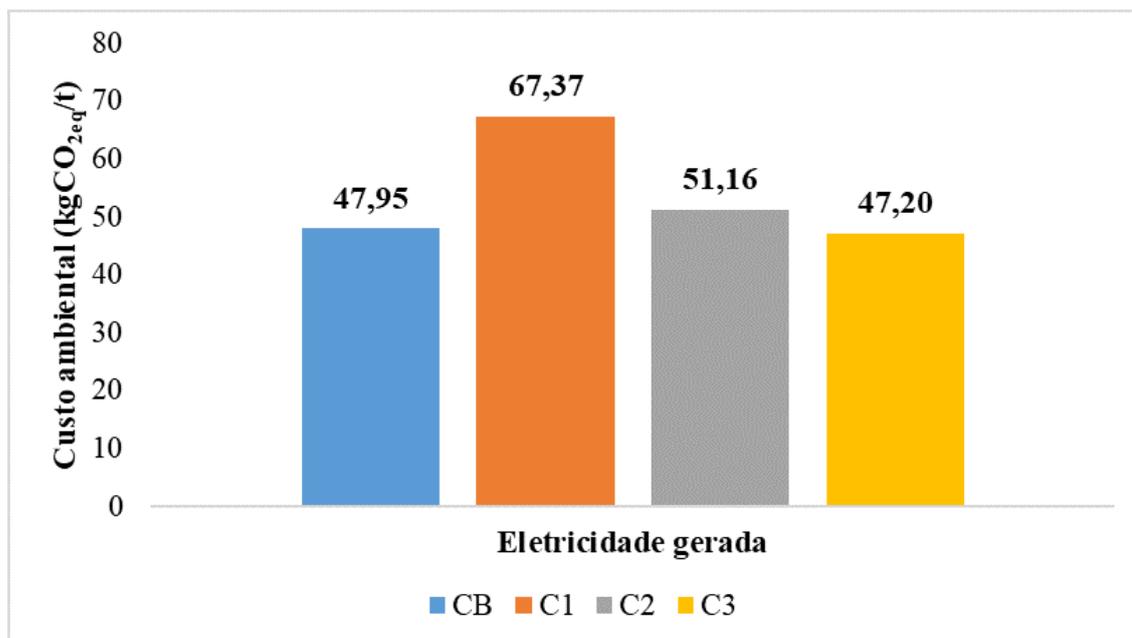


Figura 6.6: Custo exergoambiental unitário para a geração de eletricidade nos estudos de caso.
Fonte: Elaborado pelo autor.

A produção de etanol celulósico apresenta o maior custo ambiental para o Caso 2, 753,67 kg CO_{2eq}/t, nesse caso há maior volume de etanol produzido. Para os biocombustíveis de aviação, o efeito referente a produção do etanol de segunda geração no impacto ambiental designado pelos BJJ é notado nos combustíveis obtidos por meio da tecnologia ATJ. Dentre esses, o menor custo ambiental é designado ao Caso 3, 2442,64 kg CO_{2eq}/t, em que há maior volume de BJJ produzido e, também, a maior quantidade de exergia destruída.

Em relação aos biocombustíveis produzidos pela tecnologia HEFA, a planta do Caso 1, polui mais, 723,33 kg CO_{2eq} por tonelada de biocombustível. Ambas as plantas produzem a mesma quantidade de combustível, entretanto, no Caso 3, o custo exergoambiental do BJJ é de 621,22 kg CO_{2eq}/t. A Figura 6.7 apresenta os custos alocados pela análise exergoambiental para o etanol celulósico e os biojet fuels nos estudos de caso.

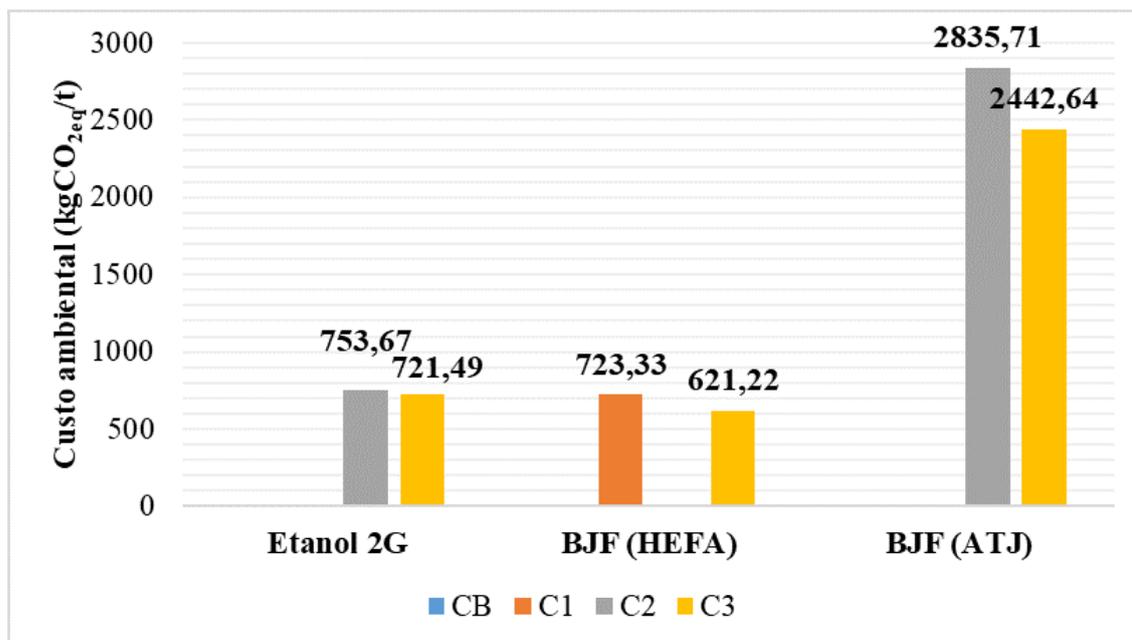


Figura 6.7: Custo ambiental unitário para a produção de Etanol 2G e BJJ nos estudos de caso.
Fonte: Elaborado pelo autor.

6.4 Comparação do impacto ambiental da produção dos biocombustíveis e dos combustíveis convencionais

Ao comparar as emissões causadas pela produção dos biocombustíveis nas biorrefinarias estudadas com as emissões causadas por combustíveis convencionais de origem fóssil, pode-se apontar se a produção desses é justificável nos cenários apresentados.

Ao comparar o biodiesel com o diesel mineral, refinado a partir do petróleo bruto, é possível notar que a pegada de carbono designada pela tecnologia de transesterificação de óleos vegetais é menor. Portanto, a produção de biodiesel é vantajosa, ambientalmente, em comparação à refinação do combustível fóssil. A Figura 6.8 apresenta a comparação entre a pegada de carbono do biodiesel, produzido por cada uma das plantas estudadas, e do diesel convencional apresentado por Liu et al. (2020). A figura apresenta tanto a alocação exérgica da ACV quanto a abordagem exergoambiental.

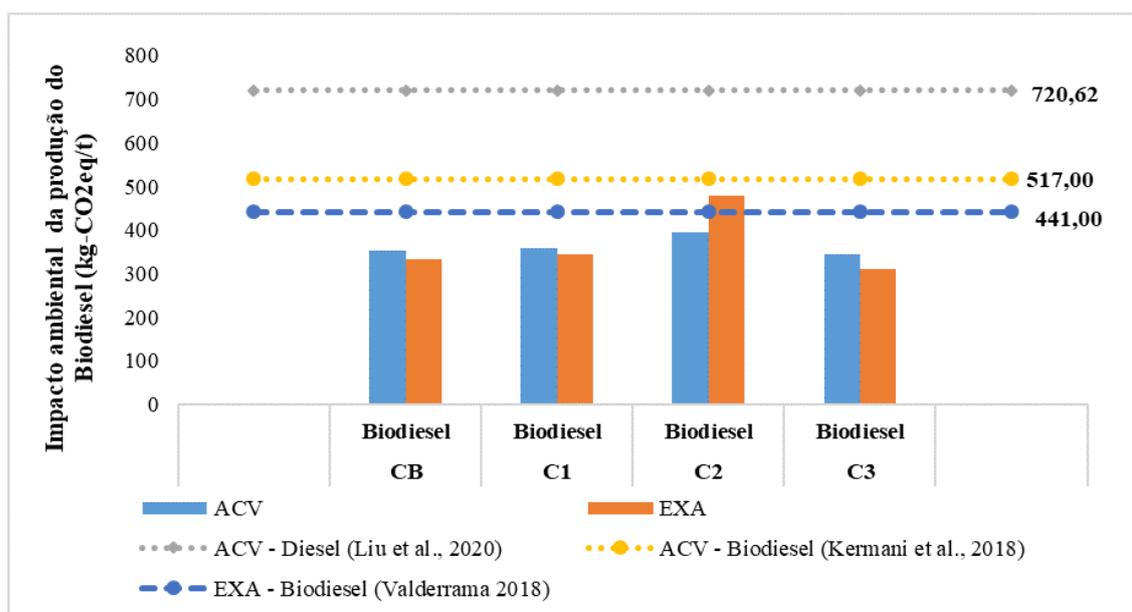


Figura 6.8: Comparação entre as emissões causadas pela produção do biodiesel nas biorrefinarias e do diesel fóssil.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A variação para os Casos Base, 1 e 3 entre os índices apontados pela alocação exergética da ACV e os custos da análise EXA são de 6, 4 e 10 %, respectivamente. A maior variação acontece no Caso 2, em que há uso do etanol celulósico produzido na biorrefinaria, na transesterificação o valor obtido pela análise exergoambiental é de 17,3 % maior que o valor oriundo da análise de ciclo de vida. Há também a comparação do biodiesel produzido nas condições dos casos desse trabalho, com o biodiesel produzido a partir do óleo de palma dos trabalhos de Kermani et al. (2017) e Valderrama (2018). No trabalho de Kermani et al. a análise de ciclo de vida é feita por meio de alocação exergética e o valor do biodiesel produzido é de 517,0 kg CO_{2eq}/t, já no estudo de Valderrama, o valor de 441 kg CO_{2eq}/t é obtido a partir da abordagem exergoambiental. Para os quatro estudo de casos o biodiesel foi menos poluente que o biodiesel de óleo de palma estudado por Kermani et al. (2017), considerando os custos exergoambientais e os resultados da ACV. Em comparação com o custo exergoambiental encontrado por Valderrama, o biodiesel do Caso 2, produzido via rota etílica, teve um custo maior que o reportado pela autora. Contudo, para os Casos Base, 1 e 3 os custos obtidos foram melhores que o custo reportado por Valderrama (2018).

Como já comentado neste capítulo, o biodiesel com maior impacto ambiental de aquecimento global é o produzido na biorrefinaria do Caso 2. Isso se deve ao fato de que a produção do etanol de segunda geração, através dos cachos vazios, tem alto impacto ambiental. Esse efeito pode

ser representado também através da comparação do etanol produzido nos estudos de caso, com o etanol produzido por uma destilaria convencional, que usa cana-de-açúcar como insumo. O etanol de primeira geração produzido a partir da cana-de-açúcar dado pelo estudo de Souza et al. (2019) apresentou 20,8 g CO_{2eq}/MJ de potencial de aquecimento global. O etanol de segunda geração apresentado no trabalho de Gnansounou et al. (2015), produzido a partir do bagaço da cana-de-açúcar apresentou emissões de 52,2 g CO_{2eq}/MJ. Portanto, o etanol produzido a partir dos cachos vazios, nesse estudo, tem indicadores de potencial de aquecimento global intermediários ao etanol de primeira geração e ao etanol de segunda geração da indústria de cana, como apresentado na Figura 6.9. Para o seu uso como intermediário à produção de BJJ, o etanol celulósico se mostra vantajoso em comparação ao etanol 2G do bagaço da cana e desvantajoso quando comparado ao etanol de primeira geração.

Se o etanol produzido nas biorrefinarias fosse usado como combustível, pode-se comparar o impacto designado pela sua obtenção com o impacto designado pelo refino da gasolina brasileira, apresentada em Cavalett et al. (2013). Esse valor também é representado na Figura 6.9.

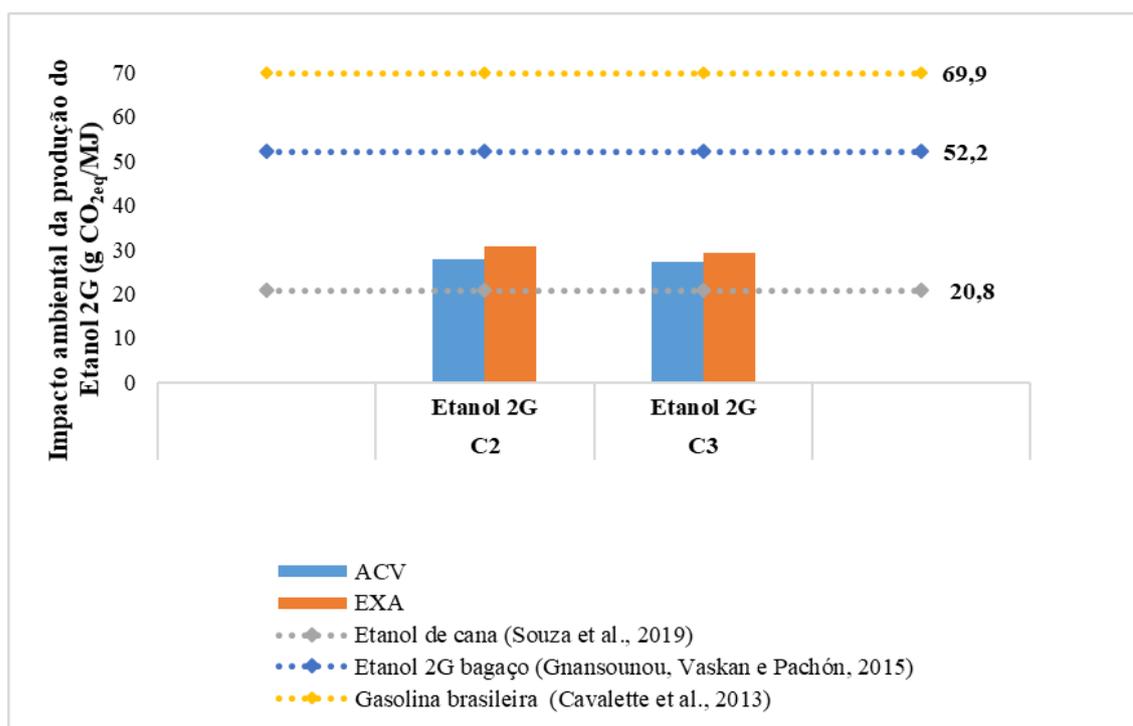


Figura 6.9: Comparação das emissões causadas pela produção do etanol 2G de palma, do etanol 1G e 2G produzido na indústria de cana e da gasolina brasileira.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os valores da metodologia exergoambiental, para o custo alocado à produção de etanol é de 30,70 g CO_{2eq}/MJ para o Caso 2 e para a análise de ciclo de vida 27,86 g CO_{2eq}/MJ, uma

variação de 9,2 %. Para o Caso 3, a produção de etanol apresentou os valores de 27,19 e 29,39 g CO_{2eq}/MJ, para ACV e EXA, respectivamente, variação de 7,5 %.

A produção de combustível aeronáutico convencional, através de refinação de óleo bruto, que passa por processos de dessalinização, destilação em vácuo e a pressão atmosférica, além de hidrocraqueamento, tem consideráveis emissões. Essas emissões podem ser comparadas aos índices obtidos nesse estudo, para uma conclusão de viabilidade ambiental da produção de biocombustíveis para o setor de aviação. A Figura 6.10 apresenta a comparação entre os combustíveis produzidos pelas tecnologias HEFA e ATJ comparados ao índice calculado por Wong (2008) para o *Jet Fuel* convencional.

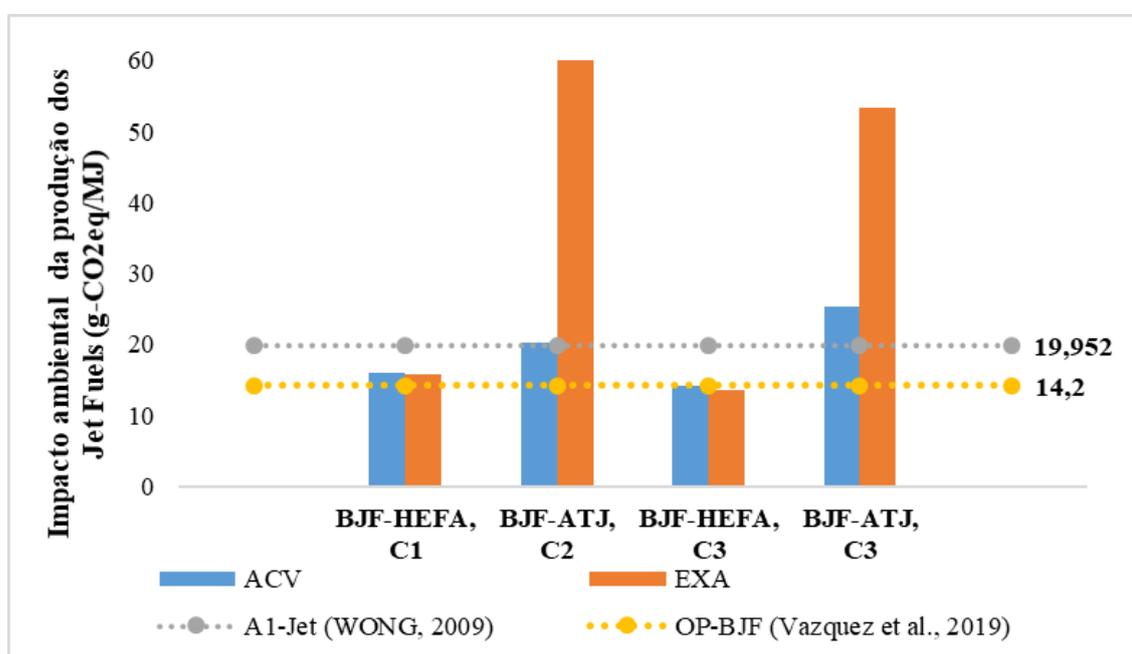


Figura 6.10: Comparação entre as emissões causadas pela produção dos biocombustíveis de aviação nas biorrefinarias e do combustível convencional.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Portanto, há de se notar que os dados alocados pela análise de ciclo de vida, pelo método exergético tem semelhança aos custos alocados pela metodologia exergoambiental para os biocombustíveis obtidos pela rota HEFA. Para o Caso 1, pela metodologia exergoambiental o custo alocado foi de 15,80 g CO_{2eq}/MJ e para a análise de ciclo de vida 16,01 g CO_{2eq}/MJ. Para o Caso 3, a tecnologia HEFA apresentou os valores de 14,17 e 13,57 g CO_{2eq}/MJ, para ACV e EXA, respectivamente, variação de 4 %.

Os indicadores ambientais obtidos para o BJF produzido pela tecnologia ATJ são diferentes. Pela ACV, os indicadores são menores, 20,33 e 25,25 g CO_{2eq}/MJ, para os Casos 2 e 3,

respectivamente, que aqueles obtidos pela análise EXA, 61,956 e 53,368 g CO_{2eq}/MJ.

Os dados da análise de ciclo de vida para a tecnologia ATJ são maiores que o da tecnologia HEFA, pois leva em conta o impacto da produção de etanol de segunda geração. O impacto causado pela produção de etanol, para em seguida a produção dos BJJ, define um caráter não vantajoso para essa tecnologia, quanto à análise de impactos ambientais. A produção dos biocombustíveis pela tecnologia ATJ designa maiores emissões do que a produção do combustível aeronáutico convencional, através do refino de petróleo, e isso é apresentado na Figura 6.10.

Entretanto, para a tecnologia HEFA, que utiliza do óleo de palma nesse estudo, se mostra vantajosa. As emissões para a produção do biocombustível são menores que para a síntese do combustível aeronáutico, entretanto as emissões do trabalho de Vásquez et al. (2019) mostraram-se menos poluentes, 14,2 kg CO_{2eq}/MJ para o BJJ produzido a partir do óleo de palma, via tecnologia HEFA. No entanto, vale salientar que no trabalho de Vásquez et al. (2019) é considerado a captura de carbono referente ao cultivo da palma, e no presente estudo não.

Capítulo 7

Conclusões

Este trabalho estudou diferentes plantas de biorrefinaria para produção de biocombustíveis para o setor aeronáutico, por meio de diferentes tecnologias. A matéria-prima explorada nas plantas é a decorrente da extração do óleo de palma a partir dos cachos de fruta frescos. As tecnologias de produção de biocombustíveis aeronáuticos foram adicionadas às plantas considerando uma adição à infraestrutura já existente. Portanto, explorou-se a coprodução de biodiesel e biocombustíveis para aviação, em meio a cogeração que fornece autossuficiência térmica e elétrica para os processos e também produz eletricidade excedente.

Foi realizada uma avaliação Termodinâmica e Termoeconômica dos complexos integrados definidos em quatro casos. Obteve-se, então, indicadores termodinâmicos de desempenho para as plantas e os custos unitários, oriundos da abordagem exergoeconômica. Foi realizada também uma análise de ciclo de vida, que permitiu também, a designação de custos ambientais pela metodologia exergoambiental.

A opção pela coprodução e exploração do conceito de biorrefinaria reside na condição financeira em que os biojet fuels estão inclusos. A principal limitação do emprego desses no mercado está associada ao grande custo de produção, devido ao estado de desenvolvimento das tecnologias de conversão da biomassa. Portanto, ao explorar a multiprodução, o objetivo é diminuir a despesa de recursos para a obtenção dos biocombustíveis e atingir a viabilidade do projeto, com uma menor pegada de carbono. As principais conclusões do estudo são:

- A eficiência global energética das biorrefinarias acompanha a quantidade total de combustíveis produzida. Logo, o Caso 2 em que é produzido menor volume de combustíveis, tem menor eficiência e o Caso Base tem maior produção e, por conseguinte, maior eficiência;

- A integração de mais tecnologias ao caso base aumenta o aproveitamento energético, isto é, a eficiência de Primeira Lei é maior para o Caso 3, em comparação com os casos 1 e 2;
- Devido às plantas terem sua potência fixada em 55 MW, quanto maior a demanda por energia, menor o excedente de eletricidade produzido. Com isso, o Caso Base tem maior excedente, de 192,44 kWh/t;
- As irreversibilidades que levam à exergia destruída nas biorrefinarias estão associadas com o tamanho da planta, entretanto, podem ser reduzidas com a integração de outros processos, ou seja, o melhor aproveitamento da matéria disponível. Os índices de destruição de exergia aumentam do Caso Base em diante e, conseqüentemente, a eficiência global exergética é menor para o Caso 3, que para os demais;
- Os custos exergéticos de produção dos biocombustíveis são menores conforme maior é o volume de produção. O custo exergético unitário da produção de BJF pela rota ATJ é menor quando há maior produção de biocombustíveis. Para o Caso 3, em que são produzidos 1,576 m³/h de BJF, o custo é 7,55 MW/MW, enquanto para o Caso 2, em que são produzidos 0,44 m³/h de BJF, o custo é de 12,49 MW/MW;
- Quanto à análise exergoeconômica, observa-se que o custo da produção de biodiesel, via transesterificação, é substancialmente menor quando o etanol, que também foi produzido na planta, é utilizado na transesterificação. Economicamente, é mais vantajoso, portanto, produzir etanol celulósico para ser insumo da transesterificação do que para produção de biocombustíveis aeronáuticos, pois os custos do biodiesel produzido são os menores registrados no Caso 2, quando é utilizada a rota etílica da transesterificação. Entretanto, os custos de produção do BJF a partir do etanol são maiores que o do BJF oriundo do óleo de palma;
- O biodiesel, o glicerol, subproduto da reação de transesterificação, e a eletricidade produzida são, economicamente, viáveis. Isso se dá, pois, o custo de produção é menor que o custo de mercado em todos os casos;
- A produção de BJF, via HEFA e via ATJ, não é viável economicamente para a escala escolhida da biorrefinaria e para os parâmetros econômicos selecionados. Os custos de produção para os casos 1, 2 e 3 estão acima dos custos praticados para o combustível aeronáutico fóssil, no mercado brasileiro;

- O custo de produção dos biocombustíveis aeronáuticos pode ser diminuído com a inclusão de uma planta de produção de H₂ nas biorrefinarias, vide produção de etanol de segunda geração que abastece a transesterificação e, pelo aumento da produção;
- Apesar do potencial prejuízo designado pela produção de BJJF via ATJ ser maior que o potencial prejuízo via HEFA, o investimento para o Caso 2 é mais atrativo. Isso se dá porque o investimento para a instalação da usina de etanol e da estação ATJ é menor que para a instalação de uma planta HEFA;
- O processo HEFA é tecnicamente melhor que o processo ATJ e sua desvantagem está no grande investimento necessário, pois apresenta menores custos de produção e menores custos exergéticos. Com o aumento da produção da rota HEFA e, conseqüentemente, a diminuição dos custos de produção, as biorrefinarias que exploram esse processo podem se tornar atrativas economicamente;
- Um subsídio do Estado, quanto a um alívio na cota de impostos, pode elevar a atratividade dos investimentos nas biorrefinarias produtoras de BJJF, como mostrado pela análise de sensibilidade dos investimentos. Com recuo de 50 % da carga de IRPJ/CSLL haveria um aumento médio de 34 % e 54 % no VPL dos estudos de caso, para as modalidades I e II, respectivamente;
- Apesar de economicamente viável, a produção de etanol celulósico para abastecer a reação de transesterificação se mostra prejudicial ambientalmente, pois eleva os índices de pegada de carbono do biodiesel;
- A menor eficiência de conversão da tecnologia ATJ são fatores que contribuem para essa rota apresentar maior pegada de carbono quando comparada a tecnologia HEFA, pois para a produção de 1 tonelada de BJJF, pela rota ATJ, uma quantidade maior de insumos é consumida do que pela rota HEFA;
- Os Casos 1 e 3, apresentam maior consumo de combustível na cogeração e, também, apresentam maiores índices totais de emissões, portanto a eletricidade excedente oriunda desses casos tem maior índice de poluição;
- Os combustíveis obtidos pela tecnologia HEFA apresentaram índices menores de poluição, para sua produção, que os combustíveis convencionais. Portanto, a rota HEFA promove ganho ambiental e justifica o seu emprego no mercado;

- As grandes limitações dos estudos de caso está no caráter financeiro dos projetos, devido ao potencial prejuízo com a produção dos biocombustíveis de aviação e altos investimentos referentes à instalação das plantas.

7.1 Trabalhos Futuros

A fim de seguir a pesquisa realizada neste trabalho, sugere-se:

- Aplicar técnicas de otimização aos estudos de caso pontualmente nas unidades que apontaram maiores exergias destruídas, e, conseqüentemente, maiores custos exergoeconômicos a fim de determinar configurações que resultarão em uma melhor rendimento energético, econômico e ambiental;
- Estudar a instalação de uma planta de produção de biohidrogênio, a partir da biomassa de palma, trabalhando em conjunto com as plantas HEFA e ATJ, a fim de diminuir os custos monetários dos *biojet fuels*;
- Explorar todas os indicadores ambientais fornecidos pelo método IMPACT 2002+, numa análise exergoambiental, para mensurar os custos ambientais referentes aos estudos de caso, quanto a poluição dos ecossistemas aquáticos, à toxicidade humana e a despesa de recursos;

Capítulo 8

Referências Bibliográficas

ABRAPALMA. **Resumo 2017**. [S.l.], 2017. Disponível em: <<http://abrapalma.org/pt/biblioteca>>.

ABRAPALMA. **A palma no Brasil e no mundo**. [S.l.], 2019. Disponível em: <<http://www.abrapalma.org/pt/a-palma-no-brasil-e-no-mundo/>>.

AGHBASHLO, M.; MANDEGARI, M.; TABATABAEI, M.; FARZAD, S.; SOUFIYAN, M. M.; GÖRGENS, J. F. Exergy analysis of a lignocellulosic-based biorefinery annexed to a sugarcane mill for simultaneous lactic acid and electricity production. **Energy**, v. 149, p. 623 – 638, 2018. ISSN 0360-5442.

AHMAD, F. B.; ZHANG, Z.; DOHERTY, W. O.; O'HARA, I. M. The outlook of the production of advanced fuels and chemicals from integrated oil palm biomass biorefinery. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 109, p. 386 – 411, 2019. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119302217>>.

ALBARELLI, J. Q.; SANTOS, D. T.; ENSINAS, A. V.; MARÉCHAL, F.; MATO, F. A.; COCERO, M. J.; MEIRELES, M. A. A. Thermo-economic and environmental comparison of supercritical water and enzymatic hydrolysis of sugarcane bagasse in a biorefinery concept. **Energy**, v. 141, p. 139 – 148, 2017. ISSN 0360-5442. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217315967>>.

ALI, A. A. M.; OTHMAN, M. R.; SHIRAI, Y.; HASSAN, M. A. Sustainable and integrated palm oil biorefinery concept with value-addition of biomass and zero emission system. **Journal of Cleaner Production**, v. 91, p. 96 – 99, 2015. ISSN 0959-6526. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652614013195>>.

ALMEIDA, A. S. de; VIEIRA, I. C. G.; FERRAZ, S. F. Long-term assessment of oil palm expansion and landscape change in the eastern brazilian amazon. **Land Use Policy**, v. 90, p. 104321, 2020. ISSN 0264-8377. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0264837718309293>>.

ALVES, C. M.; VALK, M.; JONG, S. de; BONOMI, A.; WIELEN, L. A. van der; MUSSATTO, S. I. Techno-economic assessment of biorefinery technologies for aviation biofuels supply chains in brazil. **Biofuels, Bioproducts and Biorefining**, v. 11, n. 1, p. 67–91, 2017. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/bbb.1711>>.

- ANEEL. **Relatório de tarifa média de fornecimento**. [S.l.], 2020. Disponível em: <<http://relatorios.aneel.gov.br>>.
- ANP. **RenovaBio**. [S.l.], 2017. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/producao-de-biocombustiveis/renovabio>>.
- ANP. **O biodiesel no Brasil**. [S.l.], 2019. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/biocombustiveis/biodiesel>>.
- ANP. **Série histórica do levantamento de preços e de margens de comercialização de combustíveis**. [S.l.], 2020. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos/levantamento-de-precos/serie-historica-do-levantamento-de-precos-e-de-margens-de-comercializacao-de-combustiveis>>.
- ARABKOOHSAR, A.; NAMI, H. Thermodynamic and economic analyses of a hybrid waste-driven chp–orc plant with exhaust heat recovery. **Energy Conversion and Management**, v. 187, p. 512 – 522, 2019.
- AYODELE, B.; CHENG, C. K. Biorefinery for the production of biodiesel, hydrogen and synthesis gas integrated with chp from oil palm in malaysia. **Chemical Product and Process Modeling**, v. 11, 01 2016.
- BATLLE, E. A. O.; SANTIAGO, Y. C.; VENTURINI, O. J.; PALACIO, J. C. E.; LORA, E. E. S.; MAYA, D. M. Y.; ARRIETA, A. R. A. Thermodynamic and environmental assessment of different scenarios for the insertion of pyrolysis technology in palm oil biorefineries. **Journal of Cleaner Production**, v. 250, p. 119544, 2020. ISSN 0959-6526. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652619344142>>.
- BCB. **Taxas de juros básicas – Histórico**. [S.l.], 2020. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>>.
- BERGMANN, J.; TUPINAMBÁ, D.; COSTA, O.; ALMEIDA, J.; BARRETO, C.; QUIRINO, B. Biodiesel production in brazil and alternative biomass feedstocks. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 21, p. 411 – 420, 2013. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113000142>>.
- BIODIESELBR. **Exportações de glicerina voltam a beirar 40 mil toneladas em fevereiro**. [S.l.], 2020. Disponível em: <<https://www.biodieselbr.com/noticias/usinas/glicerina/exportacoes-de-glicerina-voltam-a-beirar-40-mil-toneladas-em-fevereiro-100320>>.
- BP, A. **BP Products handbook**. [S.l.], 2008.
- BRASIL. Lei nº 13.755, de 10 de dezembro de 2018. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, dezembro 2018.
- BRASIL, R. F. d. Contribuição Nacional Determinada (NDC) para consecução do objetivo da convenção-quadro das Nações Unidas sobre mudança climática. **Ministério das Relações Exteriores**, 2015.
- BROWN, T. R.; THILAKARATNE, R.; BROWN, R. C.; HU, G. Regional differences in the economic feasibility of advanced biorefineries: Fast pyrolysis and hydroprocessing. **Energy Policy**, v. 57, p. 234 – 243, 2013. ISSN 0301-4215. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421513000888>>.

BUDZIANOWSKI, W. M.; POSTAWA, K. Total chain integration of sustainable biorefinery systems. **Applied Energy**, v. 184, p. 1432 – 1446, 2016. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626191630825X>>.

CARDOSO, B. F.; SHIKIDA, P. F. A.; FINCO, A. Development of brazilian biodiesel sector from the perspective of stakeholders. **Energies**, v. 10, n. 3, 2017. ISSN 1996-1073.

CAVALETT, O.; CHAGAS, M.; SEABRA, J.; BONOMI, A. Comparative lca of ethanol versus gasoline in brazil using different lca methods. **The International Journal of Life Cycle Assessment**, v. 18, p. 647–658, 2013.

CÉSAR, A. da S.; BATALHA, M. O. Brazilian biodiesel: The case of the palm's social projects. **Energy Policy**, v. 56, p. 165 – 174, 2013. ISSN 0301-4215. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512010592>>.

CÉSAR, A. da S.; CONEJERO, M. A.; RIBEIRO, E. C. B.; BATALHA, M. O. Competitiveness analysis of “social soybeans” in biodiesel production in brazil. **Renewable Energy**, v. 133, p. 1147 – 1157, 2019. ISSN 0960-1481. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148118310589>>.

CHERUBINI, F.; JUNGMEIER, G.; WELLISCH, M.; WILLKE, T.; SKIADAS, I.; REE, R. V.; JONG, E. de. Toward a common classification approach for biorefinery systems. **Biofuels, Bioproducts and Biorefining**, v. 3, n. 5, p. 534–546, 2009. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/bbb.172>>.

CNPE. **Resolução CNPE nº 16, de 29 de outubro de 2018. Dispõe sobre a evolução da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional.** [S.l.], 2018. Disponível em: <www.mme.gov.br>.

CONAB. **País confirma recorde na produção de etanol: 35,6 bilhões de litros na safra 2019/20.** [S.l.], 2020.

CORONADO, C. J. R. **Análise termoeconômica da produção de biodiesel via método de transesterificação utilizando etanol.** Tese (Doutorado) — Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá. Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, FEG-UNESP., 2010.

CORTEZ, L. A. B.; CRUZ, C. H. d. B.; SOUZA, G. M.; CANTARELLA, H.; SLUYS, M.-A. v.; FILHO, R. A. **Proálcool - Universidades e Empresas: 40 Anos de Ciência e Tecnologia para o Etanol Brasileiro.** [S.l.]: Blucher, 2016. 199-223 p.

CREMONEZ, P. A.; FEROLDI, M.; NADALETI, W. C.; ROSS], E. de; FEIDEN, A.; CAMARGO, M. P. de; CREMONEZ, F. E.; KLAJN, F. F. Biodiesel production in brazil: Current scenario and perspectives. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 42, p. 415 – 428, 2015. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114008211>>.

DANTAS, R. **Análise técnica e econômica da produção de biodiesel utilizando óleo de fritura residual em unidade piloto.** Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Instituto de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, 2016.

DEBNATH, D.; GINER, C. Chapter 4 - interaction between biofuels and agricultural markets. In: DEBNATH, D.; BABU, S. C. (Ed.). **Biofuels, Bioenergy and Food Security.** Academic

Press, 2019. p. 61 – 76. ISBN 978-0-12-803954-0. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128039540000048>>.

DELIVAND, M. K.; GNANSOUNOU, E. Life cycle environmental impacts of a prospective palm-based biorefinery in par  state-brazil. **Bioresource Technology**, v. 150, p. 438 – 446, 2013. ISSN 0960-8524. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960852413011681>>.

DEMIRBAS, A.; DEMIRBAS, H. A. Estimating the calorific values of lignocellulosic fuels. **Energy, Exploration & Exploitation**, v. 20, n. 1, p. 105–111, 2004.

DERMAN, E.; ABDULLA, R.; MARBAWI, H.; SABULLAH, M. K. Oil palm empty fruit bunches as a promising feedstock for bioethanol production in malaysia. **Renewable Energy**, v. 129, Part A, p. 285–298, 2018. ISSN 0960-1481.

DIEDERICHS, G. W.; MANDEGARI, M. A.; FARZAD, S.; GÖRGENS, J. F. Techno-economic comparison of biojet fuel production from lignocellulose, vegetable oil and sugar cane juice. **Bioresource Technology**, v. 216, p. 331 – 339, 2016. ISSN 0960-8524. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960852416307313>>.

DINIZ, A.; SARGEANT, R.; MILLAR, G. J. Stochastic techno-economic analysis of the production of aviation biofuel from oilseeds. **Biotechnol Biofuels**, v. 11, 2018.

DOE. **Biomass multi-year program plan**. [S.l.], 2011.

DUANGWANG, S.; SANGWICHIAN, C. Utilization of oil palm empty fruit bunch hydrolysate for ethanol production by baker’s yeast and loog-pang. **Energy Procedia**, v. 79, p. 157 – 162, 2015. ISSN 1876-6102. 2015 International Conference on Alternative Energy in Developing Countries and Emerging Economies. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610215021876>>.

ENGINEERING, C. **Current economic trends CEPCI**. [S.l.], 2019. Disponível em: <<https://www.chemengonline.com/2019-chemical-engineering-plant-cost-index-annual-average/>>.

EPE. **Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis: Ano 2018**. [S.l.], 2019. Disponível em: <www.epe.gov.br>.

EPE. **Balanco Energético Nacional 2019: Ano base 2018**. [S.l.], 2019.

FAO. **FAOSTAT. Food and Agriculture Organization of United Nations**. [S.l.], 2018. Disponível em: <<http://www.fao.org/faostat>>.

FAPESP. **Plano de voo para biocombustíveis de avia o no brasil: Plano de A o**. [S.l.], 2013. Disponível em: <<http://www.fapesp.br/publicacoes/plano-de-voo-biocombustiveis-brasil-pt.pdf>>.

FARZAD, S.; MANDEGARI, M. A.; GUO, M.; HAIGH, K. F.; SHAH, N.; GÖRGENS, J. F. Multi-product biorefineries from lignocelluloses: a pathway to revitalisation of the sugar industry? **Biotechnology for Biofuels**, v. 10, n. 1, p. 87, Apr 2017. ISSN 1754-6834. Disponível em: <<https://doi.org/10.1186/s13068-017-0761-9>>.

FERREIRA, L.; OTTO, R.; SILVA, F.; SOUZA, S. D.; SOUZA, S. D.; JUNIOR, O. A. Review of the energy potential of the residual biomass for the distributed generation in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 94, p. 440 – 455, 2018. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118304702>>.

FRANGOPOULOS, C. A. Thermo-economic functional analysis and optimization. **Energy, Oxford**, v. 12, n. 7, p. 563–571, 1987.

FUNDEP. Conexão entre as pesquisas de ponta e as oportunidades do mercado para o desenvolvimento de inovações tecnológicas. **Fundação de Desenvolvimento da Pesquisa**, 2020.

GALLO, M. **Potencialidades do Dendê**. [S.l.], 2017.

GARCIA-NUNEZ, J. A.; RODRIGUEZ, D. T.; FONTANILLA, C. A.; RAMIREZ, N. E.; LORA, E. E. S.; FREAR, C. S.; STOCKLE, C.; AMONETTE, J.; GARCIA-PEREZ, M. Evaluation of alternatives for the evolution of palm oil mills into biorefineries. **Biomass and Bioenergy**, v. 95, p. 310 – 329, 2016.

GARNETT, T.; ROOS, E.; LITTLE, D. Lean, green, mean, obscene. . . ? what is efficiency? and is it sustainable? animal production and consumption reconsidered. **Food Climate Research Network (FCRN)**, 2015.

GARRITANO, A. N.; FABER, M. de O.; Sá], L. R. D.; FERREIRA-LEITÃO, V. S. Palm oil mill effluent (pome) as raw material for biohydrogen and methane production via dark fermentation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 92, p. 676 – 684, 2018. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118302521>>.

GAURAV, N.; SIVASANKARI, S.; KIRAN, G.; NINAWA, A.; SELVIN, J. Utilization of bioresources for sustainable biofuels: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 73, p. 205 – 214, 2017. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117300801>>.

GEBREMARIAM, S.; MARCHETTI, J. Economics of biodiesel production: Review. **Energy Conversion and Management**, v. 168, p. 74 – 84, 2018. ISSN 0196-8904. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890418304655>>.

GEGG, P.; BUDD, L.; ISON, S. The market development of aviation biofuel: Drivers and constraints. **Journal of Air Transport Management**, v. 39, p. 34 – 40, 2014. ISSN 0969-6997. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0969699714000258>>.

GENG, A. Conversion of oil palm empty fruit bunch to biofuels. In: FANG, Z. (Ed.). **Liquid, Gaseous and Solid Biofuels**. Rijeka: IntechOpen, 2013. cap. 16. Disponível em: <<https://doi.org/10.5772/53043>>.

GNANSOUNOU, E.; VASKAN, P.; PACHÓN, E. R. Comparative techno-economic assessment and LCA of selected integrated sugarcane-based biorefineries. **Bioresource Technology**, v. 196, p. 364 – 375, 2015. ISSN 0960-8524. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960852415010342>>.

GUTIÉRREZ-ANTONIO, C.; GÓMEZ-CASTRO, F.; LIRA-FLORES, J. de; HERNÁNDEZ, S. A review on the production processes of renewable jet fuel. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 79, p. 709 – 729, 2017. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117307463>>.

HAMZAH, N.; TOKIMATSU, K.; YOSHIKAWA, K. Solid fuel from oil palm biomass residues and municipal solid waste by hydrothermal treatment for electrical power generation in malaysia: A review. **Sustainability**, v. 11, 2019.

HANNAH, L. Chapter 18 - mitigation: Reducing greenhouse gas emissions, sinks, and solutions. In: HANNAH, L. (Ed.). **Climate Change Biology (Second Edition)**. Second edition. Boston: Academic Press, 2015. p. 379 – 402. ISBN 978-0-12-420218-4. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780124202184000184>>.

HINGSAMER, M.; JUNGMEIER, G. Chapter five - biorefineries. In: LAGO, C.; CALDÉS, N.; LECHÓN, Y. (Ed.). **The Role of Bioenergy in the Bioeconomy**. Academic Press, 2019. p. 179 – 222. ISBN 978-0-12-813056-8. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128130568000054>>.

IATA. **IATA sustainable aviation fuels fact sheet**. [S.l.], 2018. Disponível em: <https://www.iata.org/pressroom/facts_figures/fact_sheets/documents/fact-sheet-alternative-fuels.pdf>.

IBGE. **Produção Agrícola Municipal em 2018**. [S.l.], 2018. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/pesquisa/>>.

ICAO. **ICAO's Role in Alternative Fuels**. [S.l.], 2019. Disponível em: <<https://www.icao.int/environmental-protection/GFAAF/Pages/Facts-Figures.aspx>>.

IEA. **Sustainable and synergetic processing of biomass into marketable food and feed ingredients, products (chemicals, materials) and energy (fuels, power, heat)**. [S.l.], 2014.

IEA. **International Energy Agency: Data and Statistics**. [S.l.], 2018. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics>>.

IEA. **Tracking Clean Energy Progress Overview**. [S.l.], 2019. Disponível em: <<https://www.iea.org/tcep/transport/biofuels>>.

IPCC. **Summary for Policymakers: An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty**. [S.l.], 2018. 32 pp p.

IRENA. **Biofuels for aviation: Technology brief**. [S.l.], 2017.

JONG, E. de; JUNGMEIER, G. Chapter 1 - biorefinery concepts in comparison to petrochemical refineries. In: PANDEY, A.; HÖFER, R.; TAHERZADEH, M.; NAMPO-OTHIRI, K. M.; LARROCHE, C. (Ed.). **Industrial Biorefineries and White Biotechnology**. Amsterdam: Elsevier, 2015. p. 3 – 33. ISBN 978-0-444-63453-5. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B978044463453500001X>>.

JONG, S. de; ANTONISSEN, K.; HOEFNAGELS, R.; LONZA, L.; WANG, M.; FAAIJ, A.; JUNGINGER, M. Life-cycle analysis of greenhouse gas emissions from renewable jet fuel production. **Biotechnology for Biofuels**, v. 10, 2017.

JÚNIOR, J. C. F. **Análise Otimizada de Alternativas de Biorrefinarias Sucroalcooleiras Brasileiras**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Itajubá - IEM: Instituto de Engenharia Mecânica, 2017.

JÚNIOR, J. C. F.; PALACIO, J. C. E.; LEME, R. C.; LORA, E. E. S.; COSTA, J. E. L. da; REYES, A. M. M.; OLMO, O. A. del. Biorefineries productive alternatives optimization in the brazilian sugar and alcohol industry. **Applied Energy**, 2019. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919307329>>.

KERMANI, M.; CELEBI, A. D.; WALLERAND, A. S.; ENSINAS, A. V.; KANTOR, I. D.; MARÉCHAL, F. Techno-economic and environmental optimization of palm-based biorefineries in the brazilian context. In: ESPUÑA, A.; GRAELLS, M.; PUIGJANER, L. (Ed.). **27th European Symposium on Computer Aided Process Engineering**. Elsevier, 2017, (Computer Aided Chemical Engineering, v. 40). p. 2611 – 2616. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780444639653504372>>.

KLEIN, B. C.; CHAGAS, M. F.; JUNQUEIRA, T. L.; REZENDE, M. C. A. F.; CARDOSO, T. de F.; CAVALETT, O.; BONOMI, A. Techno-economic and environmental assessment of renewable jet fuel production in integrated brazilian sugarcane biorefineries. **Applied Energy**, v. 209, p. 290 – 305, 2018. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626191731499X>>.

KLEIN-MARCUSCHAMER, D.; TURNER, C.; ALLEN, M.; GRAY, P.; DIETZGEN, R. G.; GRESSHOFF, P. M.; HANKAMER, B.; HEIMANN, K.; SCOTT, P. T.; STEPHENS, E.; SPEIGHT, R.; NIELSEN, L. K. Technoeconomic analysis of renewable aviation fuel from microalgae, pongamia pinnata, and sugarcane. **Biofuels, Bioproducts and Biorefining**, v. 7, n. 4, p. 416–428, 2013. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/bbb.1404>>.

KUSS, V. V.; KUSS, A. V.; ROSA, R. G. da; ARANDA, D. A.; CRUZ, Y. R. Potential of biodiesel production from palm oil at brazilian amazon. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 50, p. 1013 – 1020, 2015. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115005249>>.

LEE, K. T.; OFORI-BOATENG, C. **Sustainability of Biofuel Production from Oil Palm Biomass**. [S.l.]: Springer, 2013. ISSN 1865-3529.

LEES, A.; MOURA, N.; ALMEIDA, A. de; VIEIRA, I. Poor prospects for avian biodiversity in amazonian oil palm. 2015.

LI, H.; JIANG, H.-D.; YANG, B.; LIAO, H. An analysis of research hotspots and modeling techniques on carbon capture and storage. **Science of The Total Environment**, v. 687, p. 687–701, 2019. ISSN 0048-9697. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969719325677>>.

LINDORFER, J.; LETTNER, M.; HESSER, F.; FAZEN, K.; ROSENFELD, D.; ANNEVELINK, B.; MANDL, M. **Technical, Economic and Environmental Assessment of Biorefinery Concepts**. [S.l.], 2019.

LIU, Y.; LU, S.; YAN, X.; GAO, S.; CUI, X.; CUI, Z. Life cycle assessment of petroleum refining process: A case study in china. **Journal of Cleaner Production**, v. 256, p. 120422, 2020. ISSN 0959-6526. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652620304698>>.

LOH, S. K. The potential of the malaysian oil palm biomass as a renewable energy source. **Energy Conversion and Management**, v. 141, p. 285 – 298, 2017. ISSN 0196-8904. Sustainable Biofuels. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890416307555>>.

LOZANO, M.; VALERO, A. Theory of the exergetic cost. **Energy**, v. 8, 1993.

LUK, H. T.; LAM, T. Y. G.; OYEDUN, A. O.; GEBREEGZIABHER, T.; HUI, C. W. Drying of biomass for power generation: A case study on power generation from empty fruit bunch. **Energy**, v. 63, p. 205 – 215, 2013.

LUND, H.; ANDERSEN, A. N.; ØSTERGAARD, P. A.; MATHIESEN, B. V.; CONNOLLY, D. From electricity smart grids to smart energy systems – a market operation based approach and understanding. **Energy**, v. 42, n. 1, p. 96 – 102, 2012. ISSN 0360-5442. 8th World Energy System Conference, WESC 2010. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544212002836>>.

MAAROFF, R. M.; JAHIM, J. M.; AZAHAR, A. M.; ABDUL, P. M.; MASDAR, M. S.; NORDIN, D.; NASIR, M. A. A. Biohydrogen production from palm oil mill effluent (pome) by two stage anaerobic sequencing batch reactor (asbr) system for better utilization of carbon sources in pome. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 44, n. 6, p. 3395 – 3406, 2019. ISSN 0360-3199. 2017 Asia Biohydrogen and Biorefinery Symposium. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319918317932>>.

MAPA. **Diagnóstico da produção sustentável da palma de óleo**. [S.l.], 2018.

MARQUES, A. C. V.; SILVA, G. R.; AMARAL, D. F.; FLÁVIO, J. J. P.; MENEZES, R. S.; BELTRÃO, S.; DONADELLO, Z. **Agenda de Inovação para a Cadeia de Produção do Biodiesel**. [S.l.], 2019. v. 1, 40 p.

MDIC. **Estatísticas de Comércio Exterior**. [S.l.], 2020. Disponível em: <<http://www.mdic.gov.br/index.php/comercio-exterior/estatisticas-de-comercio-exterior>>.

MDIC. **Rota 2030 - Mobilidade e Logística**. [S.l.], 2020.

MEDINA, J. D. C.; WOICIECHOWSKI, A. L.; FILHO, A. Z.; BRAR, S. K.; JÚNIOR, A. I. M.; SOCCOL, C. R. Energetic and economic analysis of ethanol, xylitol and lignin production using oil palm empty fruit bunches from a brazilian factory. **Journal of Cleaner Production**, v. 195, p. 44 – 55, 2018.

MMA. **Acordo de Paris**. [S.l.], 2017. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris>>.

MME. **Renovabio**. [S.l.], 2017.

MME. **O RenovaBio, a nova política nacional de biocombustíveis**. [S.l.], 2018. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/>>.

MME. **Relatório de consolidação dos testes para validação da utilização de misturas com biodiesel B15 em motores e veículos**. [S.l.], 2019. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/>>.

MUSCAT, A.; OLDE, E. de; BOER, I. de; RIPOLL-BOSCH, R. The battle for biomass: A systematic review of food-feed-fuel competition. **Global Food Security**, p. 100330, 2019. ISSN 2211-9124. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211912418301366>>.

NAKANISHI, S.; NASCIMENTO, V.; RABELO, S.; SAMPAIO, I.; JUNQUEIRA, T.; ROCHA, G. Comparative material balances and preliminary technical analysis of the pilot scale sugarcane bagasse alkaline pretreatment to 2g ethanol production. **Industrial Crops and Products**, v. 120, p. 187 – 197, 2018. ISSN 0926-6690. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0926669018303753>>.

NANDA, S.; MOHAMMAD, J.; REDDY, S. N.; KOZINSKI, J. A.; DALAI, A. K. Pathways of lignocellulosic biomass conversion to renewable fuels. **Biomass Conversion and Biorefinery**, v. 4, n. 2, p. 157–191, Jun 2014. ISSN 2190-6823. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s13399-013-0097-z>>.

NASA. **Technology Readiness Level**. [S.l.], 2017. Disponível em: <https://www.nasa.gov/directorates/heo/scan/engineering/technology/txt_accordion1.html>.

NREL. **What is a biorefinery?** [S.l.], 2014. Disponível em: <<http://nrel.gov/docs/>>.

NUNES, L.; CAUSER, T.; CIOLKOSZ, D. Biomass for energy: A review on supply chain management models. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 120, p. 109658, 2020. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119308640>>.

OCAMPO, E. A. B. **Avaliação Termodinâmica e Ambiental de Complexos Integrados de Biorrefinarias que utilizam Cana e Palma**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Itajubá - IEM: Instituto de Engenharia Mecânica, 2019.

OHIMAIN, E. I.; IZAH, S. C. A review of biogas production from palm oil mill effluents using different configurations of bioreactors. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 70, p. 242 – 253, 2017. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116309893>>.

OI, L. E.; CHOO, M.-Y.; LEE, H. V.; ONG, H. C.; HAMID, S. B. A.; JUAN, J. C. Recent advances of titanium dioxide (tio₂) for green organic synthesis. **RSC Adv.**, The Royal Society of Chemistry, v. 6, p. 108741–108754, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1039/C6RA22894A>>.

ONS. **Balanco de Energia do Brasil: Energia agora**. 2019. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/balanco-de-energia>>.

OZDENKÇI, K.; BLASIO, C. D.; MUDDASSAR, H. R.; MELIN, K.; OINAS, P.; KOSKINEN, J.; SARWAR, G.; JÄRVINEN, M. A novel biorefinery integration concept for lignocellulosic biomass. **Energy Conversion and Management**, v. 149, p. 974 – 987, 2017. ISSN 0196-8904. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890417303448>>.

PADILLA-RIVERA, A.; PAREDES, M. G.; GüERECA, L. P. A systematic review of the sustainability assessment of bioenergy: The case of gaseous biofuels. **Biomass and Bioenergy**, v. 125, p. 79 – 94, 2019. ISSN 0961-9534. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0961953419301102>>.

PALACIO, J.; RENÓ, M.; REYES, A. M.; SOUZA, G. F. de; BATLLE, E. A. O.; OLMO, O. A. A. del; LORA, E. E. S. Exergy and environmental analysis of a polygeneration system of alcohol industry. **Waste and Biomass Valorization**, v. 11, p. 1539–1554, 2020.

PALACIO, J. C. E. **Análise Termoeconômica Integrada das Plantas de Cogeração e Etanol em uma Destilaria Autônoma**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Itajubá, 2010.

PALAMAE, S.; DECHATIWONGSE, P.; CHOORIT, W.; CHISTI, Y.; PRASERTSAN, P. Cellulose and hemicellulose recovery from oil palm empty fruit bunch (efb) fibers and production of sugars from the fibers. **Carbohydrate Polymers**, v. 155, p. 491 – 497, 2017. ISSN 0144-8617. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014486171631058X>>.

PARADA, M. P.; OSSEWEIJER, P.; DUQUE, J. A. P. Sustainable biorefineries, an analysis of practices for incorporating sustainability in biorefinery design. **Industrial Crops and Products**, v. 106, p. 105 – 123, 2017. ISSN 0926-6690. Challenges in Building a Sustainable Biobased Economy. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0926669016305659>>.

PEARLSON, M.; WOLLERSHEIM, C.; HILEMAN, J. A techno-economic review of hydro-processed renewable esters and fatty acids for jet fuel production. **Biofuels, Bioproducts and Biorefining**, v. 7, n. 1, p. 89–96, 2013. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/bbb.1378>>.

PTASINSKI, K. J. Biomass production. In: _____. **Efficiency of Biomass Energy**. John Wiley & Sons, Ltd, 2016. cap. 4, p. 123–152. ISBN 9781119118169. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/9781119118169.ch4>>.

RÚA, O. **Operadores Exergéticos: uma Nova Abordagem de Diagnóstico Termoeconômico para Identificar Anomalias Intrínsecas em Ciclos Térmicos de Potência**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Itajubá - IEM: Instituto de Engenharia Mecânica, 2017.

RENÓ, M. L. G. **Avaliação do Balanço Energético e dos Impactos Ambientais do Processo de Produção do Metanol a partir do Bagaço de Cana-de-Açúcar, Utilizando a ACV**. 176p p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Itajubá - IEM: Instituto de Engenharia Mecânica, 2011.

RULLI, M.; BELLOMI, D.; CAZZOLI, A. The water-land-food nexus of first-generation biofuels. **Nature: Scientific Reports**, v. 6, 2016.

RÍVERO, R.; RENDON, C.; MONROY, L. The exergy of crude oil mixtures and petroleum fractions: Calculation and application. **International Journal of Thermodynamics**, Uluslararası Uygulamalı Termodinamik Derneği İktisadi İşletmesi, v. 2, p. 115 – 123, 1999. ISSN 1301-9724.

SABARTLY, R. **Membrane Technology For Water And Wastewater Treatment In Rural Regions**. [S.l.]: Engineering Science Reference, 2020. 354 pp p. ISBN 9781799826453.

SANTOS, J. J. C. S. **Aplicação da Neguentropia na Modelagem Termoeconômica de Sistemas**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Itajubá - IEM: Instituto de Engenharia Mecânica, 2009.

SANTOS, R. G. dos; FARIA, P. R. de; SANTOS, J. J.; SILVA, J. A. da; FLÓREZ-ORREGO, D. Thermoeconomic modeling for co2 allocation in steam and gas turbine cogeneration systems. **Energy**, v. 117, p. 590 – 603, 2016. ISSN 0360-5442. The 28th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems - ECOS 2015. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036054421630425X>>.

SCARLAT, N.; DALLEMAND, J.-F. Chapter ten - future role of bioenergy. In: LAGO, C.; CALDÉS, N.; LECHÓN, Y. (Ed.). **The Role of Bioenergy in the Bioeconomy**. [S.l.]: Academic Press, 2019. p. 435 – 547. ISBN 978-0-12-813056-8.

SCHULTZ, E.; SOUZA, D. de; DAMASO, M. The glycerol biorefinery: a purpose for brazilian biodiesel production. **Chemical and Biological Technologies in Agriculture**, 2014.

SEDAP-PA. **Lavoura permanente de dendê (cacho de coco)**. [S.l.], 2018.

SEVERO, I. A.; SIQUEIRA, S. F.; DEPRÁ, M. C.; MARONEZE, M. M.; ZEPKA, L. Q.; JACOB-LOPES, E. Biodiesel facilities: What can we address to make biorefineries commercially competitive? **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 112, p. 686–705, 2019. ISSN 1364-0321.

SHARMINA, M.; MCGLADE, C.; GILBERT, P.; LARKIN, A. Global energy scenarios and their implications for future shipped trade. **Marine Policy**, v. 84, p. 12 – 21, 2017. ISSN 0308-597X. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0308597X17302713>>.

SIKARWAR, V. S.; ZHAO, M.; FENNEL, P. S.; SHAH, N.; ANTHONY, E. J. Progress in biofuel production from gasification. **Progress in Energy and Combustion Science**, v. 61, p. 189 – 248, 2017. ISSN 0360-1285. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036012851630106X>>.

SILVA, D. C. **Análise Termoeconômica Comparativa de Ciclos Avançados de Usinas Termelétricas a Carvão Mineral e Usinas Termonucleares**. 213 p. Tese (Doutorado) — Instituto de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá, 2016.

SILVA, E. **Projeto de Investimento: Estudo de um caso**. [S.l.]: VidaEconômica, 2015.

SILVA, J. A. M. da; SANTOS, J. J. C. S.; CARVALHO, M.; OLIVEIRA, S. de. On the thermoeconomic and lca methods for waste and fuel allocation in multiproduct systems. **Energy**, v. 127, p. 775 – 785, 2017. ISSN 0360-5442. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217305406>>.

SOUSA, F. P. de; CARDOSO, C. C.; PASA, V. M. Producing hydrocarbons for green diesel and jet fuel formulation from palm kernel fat over pd/c. **Fuel Processing Technology**, v. 143, p. 35 – 42, 2016. ISSN 0378-3820. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378382015302113>>.

SOUZA, H. J. P. L. de; ARANTES, M. D. C.; VIDAURRE, G. B.; ANDRADE, C. R.; CARNEIRO, A. de C. O.; SOUZA, D. P. L. de; PROTÁSIO, T. de P. Pelletization of eucalyptus wood and coffee growing wastes: Strategies for biomass valorization and sustainable bioenergy production. **Renewable Energy**, v. 149, p. 128 – 140, 2020. ISSN 0960-1481. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148119318853>>.

SOUZA, L. M. de; MENDES, P. A.; ARANDA, D. A. Assessing the current scenario of the brazilian biojet market. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 98, p. 426–438, 2018. ISSN 1364-0321.

SOUZA, N. R. D. de; FRACAROLLI, J. A.; JUNQUEIRA, T. L.; CHAGAS, M. F.; CARDOSO, T. F.; WATANABE, M. D.; CAVALETT, O.; FILHO, S. P. V.; DALE, B. E.;

BONOMI, A.; CORTEZ, L. A. B. Sugarcane ethanol and beef cattle integration in brazil. **Biomass and Bioenergy**, v. 120, p. 448 – 457, 2019. ISSN 0961-9534. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0961953418303465>>.

SOUZA, S. P.; SEABRA, J. E. A.; NOGUEIRA, L. A. H. Feedstocks for biodiesel production: Brazilian and global perspectives. **Biofuels**, Taylor & Francis, v. 9, n. 4, p. 455–478, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1080/17597269.2017.1278931>>.

SZARGUT, J.; MORRIS, D. R.; STEWARD, F. R. **Exergy analysis of thermal, chemical, and metallurgical processes**. [S.l.: s.n.], 1987.

TSATSARONIS, G. Thermo-economic analysis and optimization of energy systems. **Progress in Energy Combustion and Science, Oxford**, v. 19, n.3, p. 227–257, 1993.

TUNA, C. E. **Análise exergética e termoeconomia: sistematização crítica da produção científica**. [S.l.]: Tese (Livre-Docência) - Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2019.

UBRABIO. **Bioquerosene: Temos matéria prima e tecnologia, falta política pública**. [S.l.], 2019. Disponível em: <<https://ubrablo.com.br/2019/08/22/bioquerosene-temos-materia-prima-e-tecnologia-falta-politica-publica/>>.

USDA. **Foreign Agricultural Service - Oilseeds: World Market and Trade**. [S.l.], 2019.

VALDERRAMA, M. L. **Análise comparativa de métodos tradicionais e termoeconômicos de alocação de encargos ambientais na avaliação do ciclo de vida de uma biorrefinaria de óleo de palma**. Dissertação (Mestrado) — Instituto de Engenharia Mecânica. UNIFEI: Universidade Federal de Itajubá, 2018.

VALENCIA, D.; GARCÍA-CRUZ, I.; UC, V. H.; RAMÍREZ-VERDUZCO, L. F.; AMEZCUA-ALLIERI, M. A.; ABURTO, J. Unravelling the chemical reactions of fatty acids and triacylglycerides under hydrodeoxygenation conditions based on a comprehensive thermodynamic analysis. **Biomass and Bioenergy**, v. 112, p. 37 – 44, 2018. ISSN 0961-9534. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0961953418300515>>.

VALERO, A.; SERRA, L.; UCHE, J. Fundamentals of exergy cost accounting and thermo-economics. part i: Theory. **Journal of Energy Resources Technology**, v. 128, p. 1–8, 2006.

VASKAN, P.; PACHÓN, E. R.; GNANSOUNOU, E. Techno-economic and life-cycle assessments of biorefineries based on palm empty fruit bunches in brazil. **Journal of Cleaner Production**, v. 172, p. 3655 – 3668, 2018. ISSN 0959-6526. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652617316736>>.

VÁSQUEZ, M. C.; MARTÍNEZ, A.; CASTILLO, E. F.; SILVA, E. E. Holistic approach for sustainability enhancing of hydrotreated aviation biofuels, through life cycle assessment: A brazilian case study. **Journal of Cleaner Production**, v. 237, p. 117796, 2019. ISSN 0959-6526. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652619326563>>.

WAHEED, R.; SARWAR, S.; WEI, C. The survey of economic growth, energy consumption and carbon emission. **Energy Reports**, v. 5, p. 1103 – 1115, 2019. ISSN 2352-4847. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484719302082>>.

WANG, W.-C.; TAO, L. Bio-jet fuel conversion technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 53, p. 801 – 822, 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115009867>>.

WANG, W.-C.; TAO, L.; MARKHAM, J.; ZHANG, Y.; TAN, E.; BATAN, L.; WARNER, E.; BIDDY, M. **Review of Biojet Fuel Conversion Technologies**. [S.l.], 2016. Disponível em: <<http://www.osti.gov/scitech>>.

WANG, Z.; KAMALI, F. P.; OSSEWEIJER, P.; POSADA, J. A. Socioeconomic effects of aviation biofuel production in brazil: A scenarios-based input-output analysis. **Journal of Cleaner Production**, v. 230, p. 1036 – 1050, 2019. ISSN 0959-6526. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652619316713>>.

WATANABE, M. D. B.; PEREIRA, L. G.; CHAGAS, M. F.; CUNHA, M. P. da; JESUS, C. D. F.; SOUZA, A.; RIVERA, E. C.; FILHO, R. M.; CAVALETT, O.; BONOMI, A. Sustainability assessment methodologies. In: _____. **Virtual Biorefinery: An Optimization Strategy for Renewable Carbon Valorization**. Cham: Springer International Publishing, 2016. p. 155–188. ISBN 978-3-319-26045-7. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/978-3-319-26045-7_6>.

WBA. **Global Bioenergy Statistics 2018**. 2018. Disponível em: <<https://worldbioenergy.org/>>.

WELDEMICHAEL, Y.; ASSEFA, G. Assessing the energy production and ghg (greenhouse gas) emissions mitigation potential of biomass resources for alberta. **Journal of Cleaner Production**, v. 112, p. 4257 – 4264, 2016. ISSN 0959-6526. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652615012196>>.

WELFLE, A. Balancing growing global bioenergy resource demands - brazil's biomass potential and the availability of resource for trade. **Biomass and Bioenergy**, v. 105, p. 83 – 95, 2017. ISSN 0961-9534. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0961953417301976>>.

WELFLE, A.; GILBERT, P.; THORNLEY, P.; STEPHENSON, A. Generating low-carbon heat from biomass: Life cycle assessment of bioenergy scenarios. **Journal of Cleaner Production**, v. 149, p. 448 – 460, 2017. ISSN 0959-6526. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652617302391>>.

WILKINSON, J.; HERRERA, S. Biofuels in brazil: debates and impacts. **The Journal of Peasant Studies**, Routledge, v. 37, n. 4, p. 749–768, 2010. Disponível em: <<https://doi.org/10.1080/03066150.2010.512457>>.

WONG, H. M. **Life-cycle Assessment of Greenhouse Gas Emissions from Alternative Jet Fuels**. Dissertação (Mestrado) — Massachusetts Institute of Technology, 2008.

WUEBBLES, D.; FAHEY, D.; HIBBARD, K.; DOKKEN, D.; STEWART, B.; MAYCOCK, T. Climate science special report: Fourth national climate assessment. U.S. Global Change Research Program, Washington, DC, USA, I, 2017.

ZECH, K. M.; DIETRICH, S.; REICHMUTH, M.; WEINDORF, W.; MÜLLER-LANGER, F. Techno-economic assessment of a renewable bio-jet-fuel production using power-to-gas. **Applied Energy**, v. 231, p. 997 – 1006, 2018. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626191831479X>>.

ZHAN, N.; HU, Y.; LI, H.; YU, D.; HAN, Y.; HUANG, H. Lanthanum–phosphorous modified hzsm-5 catalysts in dehydration of ethanol to ethylene: A comparative analysis. **Catalysis Communications**, v. 11, n. 7, p. 633 – 637, 2010. ISSN 1566-7367. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1566736710000130>>.

ZIVKOVIĆ, S. B.; VELJKOVIĆ, M. V.; BANKOVIĆ-ILIĆ, I. B.; KRSTIĆ, I. M.; KONSTANTINOVIĆ, S. S.; ILIĆ, S. B.; AVRAMOVIĆ, J. M.; STAMENKOVIĆ, O. S.; VELJKOVIĆ, V. B. Technological, technical, economic, environmental, social, human health risk, toxicological and policy considerations of biodiesel production and use. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 79, p. 222 – 247, 2017. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117306846>>.

Apêndice A1: Custos Unitários dos Estudos de Caso

Tabela A.1: Custos Unitários Exergéticos, Monetários e Ambientais do Caso Base.

	Custo Exergético (MW/MW)	Custo Monetário (US\$/MWh)	Custo Ambiental (kg CO_{2eq}/MWh)
0 Ambiente	1,00	22,72	60,02
1 J1	1,51	24,40	62,59
2 Caldeira	4,15	67,13	172,22
3 Bomba 1	66,55	1075,37	2759,01
4 Bomba 2	66,55	1075,37	2759,01
5 Bomba 3	97,95	1582,81	4060,90
6 Bomba 5	79,77	1289,04	3307,19
7 Bomba 4	18,48	298,60	766,09
8 DES	0,00	0,00	0,00
9 AF1+valve	0,00	0,00	0,00
10 J2	3,70	59,74	153,26
11 B1	4,52	73,10	187,56
12 TV1	5,04	81,40	208,83
13 TV2	5,23	84,48	216,74
14 J5	5,09	82,21	210,92
15 GER	5,16	83,46	214,13
16 J3	0,13	2,06	5,29
17 EXT	1,16	3,71	5,57
18 B3	1,16	3,71	5,57
19 J6	0,57	1,84	2,76
20 J4	1,12	4,20	7,11
21 Transesterificação	1,25	42,63	7,51
22 B4	1,25	42,63	7,51
23 B2	5,16	83,36	213,87

Tabela A.2: Custos Unitários Exergéticos, Monetários e Ambientais do Caso 1

	Custo Exergético (MW/MW)	Custo Monetário (US\$/MWh)	Custo Ambiental (kg CO_{2eq}/MWh)	
0	Ambiente	1,00	17,73	58,25
1	J1	2,19	20,78	62,29
2	Caldeira	6,18	58,60	175,66
3	Bomba 1	140,17	1329,39	3984,89
4	Bomba 3	95,25	903,31	2707,71
5	Bomba 4	95,25	903,31	2707,71
6	Bomba 5	95,25	903,31	2707,71
7	Bomba 6	95,23	903,15	2707,23
8	Bomba 7	105,96	1004,90	3012,22
9	Bomba 2	11,77	111,64	334,65
10	DES	0,96	9,09	27,25
11	AF1+valve	7,92	75,15	225,26
12	J2	6,16	58,44	175,19
13	B1	6,61	62,66	187,84
14	TV1	7,10	67,33	201,83
15	TV2	7,50	71,17	213,34
16	TV3	6,99	66,34	198,85
17	TV4 + cond	7,49	71,00	212,83
18	J7	7,32	69,42	208,09
19	GER	7,43	70,48	211,26
20	J3	0,19	1,77	5,31
21	EXT	1,22	3,41	5,59
22	B3	1,22	3,41	5,59
23	J6	1,22	3,41	5,59
24	J4	16,23	51,76	97,43
25	R&T	1,34	42,54	7,64
26	B4	1,34	42,54	7,64
27	J5	9,85	61,00	164,53
28	HEFA	3,32	56,94	54,06
29	B5	3,32	56,94	54,06
30	B2	7,38	70,01	209,87

Tabela A.3: Custos Unitários Exergéticos, Monetários e Ambientais do Caso 2

	Custo Exergético (MW/MW)	Custo Monetário (US\$/MWh)	Custo Ambiental (kg CO_{2eq}/MWh)	
0	Ambiente	1,00	21,74	52,31
1	J1	1,76	21,42	46,06
2	Caldeira	5,92	72,03	154,87
3	Bomba 1	138,03	1679,02	3610,22
4	Bomba 6	36,04	438,35	942,54
5	Bomba 5	36,04	438,35	942,54
6	Bomba 4	36,04	438,35	942,54
7	Bomba 3	93,78	1140,73	2452,81
8	Bomba 7	10,99	133,62	287,31
9	Bomba 8	54,15	658,62	1416,16
10	Bomba 2	8,50	103,41	222,36
11	DES	6,24	75,90	163,21
12	AF1+valve	7,65	93,07	200,12
13	J2	6,09	74,12	159,36
14	B1	6,42	78,14	168,01
15	TV1	6,89	83,85	180,30
16	TV2	7,27	88,47	190,22
17	TV3+cond	7,28	88,51	190,32
18	J8	7,18	87,28	187,67
19	GE	7,28	88,61	190,53
20	J3	0,18	2,15	4,62
21	EXT	1,18	3,71	4,75
22	B3	1,18	3,71	4,75
23	J7	1,18	3,71	4,75
24	J4	1,37	6,35	10,52
25	Usina E2G	4,95	271,73	38,00
26	B4	4,95	271,73	38,00
27	J6	5,77	149,30	116,89
28	ATJ	13,62	477,85	270,15
29	B6	13,62	477,85	270,15
30	J5	1,22	4,27	5,96
31	R&T	1,76	35,86	10,14
32	B5	1,76	35,86	10,14
33	B2	7,27	88,41	190,11

Tabela A.4: Custos Unitários Exergéticos, Monetários e Ambientais do Caso 3

	Custo Exergético (MW/MW)	Custo Monetário (US\$/MWh)	Custo Ambiental (kg CO_{2eq}/MWh)	
0	Ambiente	1,00	16,54	57,32
1	J1	1,96	16,84	47,90
2	Caldeira	7,09	61,10	173,82
3	Bomba 1	160,41	1381,68	3930,46
4	Bomba 3	108,99	938,72	2670,38
5	Bomba 4	108,99	938,72	2670,38
6	Bomba 5	108,99	938,72	2670,38
7	Bomba 6	108,99	938,72	2670,38
8	Bomba 7	108,99	938,72	2670,38
9	Bomba 2	8,12	69,91	198,88
10	Bomba 8	10,37	89,34	254,13
11	Bomba 10	10,39	89,52	254,67
12	Bomba 9	9,88	85,10	242,08
13	DES	0,00	0,00	0,00
14	AF1+valve	0,00	0,00	0,00
15	J2	51,95	447,42	1272,77
16	B1	7,57	65,23	185,57
17	TV1	8,13	70,01	199,15
18	TV2	8,46	72,89	207,36
19	TV3	8,41	72,45	206,11
20	TV4	8,58	73,94	210,35
21	J9	8,35	71,91	204,58
22	GER	8,48	73,01	207,69
23	J3	0,21	1,84	5,25
24	EXT	1,25	3,48	5,53
25	B3	1,25	3,48	5,53
26	J8	1,25	3,48	5,53
27	J4	2,25	13,65	35,38
28	HEFA	3,82	59,57	58,76
29	B4	3,82	59,57	58,76
30	J5	1,20	3,59	6,13
31	R&T	1,33	42,26	6,44
32	B5	1,33	42,26	6,44
33	J6	1,25	4,98	10,68
34	Usina	5,49	255,08	46,73
35	B6	5,49	255,08	46,73
36	J7	6,03	184,29	91,90
37	ATJ	8,24	330,32	124,62
38	B7	8,24	330,32	124,62
39	B2	8,45	72,76	206,97

Apêndice B1: Impactos intermediários da ACV

Tabela B.1: Impactos intermediários para os produtos do Caso Base

<i>Midpoint</i>	Biodiesel	Eletricidade	Unidade
Carcinogênicos	34,67	7,32E-04	kg C ₂ H ₃ Cl eq
Não carcinogênicos	11,83	1,64E-03	kg C ₂ H ₃ Cl eq
Efeitos Resp. inorgânicos	0,54	1,91E-04	kg PM _{2,5} eq
Radiação ionizante	1859,83	0,235	Bq C-14 eq
Depleção da camada de ozônio	1,55E-05	1,28E-09	kg CFC-11 eq
Efeitos Resp. orgânicos	0,14	1,16E-05	kg C ₂ H ₄ eq
Ecotoxicidade aquática	6,54E+04	10,088	kg TEG água
Ecotoxicidade terrestre	5,93E+03	0,977	kg TEG solo
Aci./nut. terrestre	23,22	4,15E-03	kg SO ₂ eq
Ocupação do solo	10,93	1,94E-03	m ² _{eq} de terra arável orgânica
Acidificação aquática	4,25	6,49E-04	kg SO ₂ eq
Eutrofização aquática	0,27	4,89E-05	kg PO ₄ P-lim
Aquecimento global	353,40	5,80E-02	kg CO ₂ eq
Energia não-renovável	7,40E+03	0,489	MJ primária
Uso de recursos minerais	18,35	2,85E-03	MJ adicional

Tabela B.2: Impactos intermediários para os produtos do Caso 1

<i>Midpoint</i>	Biodiesel	HEFA-BJF	Eletricidade	Unidade
Carcinogênicos	34,76	8,65	1,35E-03	kg C ₂ H ₃ Cl eq
Não carcinogênicos	12,04	19,38	3,03E-03	kg C ₂ H ₃ Cl eq
Efeitos Resp. inorgânicos	0,53	1,16	2,63E-04	kg PM _{2,5} eq
Radiação ionizante	1888,90	2772,28	0,43	Bq C-14 eq
Depleção da camada de ozônio	1,57E-05	1,52E-05	2,38E-09	kg CFC-11 eq
Efeitos Resp. orgânicos	0,14	4,29	2,15E-05	kg C ₂ H ₄ eq
Ecotoxicidade aquática	6,67E+04	1,19E+05	1,87E+01	kg TEG água
Ecotoxicidade terrestre	6,05E+03	1,17E+04	1,81	kg TEG solo
Aci./nut. terrestre	23,71	48,96	7,63E-03	kg SO ₂ eq
Ocupação do solo	11,17	22,95	3,60E-03	m ² _{eq} de terra arável orgânica
Acidificação aquática	4,33	7,92	1,19E-03	kg SO ₂ eq
Eutrofização aquática	0,28	0,58	9,05E-05	kg PO ₄ P-lim
Aquecimento global	358,67	699,76	0,103	kg CO ₂ eq
Energia não-renovável	7,46E+03	6,24E+03	9,05E-01	MJ primária
Uso de recursos minerais	18,70	33,63	5,26E-03	MJ adicional

Tabela B.3: Impactos intermediários para os produtos do Caso 2

<i>Midpoint</i>	Biodiesel	Etanol 2G	BJF-ATJ	Eletricidade	Unidade
Carcinogênicos	5,379	9,429	11,989	8,06E-04	kg C ₂ H ₃ Cl _{eq}
Não carcinogênicos	12,087	21,098	26,821	1,80E-03	kg C ₂ H ₃ Cl _{eq}
Efeitos Resp. inorgânicos	0,626	1,149	1,535	2,00E-04	kg PM _{2,5} _{eq}
Radiação ionizante	1,73E+03	3,03E+03	3,85E+03	0,259	Bq C-14 _{eq}
Depleção da camada de ozônio	9,44E-06	1,66E-05	2,10E-05	1,41E-09	kg CFC-11 _{eq}
Efeitos Resp. orgânicos	8,90E-02	0,151	0,192	1,28E-05	kg C ₂ H ₄ _{eq}
Ecotoxicidade aquática	7,39E+04	1,30E+05	1,65E+05	11,110	kg TEG água
Ecotoxicidade terrestre	7,18E+03	1,26E+04	1,61E+04	1,076	kg TEG solo
Aci./nut. terrestre	30,196	52,893	67,534	4,56E-03	kg SO ₂ _{eq}
Ocupação do solo	14,416	25,036	31,817	2,14E-03	m ² _{eq} de terra arável orgânica
Acidificação aquática	4,739	8,259	10,592	7,14E-04	kg SO ₂ _{eq}
Eutrofização aquática	0,360	0,630	0,801	5,39E-05	kg PO ₄ P-lim
Aquecimento global	395,972	684,051	888,67	0,063	kg CO ₂ _{eq}
Energia não-renovável	3,75E+03	6,35E+03	8,34E+03	0,539	MJ primária
Uso de recursos minerais	20,995	36,913	46,912	3,13E-03	MJ adicional

Tabela B.4: Impactos intermediários para os produtos do Caso 3

<i>Midpoint</i>	Biodiesel	BJF-HEFA	Etanol 2G	BJF-ATJ	Eletricidade	Unidade
Carcinogênicos	34,549	7,540	9,258	14,986	9,95E-04	kg C ₂ H ₃ Cl eq
Não carcinogênicos	11,611	16,895	20,714	33,525	2,23E-03	kg C ₂ H ₃ Cl eq
Efeitos Resp. inorgânicos	0,501	1,019	1,042	1,759	2,27E-04	kg PM _{2,5} eq
Radiação ionizante	1,83E+03	2,42E+03	2,97E+03	4,81E+03	0,319	Bq C-14 eq
Depleção da camada de ozônio	1,54E-05	1,32E-05	1,63E-05	2,63E-05	1,75E-09	kg CFC-11 eq
Efeitos Resp. orgânicos	1,38E-01	4,274	0,148	0,240	1,58E-05	kg C ₂ H ₄ eq
Ecotoxicidade aquática	6,40E+04	1,04E+05	1,28E+05	2,07E+05	13,716	kg TEG água
Ecotoxicidade terrestre	5,80E+03	1,02E+04	1,24E+04	2,01E+04	1,329	kg TEG solo
Aci./nut. terrestre	22,652	42,731	51,893	84,355	5,62E-03	kg SO ₂ eq
Ocupação do solo	10,664	20,000	24,580	39,769	2,64E-03	m ² eq de terra arável orgânica
Acidificação aquática	4,165	6,952	8,101	13,229	8,80E-04	kg SO ₂ eq
Eutrofização aquática	0,266	0,503	0,619	1,001	6,65E-05	kg PO ₄ P-lim
Aquecimento global	344,919	619,20	667,40	1103,57	0,077	kg CO ₂ eq
Energia não-renovável	7,33E+03	5,49E+03	6,23E+03	1,04E+04	0,665	MJ primária
Uso de recursos minerais	17,966	29,312	36,251	58,658	3,87E-03	MJ adicional