



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS REITOR JOÃO DAVID FERREIRA LIMA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

Suevellyn Silvério Pscevozniki

**Estudo exergoeconômico de uma planta de cogeração a biomassa com comercialização
do excedente de energia no mercado livre de energia elétrica**

Florianópolis
2023

Suevellyn Silvério Pscevozniki

**Estudo exergoeconômico de uma planta de cogeração a biomassa com comercialização
do excedente de energia no mercado livre de energia elétrica**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para a obtenção do título de Mestra em Engenharia Mecânica.

Orientador: Prof. Edson Bazzo, Dr. Eng.

Florianópolis

2023

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Pscevozniki, Suewellyn Silvério

Estudo exergoeconômico de uma planta de cogeração a biomassa com comercialização do excedente de energia no mercado livre de energia elétrica / Suewellyn Silvério Pscevozniki ; orientador, Edson Bazzo, 2023.

95 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Florianópolis, 2023.

Inclui referências.

1. Engenharia Mecânica. 2. Cogeração a biomassa. 3. Exergoeconomia. 4. Mercado livre de energia. 5. Indicador de Desempenho Exergoeconômico. I. Bazzo, Edson. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica. III. Título.

Suewellyn Silvério Pscevozniki

Estudo exergoeconômico de uma planta de cogeração a biomassa com comercialização do excedente de energia no mercado livre de energia elétrica

O presente trabalho em nível de Mestrado foi avaliado e aprovado, em 21 de agosto de 2023, pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Edson Bazzo, Dr. Eng.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Saulo Güths, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Eduardo Lucas Konrad Burin, Dr. Eng.
Universidade Federal do Paraná

Profa. Nury Audrey Nieto Garzón, Dra. Eng.
Universidad Industrial de Santander

Certificamos que esta é a versão original e final do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de Mestra em Engenharia Mecânica.

Prof. Henrique Simas, Dr. Eng.
Coordenador do programa

Prof. Edson Bazzo, Dr. Eng.
Orientador

Florianópolis, 2023.

Dedico este trabalho aos meus pais e meu irmão, por serem meu apoio
e incentivo para seguir meus objetivos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço e dedico este trabalho a minha mãe, Juliana Aparecida Leão Silvério Pscevozniki, por ter me incentivado a seguir com meus estudos após a graduação e ser o meu maior exemplo de vida.

Agradeço a meu pai, Christian Michel Pscevozniki, e meu irmão, Brian Silvério Pscevozniki, por me apoiarem durante toda a minha trajetória.

Ao professor Edson Bazzo, minha gratidão pelos ensinamentos e oportunidade de ser sua orientanda.

Aos demais professores que compuseram a banca, ao se disponibilizarem e enriquecerem este trabalho.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da UFSC, bem como os professores que contribuíram com a minha formação ao longo desse período.

Aos professores da minha graduação em Engenharia de Energia na Universidade Federal da Grande Dourados, pelo incentivo em ingressar no mestrado e o auxílio com a minha inscrição.

A Empresa responsável pela unidade de Leme, por ter disponibilizado os dados base da planta de cogeração para o desenvolvimento deste estudo.

A todos os amigos e colegas que participaram e contribuíram de alguma forma com a conclusão de mais um ciclo de vida.

RESUMO

O mercado de comercialização de eletricidade passou por sucessivas modificações nos últimos anos. Com o intuito de corrigir a formação dos preços de energia elétrica no mercado de curto prazo, denominado PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), que servem de base ao mercado livre de energia, os valores passaram a ser calculados diariamente para cada hora do dia seguinte, através de modelos computacionais. A alteração potencializa a integração de plantas termoelétricas a biomassa do setor sucroenergético à matriz elétrica, possibilitando maior previsibilidade dos preços no mercado e incentivando a geração de excedente de energia para comercialização em períodos mais favoráveis. Neste trabalho, foi realizado um estudo exergoeconômico de uma planta existente de cogeração, situada no interior de São Paulo, com a perspectiva de negociar o excedente de eletricidade no mercado livre. Além da proposta de Indicador de Desempenho Exergoeconômico, foi analisado o comportamento do PLD nos dois primeiros anos após implementação da precificação horária. Os trabalhos foram focados no ciclo de Rankine e cogeração com capacidade de atender demandas elétricas e térmicas da planta industrial, com potência instalada de 36,05 MW. Diferentes cenários de operação foram considerados no sentido de obter resultados representativos da planta analisada, incluindo a paridade elétrica e térmica, a variação de preços da tonelada de bagaço de cana-de-açúcar e o atendimento ao consumo interno, afetando a exportação do excedente de eletricidade. Os resultados encontrados comprovam a importância da análise exergoeconômica, bem como proposição de critérios específicos para planejamento de operação da planta e tomadas de decisão relacionadas com o potencial de comercialização do excedente de energia. Dentre os cenários simulados em paridade elétrica, aqueles com melhor indicativo para exportação de eletricidade ocorrem com o aumento nos valores do PLD e queda dos preços da biomassa, tornando viável essa exportação em situações em que o Preço de Liquidação das Diferenças apresenta valores 25 % maiores em relação ao custo do bagaço. Já em paridade térmica, há um aumento significativo nos horizontes propícios a exportação do excedente em decorrência da inversão na relação de preços, com cenários viáveis em circunstâncias em que o PLD possui valores até 12,4 % menores que o preço da biomassa. A importância da relação entre os preços da eletricidade e a eficiência exérgica da planta se justifica pela influência da exportação de energia gerada a partir do bagaço no equilíbrio dos preços no mercado, evidenciando a importância da biomassa como fonte energética exequível para fazer frente às demandas térmicas e elétricas do próprio setor e, particularmente, junto ao mercado livre de eletricidade.

Palavras-chave: Cogeração a biomassa. Exergoeconomia. Mercado livre de energia. Indicador de Desempenho Exergoeconômico.

ABSTRACT

The electricity commerce market has undergone successive modifications in the last few years. In order to correct the electric energy prices formation in the short-term market, denominated PLD (Differences Liquidation Price), which serve as a base to the free energy market, the values started to be calculated daily for each hour of the next day, through computer models. The change potentializes the integration of biomass thermoelectric plants from the sucroenergetic sector to the electric matrix, allowing a better predictability of the market prices and encouraging energy surplus generation for commercialization in more favorable times. In this essay, an exergoeconomic study of an existing cogeneration plant was carried out, situated in the countryside of São Paulo, with the perspective of negotiating the energy surplus in the free market. Besides the suggestion of Exergoeconomic Performance Indicator, the PLD behavior in the first two years after the implementation of the hourly pricing was analyzed. The research was focused on the Rankine cycle and cogeneration with the capacity to satisfy the electrical and thermic demands of the industrial plant, with an installed power of 36.05 MW. Different operation scenarios were considered in an effort to obtain representative results of the analyzed plant, including the electrical and thermic parity, the sugar cane bagasse ton price variation and internal consumption service, affecting the electricity surplus exportation. The obtained results prove the exergoeconomic analyses importance, as well as proposition of specific criteria for the plant operation planning and decision making related to the energy surplus commercialization potential. Among the simulated scenarios in electrical parity, those with the best electricity exportation indicative occur with the increase in the PLD values and decrease of the biomass prices, making this exportation viable in situations in which the Differences Liquidation Price presents values 25 % bigger regarding the bagasse cost. In regards to electrical parity, there was a significant increase in the horizons suitable for excess exportation in consequence of the price relation inversion, with viable scenarios in circumstances where the PLD has values up to 12.4 % less than the biomass price. The importance of the ratio between the electricity prices and the plant's energy efficiency justifies itself by the influence of the bagasse generated energy exportation in the market prices balance, evidencing the importance of biomass as a feasible energy source to face up to the thermic and also electric demands of the sector and, particularly, next to the free energy market.

Keywords: Biomass cogeneration; Exergoeconomy; Free energy market, Exergoeconomic Performance Indicator.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte.....	17
Figura 2.2 – Potencial de exportação de eletricidade gerada por bagaço.....	18
Figura 2.3 – Bioeletricidade mensal ofertada para a rede, 2020 a 2022 (GWh).....	19
Figura 2.4 – Participação percentual por estado na produção de bioeletricidade a partir do Bagaço de cana (Ano referência 2020).....	20
Figura 2.5 – Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro.....	22
Figura 2.6 – Subsistemas do Sistema Interligado Nacional.....	23
Figura 2.7 – Sistema Interligado Nacional.....	24
Figura 2.8 – PLD semanal do submercado Sudeste/Centro-Oeste para os anos de referência (2020 a 2022).....	27
Figura 2.9 – Representação esquemática da análise termodinâmica.....	30
Figura 2.10 – Conceito proposto para definição de exergias destruídas evitáveis e inevitáveis em plantas existentes.....	31
Figura 3.1 – Identificação das vazões mássicas.....	38
Figura 3.2 – Fluxo de custos e exergia em uma caldeira em estado estacionário.....	43
Figura 3.3 Fluxo de custos e exergia da turbina.....	44
Figura 3.4 – Histórico do Preço Horário para o submercado Sudeste/Centro-Oeste entre os anos de 2019 e 2023.....	49
Figura 3.5 – Histórico do Preço Horário para o submercado Nordeste entre os anos de 2019 e 2023.....	49
Figura 4.1 – Esquema da Caldeira modelo AT.....	52
Figura 4.2 – Exemplificação turbina de condensação da fabricante NG Metalúrgica.....	53
Figura 4.3 – Modelo físico da usina sucroenergética.....	54
Figura 4.4 – Modelo do desaerador da usina sucroenergética.....	55
Figura 5.1 – Variação dos valores do PLD para os quatro submercados (média dos valores horários em semanas).....	64
Figura 5.2 – Variação dos valores do PLD para os submercados Sudeste/Centro-Oeste.....	64
Figura 5.3 – Dados reais e previsões de carga disponibilizados pelo ONS para o Sudeste/Centro-Oeste.....	65
Figura 5.4 – Comparação das previsões de carga fornecidas pelo ONS para a região Sudeste/Centro-Oeste entre 2019 e 2023.....	66

Figura 5.5 – PLD horário e IDE da região Sudeste/Centro-Oeste entre 17/04/2018 e 31/12/2022 (Preço da tonelada do bagaço de cana-de-açúcar igual a R\$100,00).....	68
Figura 5.6 – PLD horário e IDE da região Sudeste/Centro-Oeste no ano de 2021 (Preço da tonelada do bagaço de cana-de-açúcar igual a R\$100,00).....	69
Figura 5.7 – PLD horário e IDE da região Sudeste/Centro-Oeste no ano de 2022 (Preço da tonelada do bagaço de cana-de-açúcar igual a R\$100,00 e R\$25,00).....	69
Figura 5.8 – PLD horário da região Sudeste/Centro-Oeste de 01/05/2021 a 31/07/2021 (Preço da tonelada do bagaço de cana-de-açúcar variando entre R\$25,00 a R\$300,00)	70
Figura 5.9 – IDE em 28/05/2021 e 31/05/2021 (Preço da tonelada do bagaço de cana-de-açúcar em R\$200,00).....	71
Figura 5.10 – Indicador de desempenho exergoeconômico relativo à demanda de energia comercializada (40 a 100%).....	72
Figura 5.11 – IDE com planta operando em paridade térmica de 01/05/2021 a 31/07/2021 (Preço da tonelada do bagaço de cana-de-açúcar igual a R\$100,00).....	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 - Características da caldeira Dedini AT-200	51
Tabela 4.2. Características das Turbinas de condensação modelo H2-630S/PO	52
Tabela 5.1. Composição da biomassa.....	59
Tabela 5.2. Resultados da análise termodinâmica da usina sucroenergética para cada estado (ciclo do vapor)	60
Tabela 5.3. Resultados da análise termodinâmica da usina sucroenergética para cada estado (ciclo dos gases de combustão e ar)	60
Tabela 5.4. Resultados termodinâmicos	61
Tabela 5.5. Resultados das perdas por calor.....	61
Tabela 5.6. Resultados da análise exérgica da usina sucroenergética para cada estado (ciclo do vapor)	62
Tabela 5.7. Resultados da análise exérgica da usina sucroenergética para cada estado (ciclo dos gases de combustão e ar)	62
Tabela 5.8. Resultados da análise exérgica da usina sucroenergética para cada estado (vazão mássica de vapor)	63
Tabela A.1. Resultados dos custos exérgicos de acordo com a variação do preço da biomassa	86
Tabela B.1. Resultados dos custos exérgicos de acordo com a variação do preço da biomassa	88

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATR	Açúcar total recuperado
BRL	Real Brasileiro
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CMO	Custo Marginal de Operação
COND	Condensador
DECOMP	Modelo de Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo
DES	Desaerador
DESSEM	Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo
EES	Engineering Equation Solver
ENEL	Entidade Nacional de Eletricidade
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EVAP	Evaporador
IBGE	Brazilian Institute of Geography and Statistics
IDE	Indicador de Desempenho Exergoeconômico
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
NEWAVE	Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazos
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PRÉ-AR	Pré Aquecedor de ar
REN21	Renewable Energy Policy Network for the 21st Century
SA	Superaquecedor
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPECO	Specific Exergy Costing Method

TURB Turbina

UNICA União da Indústria de Cana-de-Açúcar e Bioenergia

LISTA DE SÍMBOLOS

c	Custo específico por unidade de exergia	[BRL/GJ]
c_p	Calor específico	[kJ/kg.K]
\dot{C}_F	Taxa de custo associada ao fluxo de exergia do combustível	[BRL/s]
\dot{C}_P	Taxa de custo associada ao fluxo de exergia do produto	[BRL/s]
\dot{C}	Taxa de custo associada ao fluxo de exergia	[BRL/s]
e	Exergia específica	[kJ/kg]
e_{ar}	Excesso de ar	[-]
en	Taxa de energia específica	[kJ/kg]
\dot{E}	Taxa de exergia	[kJ/s]
\dot{E}_{CH}	Taxa de exergia química	[kJ/s]
\dot{E}_D	Taxa de exergia destruída	[kJ/s]
\dot{E}_L	Taxa de exergia perdida	[kJ/s]
\dot{E}_{PH}	Taxa de exergia física	[kJ/s]
$\dot{E}_{q,j}$	Taxa de exergia por transferência de calor	[kJ/s]
\dot{E}_T	Taxa de exergia total	[kJ/s]
\dot{E}_w	Taxa de exergia por transferência de trabalho	[kJ/s]
h	Entalpia	[kJ/kg]
\dot{m}	Taxa de vazão mássica	[kg/s]
P	Pressão	[bar]
q	Perda por calor	[kJ/kg]
\dot{Q}	Taxa de transferência de energia por calor	[kJ/s]
\dot{Q}_D	Energia disponível na fornalha	[kW]
R	Constante ideal do gás	[kJ/kg.K]
s	Entropia	[kJ/kg.K]
T	Temperatura	[°C]
v	Volume específico	m ³ /kg
w	Fração de massa de umidade na biomassa	[-]
\dot{W}	Taxa de transferência de energia por trabalho	[kJ/s]

x_i	Massa, mol ou fração de volume do i-ésimo componente em biomassa ou gás de exaustão	[-]
x_i^0	Massa, mol ou fração de volume do i-ésimo componente no ar	[-]
\dot{Z}_{total}^{CI}	Taxa de custo de investimento de capital	[BRL/s]
\dot{Z}_{total}^{OM}	Taxa de custo de investimento de operação e manutenção	[BRL/s]

Subscritos

<i>cald</i>	Caldeira	[-]
<i>ch</i>	Chaminé	[-]
<i>comb</i>	Combustível	[-]
<i>conv</i>	Convecção	[-]
<i>el</i>	Trabalho elétrico	[-]
<i>FC</i>	Fornalha	[-]
<i>iso</i>	Isentrópica	[-]
<i>in</i>	Entrada	[-]
<i>liq</i>	Líquido	[-]
<i>m</i>	Moenda	[-]
<i>out</i>	Saída	[-]
<i>rad</i>	Radiação	[-]
<i>ref</i>	Referência	[-]
<i>st</i>	Estequiométrico	[-]
<i>sys</i>	Sistema	[-]
<i>t</i>	Total	[-]
<i>th</i>	Trabalho térmico	[-]
<i>k</i>	Componente	[-]

Sobrescritos

<i>AV</i>	Evitável	[-]
<i>CH</i>	Química	[-]
<i>G</i>	Gás de exaustão	[-]
<i>MG</i>	Referência do gás de exaustão	[-]
<i>UN</i>	Inevitável	[-]

Letras gregas

β	Coeficiente de exergia química	[-]
Γ	Constante de conversão de unidades	[-]
ε	Eficiência exergética	[-]
ζ	Indicador de desempenho exergoeconômico	[BRL/MWh]
η	Eficiência	[-]
φ	Perda monetária associada a ineficiências dos componentes	[BRL/GJ]
Ω	Preço da eletricidade	[BRL/MWh]

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	MOTIVAÇÃO.....	14
1.2	OBJETIVOS.....	15
1.2.1	Objetivo Geral	15
1.2.2	Objetivos Específicos	15
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	16
2	REVISÃO DA LITERATURA	17
2.1	MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA	17
2.1.1	Operador Nacional do Sistema Elétrico	22
2.1.2	Mercado elétrico brasileiro e o Preço de Liquidação das Diferenças	25
2.2	FUNDAMENTOS DA TERMODINÂMICA.....	28
3	ESCOPO DO TRABALHO	33
3.1	ANÁLISE TERMODINÂMICA.....	34
3.2	ANÁLISE EXERGOECONÔMICA.....	41
3.2.1	Custo médio específico de exergia do combustível	42
3.2.2	Balanco de custos exergéticos da caldeira	42
3.2.3	Balanco de custos exergéticos da caldeira	43
3.3	PREPOSIÇÃO DE INDICADOR DE DESEMPENHO EXERGOECONÔMICO	45
3.4	COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO MERCADO LIVRE	47
4	ESTUDO DE CASO	51
4.1	DESCRIÇÃO DA PLANTA	51
4.2	ANALISE TERMODINÂMICA DA PLANTA	55
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	58
5.1	ANÁLISE TERMODINÂMICA DA PLANTA	59
5.2	ANALISE EXERGOECONÔMICA E A COMERCIALIZAÇÃO DE EXCEDENTE DE ENERGIA.....	63
5.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	75
6	CONCLUSÃO	77
6.1	SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS	78
	REFERÊNCIAS	79

APÊNDICE A – CUSTOS ASSOCIADOS AO INDICADOR DE DESEMPENHO EXERGOECONÔMICO	83
APÊNDICE B – CENÁRIO EM PARIDADE TÉRMICA.....	87
ANEXO A – RELAÇÕES PARA OBTENÇÃO DO COEFICIENTE β	89

1 INTRODUÇÃO

Resultado de uma matriz energética mundial predominantemente não renovável, 78,5 % do consumo total de energia final no ano de 2020 foi atendido por combustíveis fósseis e energia nuclear. Apesar da participação considerável, essas fontes, em conjunto com a biomassa convencional (lenha e carvão vegetal), obtiveram um crescimento de apenas 0,9 % ao ano em média entre 2009 e 2020. Em contrapartida, as energias renováveis expandiram cerca de 4,6 % neste mesmo período, além de apresentar um crescimento recorde em capacidade de energia instalada em 2021. O setor de energia elétrica é o maior responsável por essa expansão, com 3.146 GW instalados para geração de eletricidade a partir de fontes renováveis, capaz de atender 28,3 % da demanda global (REN21, 2022).

O avanço das energias renováveis é atribuído à crescente consciência de seus benefícios por parte do público em geral, assim como incentivos governamentais através de acordos e ações para redução de impactos ambientais. Responsável por impulsionar esse avanço, a transição energética é caracterizada pela mudança dos padrões de energia em virtude do aumento da demanda, ocasionada pelo crescimento populacional e econômico, e da modificação para uma matriz sustentável e de baixo carbono. Essa transição, enfrentada por vários países, tem fomentado a inibição do uso de combustíveis fósseis, com o investimento e inovação em tecnologias para geração de energia por fontes renováveis (FERRAÇO, 2016).

Entre as fontes incentivadas devido ao menor impacto ambiental, a biomassa é responsável por 8,2 % da geração de eletricidade no Brasil, com perspectiva de crescimento em 2 % até o ano de 2030. Nessa categoria inclui-se biomassas de diferentes origens, como a lixívia e cavaco, mas a maior parcela se refere a produção de eletricidade proveniente do bagaço de cana-de-açúcar (EPE, 2022a).

Inicialmente tratado como resíduo da produção de etanol e açúcar sem valor agregado, o bagaço é um produto importante para geração de energia ao possibilitar autonomia energética das usinas industriais. Com a possibilidade de armazenamento em períodos de entressafra, a queima do bagaço se tornou uma oportunidade de produção de eletricidade em plantas de cogeração à biomassa com perspectiva de exportação do excedente ao mercado livre.

1.1 MOTIVAÇÃO

No Brasil a transição energética é acompanhada por uma transformação regulatória no mercado de curto prazo, marcado pela implementação de um modelo horário de preços da energia comercializada, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), anteriormente calculado semanalmente. O novo modelo computacional, intitulado DESSEM (Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo), entrou em operação de forma definitiva em 1º de janeiro de 2021 com o objetivo de corrigir diferenças no mecanismo de formação de preços no mercado livre de energia.

A nova precificação possibilita que as projeções de operação do sistema se aproximem mais da produção e consumo real, além de se adaptarem à inserção cada vez mais relevante de energias intermitentes na matriz elétrica, como a eólica e a solar, caracterizadas pela maior dependência climática e necessidade de formação de preços mais precisos, que acompanhem as mudanças diárias de operação (ENEL, 2021).

Em referência a sistemas de cogeração, como o caso das usinas sucroenergéticas, o PLD horário garante maior previsibilidade dos preços da energia no mercado livre, permitindo a negociação e venda de excedente de energia em períodos mais favoráveis e, também, servindo como orientação para o planejamento de operação dessas plantas. A possibilidade de prever os preços do mercado em curtos períodos torna-se um incentivo à geração e comercialização de excedente, impulsionando a participação da cogeração na matriz elétrica.

Outro destaque, envolvendo estudos relacionados às plantas de cogeração, consiste na variação do preço da biomassa no mercado. Ao tratar do bagaço de cana-de-açúcar pode-se citar a influência das condições climáticas em seus preços, da demanda por produtos oriundos da cana ou a relação destes com outros produtos comercializados no mercado exterior. Mas o destaque se dá a sua variação sob influência do aumento nas remunerações da energia elétrica comercializada.

O trabalho desenvolvido conciliou os pontos aqui apresentados por meio da análise exergoeconômica, para avaliação de uma planta de cogeração existente no modo integrado ao mercado de eletricidade de acordo com PLD horário. Como resultado, dispõe-se de um modelo exergoeconômico específico alinhado ao novo modelo de precificação do mercado brasileiro em plantas de cogeração.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é avaliar o comportamento termodinâmico de uma planta de cogeração atuante no setor sucroenergético, com foco na viabilidade econômica de comercialização da energia excedente no mercado livre de eletricidade.

1.2.2 Objetivos Específicos

Os seguintes objetivos específicos servirão de base para atingir o objetivo geral:

- Realizar uma análise exergoeconômica de uma planta de cogeração existente que utiliza bagaço de cana-de-açúcar como fonte de energia, identificando as exergias destruídas da planta de cogeração operando de acordo ao projeto;
- Analisar o comportamento do PLD em seus dois primeiros anos de atuação (2021 e 2022), identificando possíveis influências externas;
- Adequar o Indicador de Desempenho Exergoeconômico ao considerar a demanda térmica da planta, utilizando como referência a análise exergoeconômica e os valores de PLD horário;
- Considerar diferentes cenários de operação da planta, com variação de custos da biomassa, exportação de excedente e atendimento da demanda térmica, a fim de analisar os custos da comercialização de energia;
- Identificar oportunidades de comercializar o excedente de energia no mercado livre, considerando mudança recente no mercado relativo ao PLD (Preço de Liquidação das Diferenças).

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O Capítulo 2 apresenta a revisão da literatura, tratando da formação e estruturação da matriz elétrica brasileira, incluindo as principais fontes que compõem essa matriz e a participação da biomassa. Em seguida, é apresentado o funcionamento do Sistema Interligado Nacional, incluindo os diferentes programas utilizados para previsão das cargas e determinação da operação do sistema. É abordado o mercado livre de energia, com foco no preço de liquidação das diferenças e as mudanças aplicadas em 2021. Por fim, é realizada uma revisão de alguns conceitos termodinâmicos utilizados no desenvolvimento do estudo por meio de trabalhos e referências que tratam da análise exergoeconômica.

O Capítulo 3 apresenta o escopo do trabalho, com a análise termodinâmica aplicada à planta em questão, seguindo da análise exergoeconômica e considerações dos custos para geração da energia elétrica. Apresenta-se a adequação do indicador de desempenho exergoeconômico (IDE), com as devidas considerações, finalizando com as variações dos preços do bagaço de cana-de-açúcar e da energia no mercado livre.

A planta de cogeração a biomassa utilizada para o estudo é apresentada no Capítulo 4, incluindo algumas considerações e informações dos equipamentos, além das equações de balanço de energia e exergia destruída.

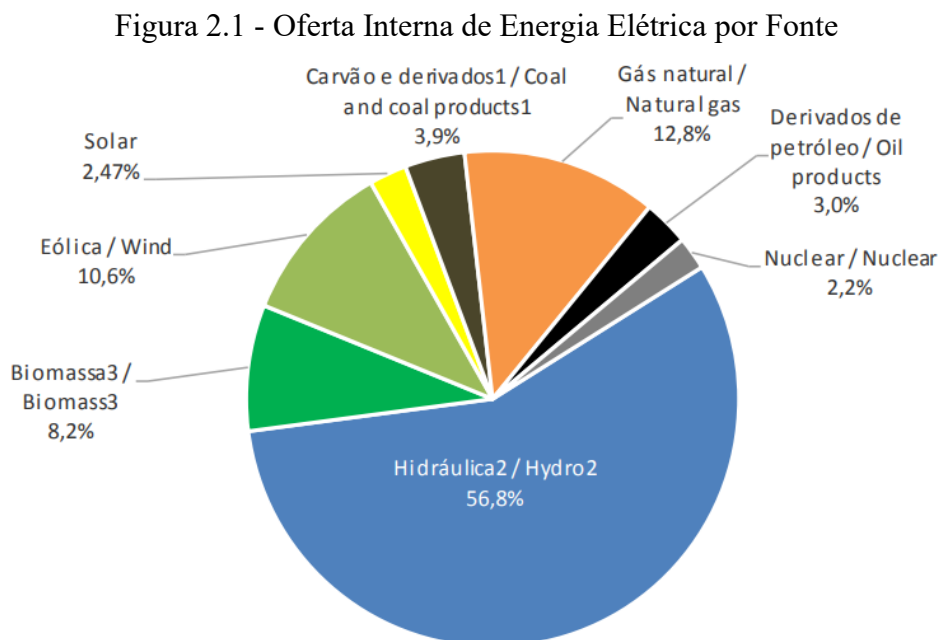
O Capítulo 5 aborda as considerações aplicadas para simulação da planta, com os principais resultados obtidos das análises termodinâmica e exergética para a operação nas condições de projeto. É discutido a formação de preços no mercado livre e a influência de fatores externos sobre esses. Seguindo para os cenários simulados em paridade elétrica e térmica, são apresentados os resultados dos custos para geração de energia elétrica e do indicador de desempenho exergoeconômico, incluindo as discussões acerca da possibilidade de comercialização de energia no mercado livre.

No Capítulo 7 são apresentadas as conclusões deste trabalho.

2 REVISÃO DA LITERATURA

2.1 MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

A matriz elétrica brasileira se destaca em âmbito mundial por apresentar 78,1 % da sua oferta interna de eletricidade proveniente de fontes renováveis. Em decorrência da abundância de recursos hídricos e da extensão do território, a energia hidrelétrica se tornou a principal fonte do país, correspondendo a 56,8 % da oferta, incluindo as importações oriundas da usina de Itaipu, conforme Figura 2.1 (EPE, 2022a).



Fonte: EPE, 2022a

Apesar do alto percentual da energia hidráulica na participação da geração de eletricidade, com uma capacidade instalada de 109,4 GW no final de 2021, esse mercado apresentou um crescimento de apenas 119 MW nesse mesmo ano, valor inferior quando comparados às médias de 3,8 GW anuais entre 2014 e 2019 (REN21, 2022). Com a desaceleração da fonte hídrica, em parte pelos custos ambientais mais elevados, o destaque se dá às fontes eólica e solar, que tem se mostrado economicamente mais competitivas às demais tecnologias na expansão da oferta de energia.

Com recursos favoráveis ao crescimento das duas fontes, considerando a irradiação solar média elevada e as áreas propícias a instalações *onshore* e *offshore*, a potência instalada

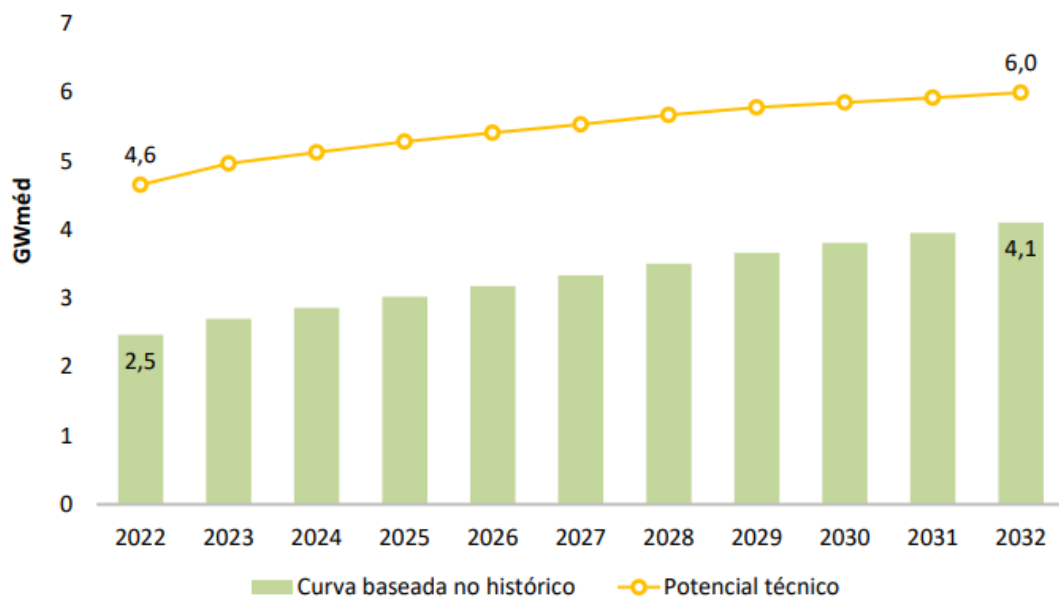
para geração eólica expandiu 21,2 % em 2021, representando 13,07 % da oferta interna de energia elétrica (EPE, 2022a).

Neste cenário, a biomassa desponta como segundo destaque, na qual se inclui a geração de energia por meio da queima do bagaço de cana-de-açúcar em plantas de cogeração do setor sucroenergético. De acordo com Cassula et al. (2015) a quantidade de bagaço produzida por safra, correspondendo a 30% do volume da cana-de-açúcar moída, permitindo que as plantas se tornem autossuficientes em termos de geração energética, com possibilidade de comercialização de excedente de produção no mercado livre.

A bioeletricidade proveniente do bagaço apresenta potencial competitivo para exportação de energia elétrica. Embora o aumento na produção de etanol e açúcar exija maior uso energético deste, o processo tem se tornado cada vez mais eficiente, reduzindo a demanda pelo insumo que pode ser redirecionado à produção de energia (EPE, 2022b).

A capacidade de geração utilizando a biomassa da cana atingiu 12,2 GW em 2022, representando um crescimento superior a 30 % em relação a 2016. Segundo os estudos preliminares do Plano Decenal de Expansão de Energia para 2032, o potencial para exportação de energia a partir do bagaço de cana-de-açúcar pode variar de 4,1 a 6,0 GW médios, Figura 2.2, com destino a comercialização no mercado livre (EPE, 2022c).

Figura 2.2 – Potencial de exportação de eletricidade gerada por bagaço

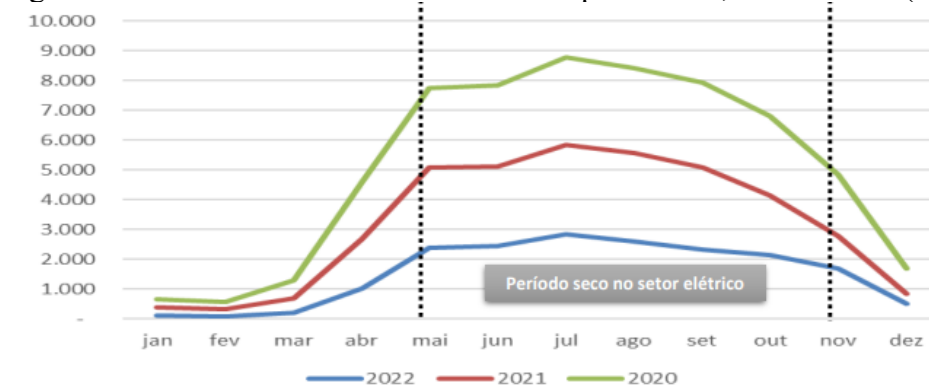


Fonte: EPE, 2022c

A utilização do bagaço de cana-de-açúcar, assim como outras fontes renováveis, se mostra importante no cenário de diversificação da matriz elétrica brasileira. Uma diversificação necessária para garantir a segurança no suprimento à demanda energética, aumentar a flexibilidade de operação do sistema e reduzir o controle de preços no mercado por parte dos fornecedores (Campos, 2018).

A crise hidrológica, reconhecida pelo Brasil em 2021 como a pior desde 1930, comprova a necessidade da diversificação após sucessivas quedas de geração hidrelétrica desde o ano de 2011. Em solução a essa e outras futuras crises, a geração anual de bioeletricidade do bagaço possui um perfil de complementariedade, pois, os momentos de menor disponibilidade hídrica nas principais usinas coincidem com os períodos de safra da região centro-sul, Figura 2.3, maior região produtora atualmente (EPE, 2022c).

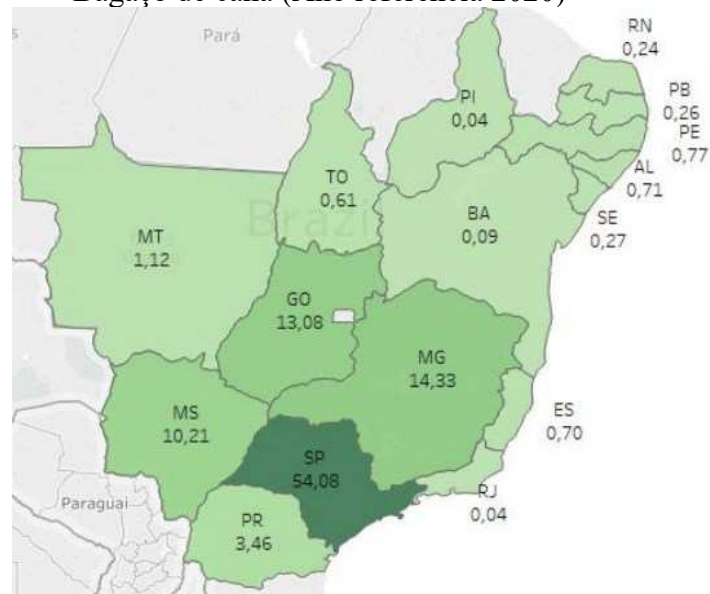
Figura 2.3 – Bioeletricidade mensal ofertada para a rede, 2020 a 2022 (GWh)



Fonte: ÚNICA, 2023

Em 2022, 82% da geração da bioeletricidade foi ofertada entre os meses de maio e novembro, período mais seco e crítico do ano, sendo 72 % da produção total oriunda do setor sucroenergético. Ao analisar a participação por estado na geração de energia elétrica através do bagaço, o estado de São Paulo detém 54,08 % da produção, Figura 2.4, valor esse que representou 10.958 GWh no ano de 2022 em virtude das 207 usinas termelétricas instaladas na região (ÚNICA, 2023).

Figura 2.4 – Participação percentual por estado na produção de bioeletricidade a partir do Bagaço de cana (Ano referência 2020)



Fonte: CCEE, 2020

Com uma geração predominantemente hídrica e suscetível às variações climáticas ao longo do ano, o planejamento da operação das usinas exige maior atenção e ferramentas específicas para garantir o atendimento da demanda dos setores no país.

O setor elétrico brasileiro é resultado de várias mudanças ao longo de sua existência, partindo de um modelo inicial em que o planejamento não era uma prioridade e o suprimento de energia era conduzido por empresas privadas. Com o aumento da demanda por eletricidade, incluindo geração e distribuição, a intervenção estatal tornou-se necessária a fim de impulsionar os baixos investimentos das concessionárias estrangeiras na expansão da capacidade de oferta, além implementar uma visão integrada de planejamento (MERCEDES et al., 2015).

Com a promulgação do Código das Águas em 1934, a legislação sobre o aproveitamento dos recursos hídricos sofreu alteração, regulando a propriedade e concessão para exploração dessa fonte. Em complemento, foram determinados critérios de tarifação do serviço público, com a fixação dos custos, e o deslocamento do controle sobre o uso dos cursos de água e fornecimento de energia elétrica para o poder federal. O estado ainda não dispunha de capital e tecnologia para ampliar a capacidade de energia, como as empresas estrangeiras, que por sua vez, não disponibilizavam tarifas com os melhores preços para a população e segurança para novos aportes de capital (LORENZO, 2002).

Em solução foram criadas as primeiras concessionárias estaduais, como a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf) em 1945, e o primeiro Plano Nacional de Eletrificação, que propunha a integração das regiões por meio de sistemas de transmissão e criava a

Eletrobras, em 1961. Com essas e várias outras mudanças, a entrada do estado no setor foi impulsionada, tornando-o 98 % público até 1979 (MERCEDES et al., 2015).

Em conjunto com o Ministério de Minas e Energia, as atividades da Eletrobras foram importantes para a consolidação do planejamento energético do país, assumindo funções de organização, coordenação e operação do setor. Tal planejamento de expansão era baseado no “período crítico”, utilizando séries de dados históricos de períodos mais secos, para dimensionar as usinas e garantir a geração necessária, intitulada “energia firme”.

Com o início da interligação dos sistemas no país, cresce a necessidade de inserir modelos de planejamento e operação que substituam o critério determinístico. Nesse ambiente, a Eletrobras e o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), em 1977, desenvolvem um modelo de programação dinâmica estocástica (PDE) para determinar o despacho hidrotérmico de menor custo em cada mês (MERCEDES et al., 2015).

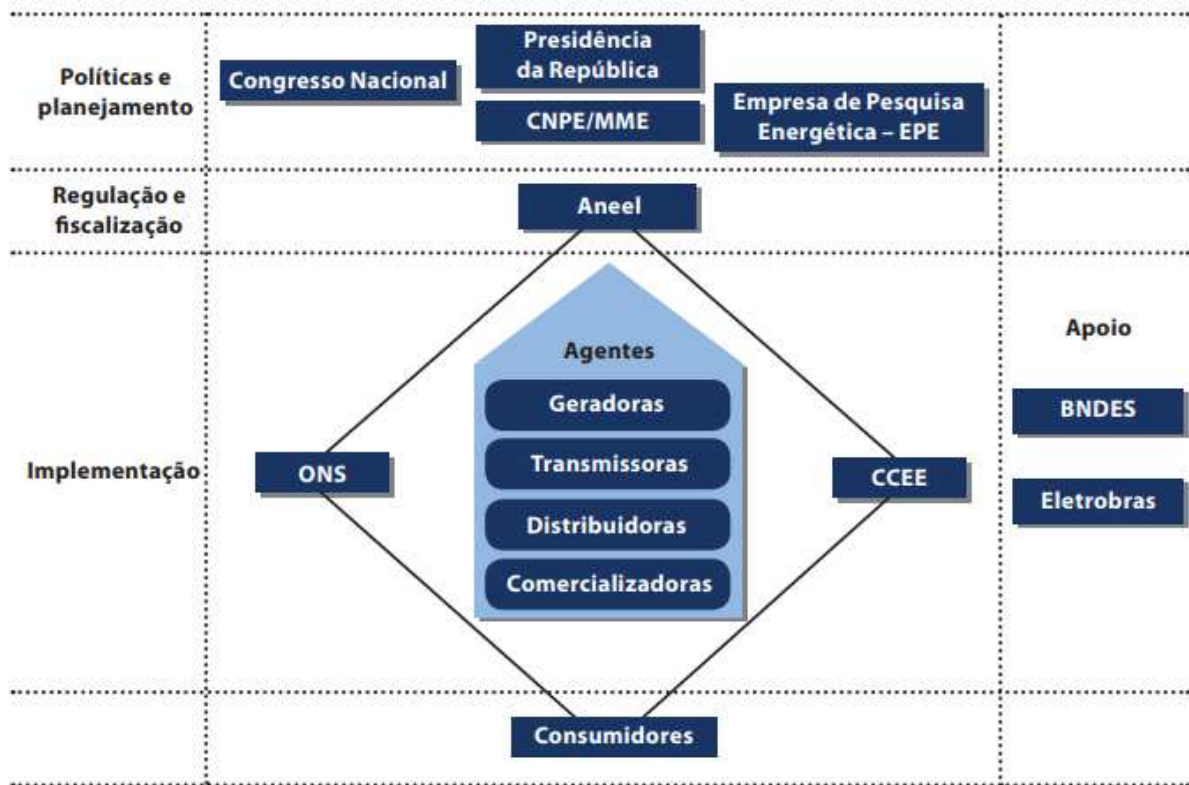
Na década de 90 o setor elétrico sofreu instabilidades devido ao déficit financeiro, alcançando o valor de US\$ 26 bilhões em 1993, o endividamento das empresas estatais que não possuíam mais capital para investir na expansão do setor, alta nos valores das tarifas e as falhas no abastecimento de energia. A retomada da privatização de alguns setores se torna uma alternativa, trazendo a necessidade de estabelecer condições para a regulamentação desse processo, como a questão tarifária, relação entre geradores e distribuidores, entre outros. Dentre as leis e decretos, destaca-se a Lei nº 9.427/1996 que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, órgão responsável por regulamentar as concessões com a assinatura dos contratos de concessão, e a Lei nº 9.648, de 27/05/1998, que estabeleceu o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) e a criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Essas medidas buscaram garantir a qualidade na prestação de serviços, atendimento à demanda de energia futura e liberdade de competição na geração e comercialização (GANIM, 2009).

Uma nova mudança é aplicada ao setor após a crise de abastecimento em 2001, ocasionada pela inadequação do modelo de previsão, ampliação dos custos de manutenção, queda nos investimentos de capacidade instalada, entre outros motivos. Tais eventos resultaram no rateio de energia, com blecautes programados pelo governo para evitar o colapso do sistema elétrico brasileiro. A reforma aplicada no ano de 2004 teve como objetivo alterar a modalidade de comercialização de energia elétrica entre os setores do Sistema Interligado Nacional (SIN) ao estabelecer dois ambientes para compra e venda de energia (MERCEDES et al., 2015). Seriam estes o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), além da criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em substituição do MAE, responsável por viabilizar a comercialização de energia, e da Empresa

de Pesquisa Energética (EPE), com a finalidade de desenvolver estudos e pesquisas destinados ao planejamento do setor, em curto, médio e longo prazo (GANIM, 2009).

O setor elétrico brasileiro mantém a estruturação definida em 2004, Figura 2.5, com ajustes aplicados quando necessário, a fim de adequar o planejamento e operação com a realidade do país, a exemplo, a alteração nos preços aplicados ao mercado livre de energia no ano de 2021.

Figura 2.5 – Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro



Fonte: MERCEDES et al., 2015

2.1.1 Operador Nacional do Sistema Elétrico

O Sistema Interligado Nacional (SIN) trata-se de um sistema de produção e transmissão de energia elétrica majoritariamente interligado através de malhas de transmissão de grande porte. Ele permite a transferência de energia entre os quatro subsistemas, conforme Figura 2.6, nomeados de Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte (ONS, 2022a).

Figura 2.6 – Subsistemas do Sistema Interligado Nacional



Fonte: Adaptada de NUNES, 2022

Sendo um sistema hidro-termo-eólico, com predominância da geração hidrelétrica, a interligação permite a complementaridade entre os diferentes regimes hidrológicos das regiões, Figura 2.7, permitindo uma geração superior se comparada a um sistema sem interligação (MERCEDDES et al., 2015). O atendimento da demanda de forma segura e econômica é garantido pelo crescimento das instalações de usinas eólicas e a localização das usinas térmicas próximas aos principais centros de carga, desempenhando um papel estratégico na gestão de estoque dos reservatórios das usinas hidrelétricas (ONS, 2022a).

Por ser um sistema extenso e diversificado, seu planejamento se torna complexo, pois não envolve apenas o planejamento de expansão da capacidade instalada, como também a coordenação operacional para atendimento da demanda de sistemas que estão interligados. A responsabilidade de coordenar e controlar a operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica é do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), uma associação civil, que visa garantir a estabilidade elétrica e o suprimento de energia de forma segura com o menor custo possível (MERCEDDES et al., 2015).

Figura 2.7 – Sistema Interligado Nacional



Fonte: ELETROBRAS, 2022

O planejamento operacional desenvolvido pelo ONS utiliza modelos de programação para obter um plano ótimo de operação que reduza os custos da energia e o déficit. O primeiro modelo computacional, desenvolvido pela Cepel, é o NEWAVE, destinado ao planejamento de operação e expansão em longo e médio prazo (até 5 anos) para determinar a estratégia de geração minimizando o custo de operação. Dentre os resultados, as funções de custo futuro traduzem para o modelo de curto prazo o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios (CCEE, 2022a).

O modelo de curto prazo, DECOMP, é utilizado para o planejamento operacional com horizonte de dois meses, tendo uma discretização semanal para o primeiro mês. Seu objetivo é determinar a geração das usinas hidrelétricas e termelétricas de forma individual, também

minimizando o custo de operação através da função de custo futuro fornecido pelo NEWAVE, previsões de cargas, limites de transmissão entre os subsistemas, entre outras informações.

Em 1º de janeiro de 2021 um terceiro modelo de aprimoramento, DESSEM (Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo), entrou em operação oficialmente para o planejamento em curtíssimo prazo, com horizonte de 7 dias. Representando as usinas hidrelétricas de forma individual e as termelétricas por unidade geradora e ciclo combinado, o modelo também abrange as variações de geração das fontes intermitentes. Utilizando as previsões de geração e do mercado, assim como os resultados do demais modelos, busca minimizar o custo do despacho de geração e determinar o custo marginal de operação (CMO), anteriormente determinado pelo modelo DECOMP e definido como o custo do recurso para atendimento a um acréscimo marginal de demanda (CCEE, 2022a).

2.1.2 Mercado elétrico brasileiro e o Preço de Liquidação das Diferenças

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), nomeado como Mercado Cativo, estão submetidas as geradoras, distribuidoras e comercializadoras, com operações de contratação realizadas através dos leilões, também responsáveis pelo estabelecimento de preços, com reajustes tarifários regulados pela Aneel. Sendo o principal mercado de energia do país, o consumidor também é regulado e nomeado como residencial, comercial, industrial, entre outros.

Já o Ambiente de Contratação Livre (ACL), ou Mercado Livre de Energia, além das geradoras e comercializadores, estão envolvidos os consumidores livres, com demandas de energia acima de 1,5 MW, os consumidores especiais, com demandas entre 0,5 e 1,5 MW, assim como importadores e exportadores. Os consumidores tidos como especiais podem participar do mercado livre com a condição de contratar energia de fontes eólicas, solares, biomassa ou Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Nesse mercado ocorrem operações de compra e venda com livre negociação de contratação e preços entre compradores e vendedores (CCEE, 2022b).

A Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) é responsável por viabilizar a comercialização de energia em ambos os mercados, incluindo a manutenção dos sistemas computacionais e registros de geração e consumo. Também é de responsabilidade da CCEE o cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), utilizando como base os valores do CMO disponibilizados pelo Operador Nacional para cada subsistema.

O cálculo do CMO para cada subsistema considera que a maior parcela de geração de energia no Brasil provém de usinas hidrelétricas, devendo relacionar o benefício presente do uso da água e o benefício futuro do seu armazenamento, incluindo a economia no uso dos combustíveis em termelétricas. Com esse resultado, o PLD é calculado com base em prognósticos e suposições para determinar os valores da energia produzida e não comercializada nos mercados, considerando as restrições de transmissão de energia entre os subsistemas (CCEE, 2022a).

O Preço de Liquidação das Diferenças é aplicado ao mercado de curto prazo nos volumes de energia liquidados, ou seja, a diferença entre a energia contratada e consumida ou gerada. Exemplificando a utilização do PLD, pode-se analisar as situações de sua aplicação do ponto de vista do comprador, quando este contrata uma determinada quantidade de energia elétrica de um gerador, se houver aumento ou redução da demanda, essa diferença em relação ao contrato será comercializada no mercado de curto prazo ao valor do PLD. Da ótica do gerador, havendo aumento ou redução na geração, essa também será comercializada no mercado de diferenças sob o PLD (FINARDI, 2021).

Em 2021 o planejamento da operação do sistema, incluindo a formação dos preços, sofreu uma nova alteração. Até 31 de dezembro de 2020 os valores do PLD eram calculados semanalmente com base nos resultados do modelo DECOMP. No ano seguinte, a precificação horária foi estabelecida para cada subsistema de energia, por meio do modelo DESSEM, considerando os níveis de carga do sistema como leve, médio e pesado.

O novo modelo computacional entrou em operação em abril 2018 para realização do cálculo e divulgação do Preço horário “Sombra”, em paralelo ao PLD em base semanal, possibilitando a avaliação do seu impacto. Em 1º de janeiro de 2021 iniciou sua operação definitiva com o objetivo de corrigir diferenças no mecanismo de formação de preços no mercado livre de energia.

A nova precificação possibilita que as projeções de operação do sistema se aproximem mais da produção e consumo real, se adaptando à inserção cada vez mais relevante de energias intermitentes na matriz elétrica. Essas energias intermitentes, como a eólica e solar, são caracterizadas pela maior dependência climática e necessidade de formação de preços mais precisos, que acompanhem as mudanças diárias de operação (ENEL, 2021).

Para Bianchi (2020), apesar da geração solar no Brasil ainda ter uma representatividade baixa da matriz elétrica, essa possui potencial para reduzir os preços horários de energia e a amplitude das oscilações desses, consequência do período de maior consumo de energia se concentrar em horários de maior insolação e geração de energia elétrica fotovoltaica.

Em referência a sistemas de cogeração, como o caso das usinas sucroenergéticas, o PLD horário garante maior previsibilidade dos preços da energia no mercado livre, permitindo a negociação e venda de excedente de energia em períodos mais favoráveis e, também, servindo como orientação para o planejamento de operação dessas plantas. A possibilidade de prever os preços do mercado em curtos períodos torna-se um incentivo à geração e comercialização de excedente, impulsionando a participação da cogeração na matriz elétrica.

A geração de energia a partir do bagaço de cana-de-açúcar também contribui com a redução nos preços do mercado livre, pois o período de safra, normalmente entre os meses de maio e novembro, coincide com o período de seca histórica em reservatórios do submercado Sudeste/Centro-Oeste. Pereira et al. (2009) afirma que a energia proveniente do bagaço reduz a exposição do SIN ao risco hidrológico e energético, além de contribuir com a manutenção dos reservatórios em valores seguros.

Ao comparar os valores de PLD em base semanal do período de janeiro a dezembro do ano de 2020 com os valores de PLD horário, em média semanal, para o mesmo período nos anos de 2021 e 2022, totalizando 52 semanas, percebe-se que o mercado Sudeste/Centro-Oeste apresentou uma oscilação nos preços de energia, conforme Figura 2.8. Tais resultados comprovam a melhor representatividade da carga e geração do SIN, capturando as mudanças diárias e, conseqüentemente, melhor operação do sistema ao proporcionar uma análise mais criteriosa acerca dos impactos externos, assim como comportamentos similares entre os anos.

Figura 2.8 – PLD semanal do submercado Sudeste/Centro-Oeste para os anos de referência (2020 a 2022)



Após sua implementação em janeiro de 2021, o programa DESSEM continua a ser atualizado, com novas versões inseridas no planejamento energético em virtude da necessidade de ajustes e correções das versões anteriores. A exemplo, as novas versões do programa implementadas em 28 de março e 29 de agosto de 2022.

2.2 FUNDAMENTOS DA TERMODINÂMICA

Um número significativo de trabalhos foi publicado envolvendo estudos da primeira e segunda lei da termodinâmica em plantas de cogeração, com a utilização de diferentes biomassas. Siqueira Neto (2018) aborda em sua revisão a definição de cogeração, essa caracterizada pela produção simultânea de energia eletromecânica e térmica, proporcionando a geração combinada de potência e vapor. Com o intuito de se tornarem autossuficientes energeticamente, empresas do setor industrial utilizam da cogeração, aproveitando os resíduos da produção, para atenderem à própria demanda térmica ou elétrica, e, a depender do excedente da geração de energia, comercializar esse montante no mercado externo.

O autor realiza um estudo sobre a viabilidade técnica e econômica de uma planta de cogeração para atendimento das demandas de uma indústria frigorífica. A análise foi desenvolvida considerando a operação em paridade elétrica, priorizando o atendimento da demanda elétrica e confirmando a viabilidade de implantação ao constatar que o valor de produção de energia seria inferior ao pago a concessionária.

No trabalho de Dantas Filho (2009) é apresentada uma análise dos custos do processo de geração de energia a partir do bagaço de cana-de-açúcar, contemplando os dados de quatro plantas do estado de São Paulo, cujo excedente é vendido à concessionária da região. Em resultado o autor discute a economia obtida pelas usinas ao se tornarem autossuficientes, evitando os custos com a compra de energia. Essa é uma vantagem significativa que justifica o investimento no processo de cogeração, tornando-se mais vantajoso em cenários com produção de excedente e comercialização para o mercado externo, tratando o lucro obtido com a venda como uma recuperação dos custos com o bagaço.

Ao desenvolver estudos acerca da cogeração de energia, deve-se entender a combustão como um processo cujo objetivo é atender princípios fundamentais para elevar a eficiência na queima do combustível. A avaliação da energia envolvida nesse processo considera todo o calor gerado e disponível no interior da fornalha, tal como o calor absorvido pela água da caldeira, o calor residual associado as vazões de gases e cinzas, ocorrência de combustão parcial e o calor perdido para o ambiente (Bazzo, 1995).

A fornalha, componente destinado a converter a energia química em energia térmica, precisa ser adequada ao tipo e qualidade do combustível utilizado. Porém, mesmo com o componente adequado e operação em condições normais, não há garantia no aproveitamento total da energia disponível do combustível, em decorrência de combustões incompletas e parcelas de energia perdidas para o ambiente.

Bazzo (1995) discute que o trabalho de otimização da combustão precisa minimizar as perdas. Como uma das formas de minimização tem-se o suprimento de ar que, em condições reais, deve ser adequado ao tipo de combustível e equipamento, considerando quantidades complementares de excesso de ar para redução da combustão parcial. A mistura de ar e combustível deve ter um ponto de equilíbrio, pois o aumento de vazão ocasiona maiores perdas por calor sensível, resultado da relação entre as massas de ar real e estequiométrica.

Apesar da otimização, as perdas são inevitáveis e a sua determinação é a forma mais indicada para entendimento do comportamento térmico da caldeira. A energia total perdida é definida pela soma das perdas parciais oriundas do processo, como exemplo à perda de calor relacionada a purgas, normalmente pequena e com valor variável a depender da operação do equipamento, considerando a frequência e tempo em cada drenagem.

A perda de calor ocasionada pela radiação e convecção possui relações mais complexas de equações para cada caso particular. Devido à dificuldade na análise detalhada dessa perda, são realizadas aproximações de valores, adotando-se resultados entre 0,5 e 1,0% do calor total disponível para o caso de caldeiras de grande porte. Outras análises podem ser desenvolvidas a depender do nível de complexidade do estudo, incluindo perdas por combustão parcial, gases de combustão e umidade, assim como perdas de calor dos gases de combustão na saída da chaminé, ao considerar a vazão de massa desses gases e o excesso de ar (Bazzo, 1995).

Com ênfase na análise exergética, outros trabalhos disponibilizaram resultados importantes acerca da eficiência e operação de plantas termelétricas ao indicar de maneira mais clara a localização da degradação de energia do processo, identificando a magnitude das perdas.

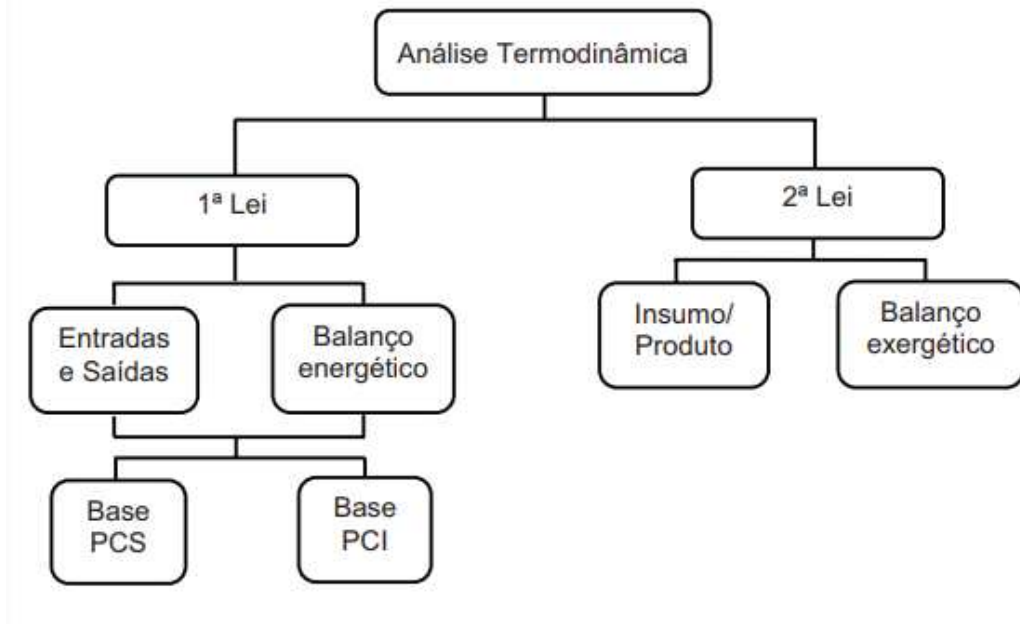
A exergia é definida como o trabalho útil que pode ser obtido de um processo perante às condições impostas pelo ambiente, sendo que uma parte dessa exergia total fornecida ao sistema é destruída de forma irreversível em todos os processos reais. Além da exergia destruída, tem-se a parcela perdida associada ao material ou fluxo de energia rejeitado para o ambiente, a exemplo dos gases de combustão ou perdas de calor. O mau funcionamento ou desempenho de um equipamento podem, por tanto, aumentar a destruição e perdas de exergia dentro de um sistema (TSATSARONIS, 1993).

Dantas (2010) realizou uma análise energética, exergética e ambiental em duas plantas de cana-de-açúcar com sistemas de cogeração, localizadas no estado de São Paulo, com o intuito de averiguar qual dos sistemas apresentaria melhor desempenho. A primeira planta com capacidade instalada de 25 MW é composta por duas caldeiras, de média e alta pressão, destinadas ao atendimento da demanda de vapor de processo e geração de energia elétrica, no qual o excedente de energia é comercializado no mercado externo. Já a segunda planta seria

composta por cinco caldeiras, com capacidade instalada de 15,5 MW, destinadas apenas para atendimento das demandas internas. Seguindo a representação esquemática da Figura 2.9 dos procedimentos disponíveis para aplicação da primeira e segunda Lei da Termodinâmica, o autor avaliou o processo a partir das perdas energéticas e exergéticas, aprofundando a análise ao calcular as exergias específicas, química e física, das principais vazões do sistema.

BEJAN et al. (1995) definem a exergia química como a expressão do valor exergético da substância resultante da diferença de sua concentração em relação à composição do ambiente, tornando-se maior à medida que se afasta de seu estado padrão no ambiente. Já a exergia física é o máximo trabalho útil teórico obtido quando o sistema passa do seu estado inicial para o estado de referência.

Figura 2.9 – Representação esquemática da análise termodinâmica



Fonte: DANTAS, 2010

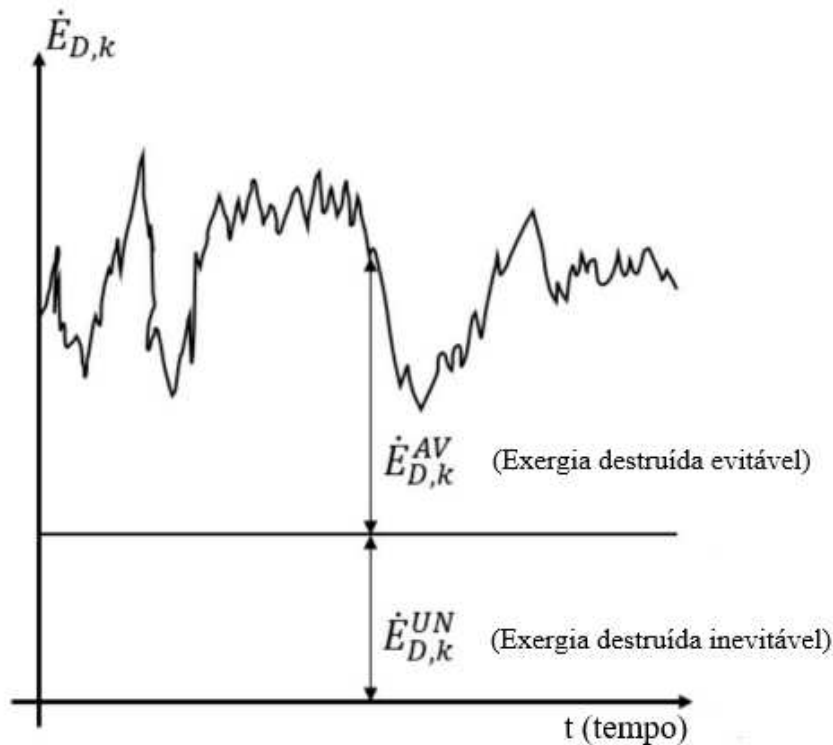
Em resultado às suas análises, Dantas (2010) confirma a eficácia do método da exergia ao ser capaz de avaliar a eficiência do processo em termos qualitativos e quantitativos. O autor constata um melhor desempenho na primeira planta, com uma eficiência exergética de 41,45 %, em comparação ao valor de 36,50 % do segundo cenário. O resultado pode ser explicado pela planta de cogeração possuir uma caldeira de alta pressão, que apresentou uma eficiência de 44,74 %, valor esse superior as demais caldeiras com variações entre 37,22 e 38,52 %. Outro fator considerado é a configuração mais nova da primeira planta, o que justificaria as perdas menores em ambas as caldeiras instaladas.

Recentemente, os estudos têm contemplado ferramentas mais avançadas de análise exérgica. Tsatsaronis e Park (2002) propuseram a metodologia de análise das exergias destruídas evitáveis e não evitáveis (inevitáveis), com potencial para identificar mudanças que efetivamente correspondam a melhorias nos diversos componentes de plantas de cogeração. Em teoria, o método poderia evitar de 45 % a 79 % dos custos totais por componente do sistema.

A exergia destruída inevitável é associada a parcela de destruição que não pode ser reduzida em virtude de limitações tecnológicas. A diferença entre essa parcela inevitável e a exergia destruída total é tratada como a destruição de exergia evitável, termo relevante para identificação de possíveis melhorias no processo.

Nunes (2020), em seu estudo sobre o desenvolvimento de um método exergoeconômico para plantas de cogeração existentes, considera a exergia destruída inevitável como uma componente de destruição fixa associada a condição de projeto. O aumento dessa destruição com o decorrer da operação do sistema tem um potencial de redução, referindo-se a exergia destruída evitável conforme demonstrado pela Figura 2.10.

Figura 2.10 – Conceito proposto para definição de exergias destruídas evitáveis e inevitáveis em plantas existentes



Fonte: NUNES, 2020 (Adaptada)

Ao realizar essa análise avançada, que permite a melhor compreensão das fontes de destruição no sistema, o autor identificou que a exergia destruída apresentou uma diferença da ordem de 32 % entre os cenários de projeto e carga total.

Uma parcela da exergia destruída ou perdida é ditada por considerações que envolvem custos, impacto ambiental, disponibilidade, manutenibilidade e operacionalidade do sistema, não sendo apenas uma medida termodinâmica do processo, mas estando relacionada ao valor econômico desse.

Tsatsaronis (1993) define a combinação entre a análise exérgica e econômica como exergoeconomia, uma metodologia que associa os custos com capital de investimento, operação e manutenção aos fluxos exérgicos de entrada e de saída de cada componente, e os custos de combustível do sistema analisado.

No trabalho de Lazzaretto e Tsatsaronis (2006) os autores propõem uma metodologia para definir e calcular as eficiências exérgicas e custos da exergia baseando-se na abordagem SPECO (Specific Exergy Costing). Nessa metodologia inicialmente são identificados os fluxos de exergia, seguindo para a definição do combustível e produto, e por fim aplicando-se as equações de custo.

A partir dos trabalhos desenvolvidos por esses e outros autores e tendo em vista a nova realidade de mercado de curto prazo, há uma necessidade de mudar a forma como as usinas de autoprodutos e produtores independentes são geridas, no que diz respeito à eficiência e despacho de energia. Segundo Nunes (2020) a técnica apropriada para medir a qualidade dos sistemas de conversão de energia seria a exergoeconomia, considerando a transformação da energia primária em eletricidade e o valor econômico associado ao processo. Essa análise fornece informações confiáveis para melhoria dos sistemas, sendo aplicada pelo autor em uma planta térmica existente, com os custos de combustível e os preços do mercado de curto prazo simulado de forma horária.

Em conclusão é salientado que a implantação dos preços por hora afetaria a dinâmica do setor de energia, refletindo melhor a realidade do sistema e aumento da autonomia dos agentes, possibilitando a aplicação da análise exergoeconômica como um parâmetro para mensurar as ineficiências e seus impactos nos custos da energia gerada em comparação aos preços da energia externa.

3 ESCOPO DO TRABALHO

Este estudo, como descrito anteriormente, tem como intuito a avaliação do comportamento termodinâmico e a viabilidade de comercialização de energia no mercado livre de uma planta de cogeração utilizando bagaço da cana-de-açúcar. Para isso, foram obtidos dados de uma planta sucroenergética existente, descrita no capítulo seguinte.

A simulação da planta de cogeração a biomassa em sua condição de projeto foi desenvolvida no software Engineering Equation Solver (EES), programa direcionado a resolução de sistemas de equações, contando com um banco de dados termodinâmicos. Esse cenário serviu de referência para o desenvolvimento do estudo, possibilitando a aplicação dos conceitos de exergoeconomia e identificação de melhorias no sistema.

Inicialmente foram utilizados os conceitos da primeira lei da termodinâmica, disponibilizando os primeiros resultados do balanço de massas e energia, incluindo a verificação das vazões de combustível, gás e ar na caldeira. Através da análise exérgica, foram identificadas as exergias destruídas dos principais componentes do sistema, com enfoque na região de geração de vapor.

Para a análise da exergoeconomia, os custos médios por unidade de exergia foram calculados através da aplicação do balanço em alguns componentes da planta, possibilitando a obtenção do custeio exérgicos relacionados ao combustível e as energias térmica e elétrica.

A fim de reconhecer as oportunidades de comercialização do excedente da geração de energia elétrica, foram utilizados os dados fornecidos pela CCEE para os Preços de Liquidação das Diferenças em base horária.

Em posse dos resultados do EES e dos custos associados ao fluxo de exergia, a segunda etapa do estudo consistiu na simulação de diferentes cenários que incluíssem as variações dos preços do bagaço de cana-de-açúcar e do PLD horário. As simulações possibilitaram à investigação do indicador de desempenho exergoeconômico como um parâmetro viável e consistente para tomada de decisão acerca da viabilidade de exportação do excedente de energia.

A exergoeconomia é o método de análise utilizado no presente estudo por proporcionar a relação entre a exergia e os custos inerentes ao funcionamento da planta. Ao ser aplicado no IDE, essa metodologia viabiliza a identificação de melhorias no sistema, através dos resultados da exergia destruída e dos custos exérgicos.

O presente estudo considerou como primeira situação a operação da planta em paridade elétrica para a adequação do indicador, ou seja, a operação destinasse ao suprimento da demanda elétrica e comercialização do excedente. Considerando o atendimento ao consumo interno, foram analisados sub cenários com variações da parcela de energia gerada destinada a esse consumo, reduzindo a quantidade de energia disponível para exportação.

Um terceiro cenário foi simulado para complementar o estudo, considerando a operação da planta em paridade térmica. Considera-se que a operação é destinada ao atendimento da demanda térmica, vapor para a moenda e processo, com o excedente de bagaço destinado a geração de eletricidade.

As diferentes conjunturas de operação contribuem para uma análise mais criteriosa do IDE servindo como orientação para a planta dos momentos mais oportunos para exportação dessa energia ou possível armazenamento de biomassa.

Em complemento, foram investigados os impactos da alteração do PLD semanal para o horário, incluindo as influências externas ao mercado. Para o trabalho foram considerados os dados referentes ao período de dois anos, referente a 2021 e 2022, englobando o período de safra e entressafra da cana-de-açúcar. Dados de anos anteriores também foram utilizados com o objetivo comparar e identificar os impactos causados por essa mudança no sistema elétrico brasileiro.

Devido à ausência de algumas informações da planta de cogeração em condição típica de operação, alguns valores foram arbitrados com base na literatura de referência.

3.1 ANÁLISE TERMODINÂMICA

Para o cenário da planta de cogeração a biomassa operando em sua condição de projeto foram efetuadas análises termodinâmicas, com o propósito de avaliar seu desempenho e obter os primeiros resultados acerca do funcionamento da planta.

A análise do ciclo Rankine foi iniciada com a aplicação da primeira lei da termodinâmica aos componentes da planta, com a Eq. (3.1) de balanço de energia.

$$\frac{dEn}{dt} = \dot{Q} - \dot{W} + \sum_{in} \dot{m}_{in} en_{in} - \sum_{out} \dot{m}_{out} en_{out} \quad (3.1)$$

onde \dot{Q} se refere a taxa de transferência de energia por calor, \dot{W} a taxa de transferência de energia por trabalho, \dot{m}_{in} , \dot{m}_{out} , en_{in} e en_{out} as taxas de vazão mássica e energias específicas que entram e saem do sistema, respectivamente.

Para as turbinas de condensação com extração controlada, bombas e moenda do sistema, foram aplicadas as Equações (3.2), (3.3) e (3.4) para determinação da taxa de transferência de energia por trabalho.

$$\dot{W}_t = \dot{m}_{in}(h_{in} - h_{extração}) + \dot{m}_{out}(h_{extração} - h_{out}) \quad (3.2)$$

$$\dot{W}_b = \dot{m}_{out}(h_{out} - h_{in}) \quad (3.3)$$

$$\dot{W}_m = \dot{m}_{in}(h_{in} - h_{out}) \quad (3.4)$$

onde h_{in} e h_{out} se referem às entalpias de entrada e saída do componente, respectivamente. Os valores para as entalpias nos pontos de extração e saída das turbinas, assim como os pontos de saída das bombas, foram obtidos através da eficiência isentrópica (η_{iso}) desses equipamentos, por meio das Equações (3.5) e (3.6). Outra consideração relevante aplicada é a presença de mistura líquido-vapor na saída das turbinas.

$$h_{t,out} = h_{t,in} - \eta_{t,iso}(h_{t,in} - h_{t,out,iso}) \quad (3.5)$$

$$h_{b,out} = h_{b,in} + \frac{(v_{b,in,liq}(P_{b,out} - P_{b,in})100)}{\eta_{b,iso}} \quad (3.6)$$

sendo $h_{out,iso}$ a entalpia isentrópica do ponto de saída do componente e $v_{b,in,liq}$ o volume específico na pressão do condensador que antecede a bomba.

Seguindo com os condensadores, a taxa de transferência de energia por calor foi obtida com a aplicação da Eq. (3.7).

$$\dot{Q}_{cond} = \dot{m}_{in}(h_{in} - h_{out}) \quad (3.7)$$

Para o cálculo da eficiência do ciclo na primeira etapa de simulação da planta, o calor fornecido à caldeira por uma fonte de calor externa foi considerado com o produto entre a vazão mássica do combustível (\dot{m}_{comb}) e o poder calorífico inferior (PCI) do bagaço de cana-de-açúcar, ou seja, a energia líquida resultante apenas do processo de combustão, desconsiderando o calor sensível das vazões de combustível e ar de combustão, conforme:

$$\eta_{ciclo} = \frac{\sum \dot{W}_t - \sum \dot{W}_b}{\dot{m}_{comb} PCI} 100 \quad (3.8)$$

O poder calorífico superior e inferior é definido como medida termodinâmica que representa a diferença de entalpia dos produtos e reagente, ambos no estado de referência, durante a combustão completa de um combustível, ou seja, a quantidade de energia liberada por unidade de massa ou volume no processo de queima. Os valores de referência utilizados no

estudo para a composição do bagaço de cana-de-açúcar e poderes calorífico, são discutidos no capítulo 5.

A segunda etapa consistiu na simulação dos balanços de massa de ar e gases na caldeira. Para o desenvolvimento desse estudo, algumas considerações e análises prévias foram necessárias, a fim de aproximar os resultados da simulação ao funcionamento de uma planta real de cogeração.

Inicialmente foi calculada a vazão mássica de ar. Como tratado na revisão bibliográfica, o suprimento de ar está relacionado ao tipo de combustível, considerando a sua composição química e, analisando uma combustão real, o excesso de ar necessário para minimizar a presença desse material no cinzeiro ou chaminé (BAZZO, 1995).

Com base nessa metodologia, o excesso de ar e a vazão mássica de ar foram obtidos por meio das Equações (3.09) a (3.10).

$$e_{ar} = \frac{21}{21 - \%O_2} \quad (3.09)$$

$$m_{ar,st} = 138,2 \left(\frac{x_C}{12} + \frac{x_H}{4} - \frac{x_O}{32} \right) \quad (3.10)$$

$$m_{ar,comb} = e_{ar} m_{ar,st} \quad (3.11)$$

$$\dot{m}_{ar} = m_{ar,comb} \dot{m}_{comb} \quad (3.12)$$

onde e_{ar} é o coeficiente de excesso de ar, $\%O_2$ é a porcentagem de O_2 medida na base da chaminé. Já $m_{ar,st}$, $m_{ar,comb}$ e \dot{m}_{ar} são, respectivamente, a massa estequiométrica de ar (kg/kg combustível), massa real de ar (kg/kg combustível) e a vazão mássica de ar (kg/s).

Complementando a análise, a vazão mássica dos gases de combustão foi determinada seguindo o mesmo procedimento, conforme Equações (3.13) a (3.15).

$$m_{gas,st} = 44 \left(\frac{x_C}{12} \right) + \left(x_H + \frac{W}{9} \right) + 0,7685 m_{ar,st} \quad (3.13)$$

$$m_{gas,comb} = m_{gas,st} + e_{ar} m_{ar,st} \quad (3.14)$$

$$\dot{m}_{gas} = m_{gas,comb} \dot{m}_{comb} \quad (3.15)$$

onde $m_{gas,st}$, $m_{gas,comb}$ e \dot{m}_{gas} são, respectivamente, a massa estequiométrica de gases de combustão (kg/kg combustível), massa real de gases de combustão (kg/kg combustível) e a vazão mássica de gases de combustão (kg/s).

Novamente para aproximar a simulação de uma combustão real, as perdas de calor relacionadas ao comportamento da caldeira foram determinadas. Primeiramente, a perda de

calor com as purgas, Eq. (3.16), seguida pela perda de calor pela chaminé, Eq. (3.17). A perda de calor por convecção e radiação também foi utilizada, seguindo uma aproximação equivalente a 1 % do poder calorífico da biomassa, já a Eq. (3.19) correspondendo ao calor perdido pela caldeira em suas fronteiras (BAZZO, 1995).

$$q_{purgas} = \frac{\dot{m}_{purgas}}{\dot{m}_{comb}} (h_{purgas} - h_{ref}) \quad (3.16)$$

$$q_{ch} = m_{gas,comb} (h_{ch}^{MG} - h_{ref}^G) \quad (3.17)$$

$$q_{conv,rad} = 0,01 PCI \quad (3.18)$$

$$q_{perdas} = q_{purgas} + q_{conv,rad} + q_{ch} \quad (3.19)$$

onde \dot{m}_{purgas} e h_{purgas} são a vazão mássica de água das purgas (kg/s) e a entalpia do líquido saturado (kJ/kg), h_{ch}^{MG} e h_{ref}^G são as entalpias de saída dos gases de combustão na chaminé de referência dos gases de combustão (kJ/kg). As variáveis q_{purgas} , q_{ch} , $q_{conv,rad}$ e q_{perdas} são, respectivamente, perda de calor com as purgas (kJ/kg), perda de calor pela chaminé (kJ/kg), perda de calor por convecção e radiação (kJ/kg) e perda de calor total (kJ/kg).

A eficiência da caldeira (η_{cald}) é calculada a partir dos resultados anteriores por:

$$\eta_{cald} = 1 - \frac{q_{perdas}}{PCI} \quad (3.20)$$

Uma avaliação mais completa da energia liberada durante a combustão deve considerar o calor gerado no interior da fornalha, incluindo a energia disponível:

$$\dot{Q}_D = \dot{m}_{comb} PCI + \dot{m}_{ar} c_{p,ar} (T_{ar.in,cald} - T_{ref}) \quad (3.21)$$

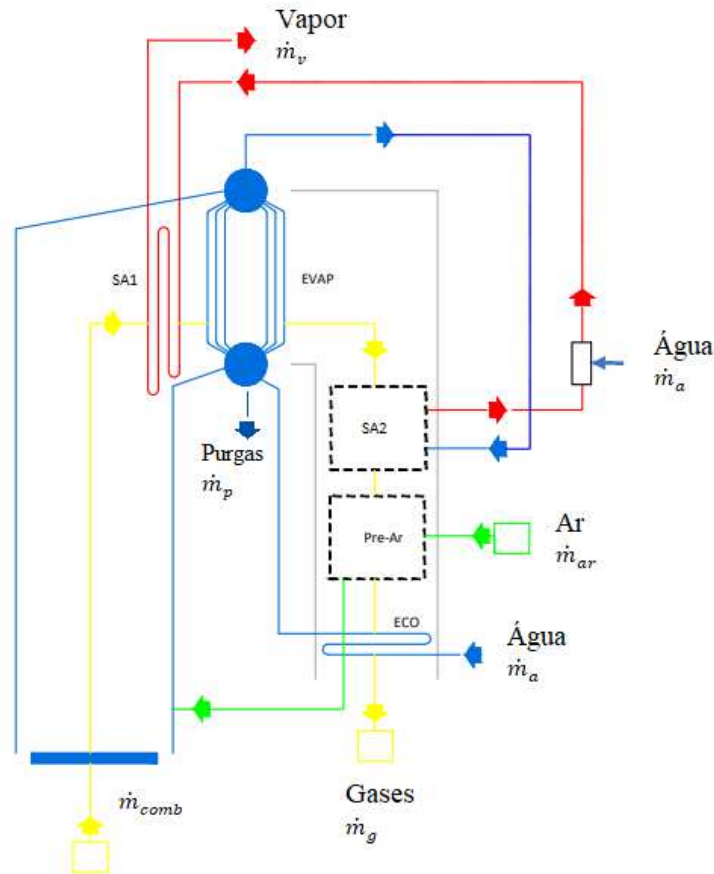
onde \dot{Q}_D é a energia disponível na fornalha (kW), $c_{p,ar}$ o calor específico do ar (1,004 kJ/kg.K) e $T_{ar.in,cald}$ a temperatura do ar na entrada da fornalha (°C).

Com os resultados e estimativas anteriores, a equação da continuidade foi utilizada para determinação dos balanços de massas dos equipamentos da caldeira, Figura 3.1, permitindo o cálculo das propriedades termodinâmicas desconhecidas nas entradas e saídas desses.

Tratando-se de componentes com valores significativos de destruição de exergia, em virtude do processo de combustão e transferência de calor, os equipamentos da caldeira foram analisados individualmente. Essa consideração tem como intuito ampliar a análise da exergia destruída, visto que essa seria reduzida ao tratar a caldeira como um único volume de controle,

limitando a identificação de possíveis melhorias para a operação da planta e, conseqüentemente, os parâmetros significativos para a análise exergoeconômica.

Figura 3.1 – Identificação das vazões mássicas



As equações de balanço de massa aplicados aos componentes serão descritas no capítulo seguinte em maiores detalhes.

Ampliando a análise energética e tendo como base os resultados anteriores, a segunda lei da termodinâmica pôde ser aplicada para obtenção da análise exérgica do sistema, permitindo identificar as ineficiências da planta, como a exergia destruída.

Para a análise exérgica destaca-se a Eq. (3.22) do balanço de exergia (BEJAN et al., 1995).

$$\frac{dE_{cv}}{dt} = \dot{E}_{q,j} - \dot{E}_w + \dot{E}_{in} - \dot{E}_{out} - \dot{E}_D \quad (3.22)$$

onde $\dot{E}_{q,j}$, \dot{E}_w , \dot{E}_{in} , \dot{E}_{out} e \dot{E}_D se referem, respectivamente, as taxas de exergia por transferência de calor, por trabalho, na entrada e saída do volume de controle, e destruição de exergia.

Nesse trabalho foram consideradas as exergias física (\dot{E}_{PH}) e química (\dot{E}_{CH}), como tratado anteriormente, para obtenção da taxa de exergia total (\dot{E}_T).

$$\dot{E}_T = \dot{E}_{PH} + \dot{E}_{CH} \quad (3.23)$$

Os diferentes fluidos presentes no sistema foram analisados separadamente, com as devidas equações e consideração. Para a exergia física do ar ($\dot{E}_{PH,ar,j}$), BEJAN et al. (1995) considera que, para um gás ideal com relação de calor específico constante, essa é expressa por

$$\dot{E}_{PH,ar,j} = \dot{m}_j \left\{ c_{p,ar} \left[T_j - T_{ref} - \left(T_{ref} \ln \left(\frac{T_j}{T_{ref}} \right) \right) \right] + R_{ar} T_{ref} \ln \left(\frac{P_j}{P_{ref}} \right) \right\} \quad (3.24)$$

A exergia química do ar pode ser desconsiderada já que essa não sofre alterações significativas nos diferentes estados, sendo suficiente a análise a partir da exergia física.

Para a exergia física dos gases de combustão ($\dot{E}_{PH,gas,j}$) foram associadas as entalpias e entropias, resultantes das diferenças de temperatura e pressão em cada estado, conforme Eq. (3.25). A exergia química ($\dot{E}_{CH,gas,j}$), por sua vez, é calculada em função da fração molar dos componentes da mistura e da constante dos gases (TSATSARONIS, 1993).

$$\dot{E}_{PH,gas,j} = \dot{m}_j \left[h_j^G - h_{ref}^G - T_{ref} (s_j^G - s_{ref}^G) \right] \quad (3.25)$$

$$\dot{E}_{CH,gas,j} = \dot{m}_j \left\{ R_{gas} T_{ref} \sum_i x_i \ln \left(\frac{x_i}{x_i^0} \right) \right\} \quad (3.26)$$

$$\dot{E}_{CH,gas,j} = \dot{m}_j \left\{ R_{gas} T_{ref} \left[x_{CO_2} \ln \left(\frac{x_{CO_2}}{x_{CO_2}^0} \right) + x_{H_2O} \ln \left(\frac{x_{H_2O}}{x_{H_2O}^0} \right) + x_{N_2} \ln \left(\frac{x_{N_2}}{x_{N_2}^0} \right) \right] \right\} \quad (3.27)$$

onde h_j^G e s_j^G são a entalpia (kJ/kg) e entropia (kJ/kg.K) dos gases de combustão, x_i é a fração de volume do i -ésimo componente dos gases de exaustão e x_i^0 é a fração de volume do i -ésimo componente do ar, sendo i referente ao CO_2 , H_2O e N_2 . Para as frações molares das espécies químicas do ambiente e de referência foram adotados os valores de $x_{CO_2}^0 = 0,0003$; $x_{H_2O}^0 = 0,019$; $x_{N_2}^0 = 0,7748$ e $x_{O_2}^0 = 0,2059$.

A constante dos gases é obtida através da relação entre a massa molar dos componentes presentes nos gases de exaustão e o valor da constante universal dos gases igual a 8,314 kJ/kmol.K.

$$R_{gás} = R_{ar} \sum_i \frac{x_i}{MM_i} \quad (3.28)$$

$$R_{gás} = R_{ar} \left(\frac{x_{CO_2}}{44} + \frac{x_{H_2O}}{18} + \frac{x_{N_2}}{28} + \frac{x_{ar}}{137,28} \right) \quad (3.29)$$

As frações de massa dos componentes dos gases, utilizados nas equações anteriores, são resultado das relações a seguir:

$$x_{CO_2} = 44 \left(\frac{x_C}{12} \right) \left(\frac{\dot{m}_{comb}}{\dot{m}_{gas}} \right) \quad (3.30)$$

$$x_{H_2O} = 9 \left(x_H \frac{w}{9} \right) \left(\frac{\dot{m}_{comb}}{\dot{m}_{gas}} \right) \quad (3.31)$$

$$x_{N_2} = 0,7685 m_{ar,st} \left(\frac{\dot{m}_{comb}}{\dot{m}_{gas}} \right) \quad (3.32)$$

$$x_{ar} = (e_{ar} - 1) m_{ar,st} \left(\frac{\dot{m}_{comb}}{\dot{m}_{gas}} \right) \quad (3.33)$$

Por fim, a exergia física da água foi obtida através da Eq. (3.34). A parcela referente à exergia química é desconsiderada, por ser irrelevante na análise.

$$\dot{E}_{PH,água,j} = \dot{m}_j [h_j - h_{ref} - T_{ref}(s_j - s_{ref})] \quad (3.34)$$

Em posse dos resultados das relações anteriores, a exergia destruída de alguns dos principais componentes da planta puderam ser calculados, conforme detalhado no capítulo seguinte.

Para essa etapa, a exergia química específica do combustível precisa ser conhecida. Szargut et al. (1988) modela essa exergia com:

$$e^{CH} = \beta \cdot PCI \quad (3.35)$$

Szargust (1988) apresenta diferentes relações para a obtenção do valor do coeficiente β , disponibilizadas no Anexo A, as quais variam de acordo com o combustível utilizado. Dantas (2010) optou por utilizar a equação destinada para determinação da exergia específica da madeira, justificando a semelhança de composição entre essa e o bagaço de cana-de-açúcar, ambos compostos por celulose, hemicelulose e lignina. Nunes (2020), por sua vez, aplica relação dos combustíveis sólidos compostos com carbono, oxigênio e hidrogênio, com uma relação $\frac{O}{C} \leq 0,5$.

No presente trabalho foram analisadas as duas situações, incluindo a simulação dos resultados com as diferentes relações, optando-se por utilizar a equação destinada aos

combustíveis sólidos, devido à similaridade com o bagaço, com uma relação de $\frac{O}{C} \leq 2$, sendo o coeficiente dado por:

$$\beta = \frac{1,0414 + 0,0177 \frac{x_H}{x_C} - 0,3328 \frac{x_O}{x_C} \left[1 + 0,0537 \frac{x_H}{x_C} \right]}{1 - 0,4021 \frac{x_O}{x_C}} \quad (3.36)$$

Seguindo para a exergia perdida (\dot{E}_L), ou seja, a perda da exergia transportada para o ambiente, como ocorre na chaminé, foi possível calcular parte da ineficiência associada ao sistema.

$$\dot{E}_L = \dot{E}_{PH} + \dot{E}_{CH} \quad (3.37)$$

3.2 ANÁLISE EXERGOECONÔMICA

Na análise exergoeconômica Bejan et al. (1995) destaca a importância de definir os custos de produção de cada produto ao se abordar sistemas de cogeração para identificar processos e operações ineficazes. Essa identificação é obtida através do balanço de custos, formulado inicialmente como:

$$\dot{C}_{P,total} = \dot{C}_{F,total} + \dot{Z}_{total}^{CI} + \dot{Z}_{total}^{OM} \quad (3.38)$$

O balanço define que o custo associado ao produto ($\dot{C}_{P,total}$) é igual ao total de gastos necessários para sua geração, ou seja, o custo do combustível ($\dot{C}_{F,total}$), o custo associado ao investimento de capital (\dot{Z}_{total}^{CI}) e os custos de operação e manutenção (\dot{Z}_{total}^{OM}).

Os valores de \dot{Z}_{total}^{CI} e \dot{Z}_{total}^{OM} são calculados por meio da divisão da contribuição anual de investimento e os custos anuais com operação e manutenção pelo tempo, em horas ou segundos, de operação do sistema por ano.

Um sistema em estado estacionário pode possuir inúmeros fluxos de entrada e saída de material, assim como interações de calor e trabalho, associadas a transferências de exergia e destruição da exergia causada por irreversibilidades. A metodologia proposta por Lazzaretto e Tsatsaronis (2006), citada no capítulo 2, baseia-se na noção de que a exergia é a única referência para a atribuição de custos das interações que um sistema térmico experimenta com o seu entorno e suas fontes de ineficiência. Dessa forma, ao relacionar os fluxos de entrada e saída de exergia (\dot{E}_{in} e \dot{E}_{out}), trabalho (\dot{W}) e a taxa de transferência de exergia associada à transferência de calor (\dot{E}_q), com os custos médios por unidades de exergia (c_{in} , c_{out} , c_w e c_q), obtém-se o

custeio exerético, conforme as Equações (3.39) a (3.42), ou seja, os fluxos de custo associados as vazões de exergia correspondentes.

$$\dot{C}_{in} = c_{in} \dot{E}_{in} \quad (3.39)$$

$$\dot{C}_{out} = c_{out} \dot{E}_{out} \quad (3.40)$$

$$\dot{C}_w = c_w \dot{W} \quad (3.41)$$

$$\dot{C}_q = c_q \dot{E}_q \quad (3.42)$$

O custeio exerético envolve o balanço de custos de cada componente do sistema, como resultado tem-se que a associação dos custos das vazões de exergia de entrada ($\dot{C}_{in,k}$) e saída ($\dot{C}_{out,k}$), da energia gerada ($\dot{C}_{w,k}$), da transferência de calor ($\dot{C}_{q,k}$) e o capital de investimento com a operação e manutenção do componente (\dot{Z}_k).

$$\sum_{out} \dot{C}_{out,k} + \dot{C}_{w,k} = \dot{C}_{q,k} + \sum_{in} \dot{C}_{in,k} + \dot{Z}_k \quad (3.43)$$

3.2.1 Custo médio específico de exergia do combustível

Nesse trabalho, foi considerada a taxa de custo do combustível sugerida por Valero et al (1994), obtida por:

$$\dot{C}_F = c_F \dot{m}_F PCI \quad (3.44)$$

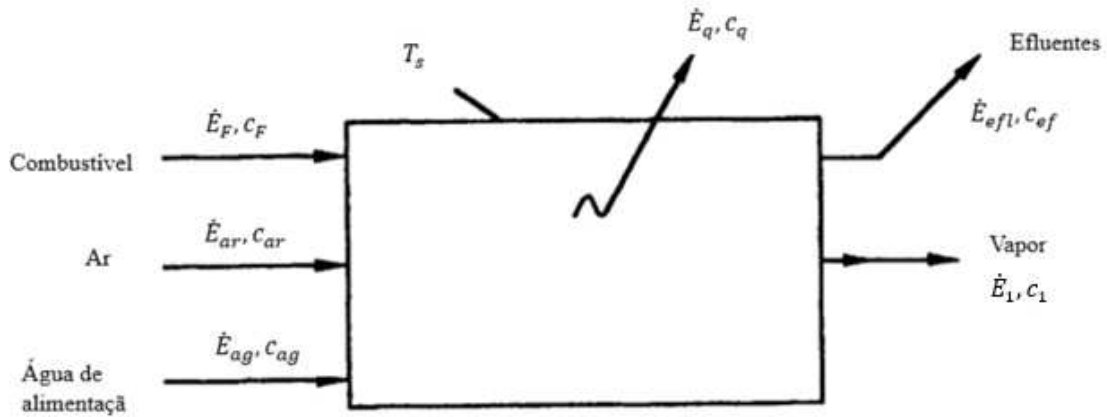
Onde, considerando que a taxa associada ao combustível também equivale a relação entre o preço da biomassa e sua vazão mássica, o custo médio específico é calculado por:

$$c_F = \frac{\text{Preço do bagaço [BRL/ton]} 10^{-3}}{PCI 10^{-6} [GJ/kg]} \quad (3.45)$$

3.2.2 Balanço de custos exeréticos da caldeira

Em posse do custo exerético do combustível, o balanço de custos foi aplicado a caldeira para obtenção do valor referente ao vapor na saída desta. Os fluxos considerados para análise são demonstrados na Figura 3.2.

Figura 3.2 – Fluxo de custos e exergia em uma caldeira em estado estacionário



Fonte: Adaptada de BEJAN et al., 1995

$$c_1 \dot{E}_1 + c_{efl} \dot{E}_{efl} + c_q \dot{E}_q = c_F \dot{E}_F + c_{ar} \dot{E}_{ar} + c_{ag} \dot{E}_{ag} + \dot{Z} \quad (3.46)$$

Bejan *et al* (1995) apresentam algumas idealizações para simplificar os cálculos, assumindo que a água de alimentação e o ar de combustão que entram na caldeira possuem exergia e custo zero, os efluentes saem da caldeira com custo desprezível e a transferência de calor pode ser ignorada. Com essas considerações, o balanço de custos da caldeira será:

$$c_1 \dot{E}_1 = c_F \dot{E}_F + \dot{Z} \quad (3.47)$$

Ao considerar o capital de investimento como irrecuperável e igual a zero, além de negligenciar os valores referentes a operação e manutenção do equipamento, o custo exergético do vapor superaquecido na saída da caldeira é determinado por:

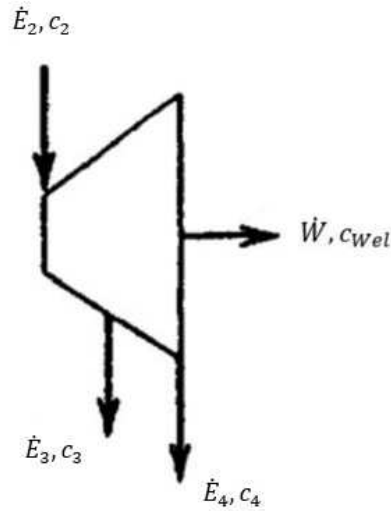
$$c_1 = \frac{c_F \dot{E}_F}{\dot{E}_1} \quad (3.48)$$

$$c_1 = \frac{c_F \times e_F \times \dot{m}_F}{\dot{E}_1} \quad (3.49)$$

3.2.3 Balanço de custos exergéticos da caldeira

Aplicando o balanço de custos exergéticos à turbina, considerando os fluxos da Figura a seguir.

Figura 3.3 Fluxo de custos e exergia da turbina



$$c_2 \dot{E}_2 + \dot{Z} = c_3 \dot{E}_3 + c_4 \dot{E}_4 + c_{W_{el}} \dot{W} \quad (3.50)$$

A entrada de vapor na turbina, tratada como ponto 2, é dividida em vapor superaquecido direcionada a moenda, ponto 3, e a geração de eletricidade, ponto 4. Como parte da linha de vapor proveniente da caldeira, pode-se considerar o custo exerético igual ao do vapor saindo da caldeira ($c_2 = c_1$).

Utilizando as mesmas simplificações para os custos de investimento e operação e manutenção da turbina, o custo por unidade de exergia da energia elétrica é dado por:

$$c_{W_{el}} = \frac{c_2 \dot{E}_2 - c_3 \dot{E}_3 + c_4 \dot{E}_4}{\dot{W}} \quad (3.51)$$

Se tratando do caso de uma turbina com uma extração, pode-se utilizar uma relação auxiliar na qual se considera que a taxa de exergia gasta para gerar energia e aquela saindo da turbina foram fornecidas ao fluido de trabalho nos componentes a montante da turbina com o mesmo custo médio por unidade de energia. Sendo assim, o custo só sofreria alteração se fosse adicionada exergia ao fluido de trabalho durante a expansão da turbina. Logo:

$$c_{in} = c_{out} \quad (3.52)$$

$$c_2 = c_3 \quad (3.53)$$

$$c_2 = c_4 \quad (3.54)$$

A partir dessa relação, é definido que o custo por unidade de exergia térmica ($c_{W_{th}}$) permanece o mesmo entre a saída da caldeira e das turbinas.

Dessa forma, o balanço é simplificado.

$$c_{W,el} = \frac{c_2(\dot{E}_2 - \dot{E}_3 + \dot{E}_4)}{\dot{W}} \quad (3.55)$$

$$c_{W,el} = \frac{c_2(\dot{W} + \dot{E}_{D,T1})}{\dot{W}} \quad (3.56)$$

$$c_{W,el} = c_2 + \frac{c_2 \dot{E}_{D,T}}{\dot{W}} \quad (3.57)$$

3.3 PREPOSIÇÃO DE INDICADOR DE DESEMPENHO EXERGoeCONÔMICO

Ao tratar de plantas termelétricas existentes e em operação, Nunes et al. (2021) realizam uma analogia entre o conceito de exergia e o parâmetro econômico, de forma a avaliar o desempenho exergético de uma planta existente, considerando os custos associados e os preços da rede, denominado de Indicador de Desempenho Exergoeconômico (ζ_t), definido por:

$$\zeta_t = \Omega_t - \Gamma c_{W_{el},t} \quad (3.58)$$

onde Ω_t se refere ao preço da eletricidade na rede (BRL/MWh), Γ é a constante de conversão de unidades e $c_{W_{el},t}$ o custo médio específico da taxa de exergia transferência por trabalho elétrico (BRL/GJ).

A fim de expressar o IDE na mesma unidade que o PLD, a constante de conversão Γ é aplicada, com valor equivalente a $1 \text{ BRL/GJ} = 3,6 \text{ BRL/MWh}$.

O capital de investimento, no presente estudo, foi considerado como um custo irre recuperável e igual a zero, visto que a planta já está em operação. Ao desprezar esse capital irre recuperável, não há influência em futuras tomadas de decisão, otimizando a venda de eletricidade. Levando em consideração apenas os custos de operação e manutenção, o equilíbrio exergoeconômico de um sistema é definido pela Eq. (3.59).

$$c_{P,sys} \dot{E}_{P,sys} = c_{F,sys} \dot{E}_{F,sys} + \dot{Z}_{sys}^{OM} \quad (3.59)$$

onde $c_{P,sys}$ e $c_{F,sys}$ são os custos por unidade de exergia do produto e do combustível (BRL/GJ), $\dot{E}_{P,sys}$ a taxa de exergia do produto (kJ/s), $\dot{E}_{F,sys}$ a taxa de exergia do combustível (kJ/s) e \dot{Z}_{sys}^{OM} a taxa de custo de operação e manutenção (BRL/s).

Para o ciclo de cogeração, no qual a taxa de exergia elétrica (\dot{W}_{el}) e a taxa de exergia térmica (\dot{W}_{th}) são desejáveis, o balanço exergoeconômico é definido por:

$$c_{P,sys} \dot{E}_{P,sys} = c_{W_{el}} \dot{W}_{el} + c_{W_{th}} \dot{W}_{th} \quad (3.60)$$

onde $c_{W_{el}}$ e $c_{W_{th}}$ são o custo por unidade de exergia da energia elétrica e térmica.

Substituindo a Eq. (3.59) na Eq. (3.60) e isolando o termo referente ao custo da energia elétrica, obtém-se:

$$c_{W_{el}} = \frac{c_{F,sys} (\dot{W}_{el} + \dot{W}_{th})}{\varepsilon_{sys} \dot{W}_{el}} - c_{W_{th}} \frac{\dot{W}_{th}}{\dot{W}_{el}} + \frac{\dot{Z}_{sys}^{OM}}{\dot{W}_{el}} \quad (3.61)$$

Sabendo que a eficiência exergetica (ε_{sys}) é definida por:

$$\varepsilon_{sys} = \frac{\dot{E}_{P,sys}}{\dot{E}_{F,sys}} \quad (3.62)$$

E a taxa de exergia do combustível por:

$$\dot{E}_{F,sys} = \dot{E}_{P,sys} + \dot{E}_{D,sys} + \dot{E}_{L,sys} \quad (3.63)$$

A Eq. (3.61) foi reescrita como:

$$c_{W_{el}} = \frac{1}{\dot{W}_{el}} \left\{ c_{F,sys} \left[(\dot{W}_{el} + \dot{W}_{th}) - \frac{c_{W_{th}}}{c_{F,sys}} \dot{W}_{th} + \sum_{k=1} (\dot{E}_D^{AV} + \dot{E}_D^{UN})_k + \dot{E}_{L,sys} \right] + \dot{Z}_{sys}^{OM} \right\} \quad (3.64)$$

Na qual a variável da taxa de exergia destruída do sistema ($\dot{E}_{D,sys}$) é composta pelo somatório das taxas de exergia destruídas evitáveis (\dot{E}_D^{AV}) e inevitáveis (\dot{E}_D^{UN}).

Substituindo a Eq. (3.64) na Eq. (3.58):

$$\zeta_t = \Omega_t - \frac{\Gamma}{\dot{W}_{el}} \left\{ c_{F,sys} \left[(\dot{W}_{el} + \dot{W}_{th}) - \frac{c_{W_{th}}}{c_{F,sys}} \dot{W}_{th} + \sum_{k=1} (\dot{E}_D^{AV} + \dot{E}_D^{UN})_k + \dot{E}_{L,sys} \right] + \dot{Z}_{sys}^{OM} \right\}_t \quad (3.65)$$

Negligenciando a taxa de custo de operação e manutenção, para simplificação, e considerando que a planta demande calor de processo, o indicador é simplificado:

$$\zeta_t = \Omega_t - \frac{\Gamma}{\dot{W}_{el}} \left\{ c_{F,sys} \left[(\dot{W}_{el} + \dot{W}_{th}) - \frac{c_{W_{th}}}{c_{F,sys}} \dot{W}_{th} + \sum_{k=1} (\dot{E}_D^{AV} + \dot{E}_D^{UN})_k \right. \right. \\ \left. \left. + \dot{E}_{L,sys} \right] \right\}_t \quad (3.66)$$

A perda monetária associada às ineficiências dos componentes da planta (BRL/GJ), ou seja, o aumento no custo específico da exergia de energia, causando aumento no consumo de combustível, é definida por:

$$\varphi_{sys} = c_{F,sys} \left(\frac{\sum_{k=1} (\dot{E}_D^{AV} + \dot{E}_D^{UN})_k + \dot{E}_{L,sys}}{\dot{W}_{el}} \right) \quad (3.67)$$

Substituindo φ_{sys} na Eq. (3.66), tem-se o Indicador de Desempenho Exergoeconômico como:

$$\zeta_t = \Omega_t - \Gamma \left[c_{F,sys} \left(1 + \frac{\dot{W}_{th}}{\dot{W}_{el}} \right) - c_{W_{th}} \frac{\dot{W}_{th}}{\dot{W}_{el}} + \varphi_{sys} \right] \quad (3.68)$$

O indicador de desempenho exergoeconômico proporciona uma avaliação do potencial de geração de lucro, ao tratar da diferença entre o sistema externo, o preço da eletricidade e o fluxo de custos exergoeconômicos para geração de eletricidade

3.4 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO MERCADO LIVRE

Para a aplicação do Indicador de Desempenho Exergoeconômico é necessário identificar os valores do bagaço de cana-de-açúcar comercializado. Os preços desse produto sofrem variações bastante significativas, ou seja, apresentam uma instabilidade ao longo dos anos, devido à influência de fatores externos na sua comercialização, desde a qualidade da biomassa, distância entre fornecedores e consumidores, entre outros.

Dentre esses fatores, o principal a ser citado é a demanda na produção de açúcar e etanol, tanto interna como para exportação, influenciando no aumento ou redução da produção de bagaço como subproduto da moagem de cana-de-açúcar. A demanda e os preços de comercialização do etanol, por exemplo, sofrem influência dos preços do petróleo no mercado internacional, assim como outros fatores econômicos e políticos.

As condições climáticas também são fatores significativos, visto que essas interferem na qualidade da cana-de-açúcar produzida e na sua colheita. Dentre a qualidade da biomassa, o volume de precipitação pode impactar na quantidade do ATR (Açúcar total recuperado), além do preço do açúcar no mercado internacional.

Segundo publicação da UNOP (2016), a demanda por biomassa da cana teve aumento significativo entre os anos de 2014 e 2015 devido à alta nas remunerações da energia elétrica comercializada no mercado livre, com valores entre 400,00 e 800,00 R\$/MWh, ademais dos preços vantajosos para produção de vapor nas indústrias. Na região de Ribeirão Preto/SP a média de preços da tonelada de bagaço de cana chegou ao valor de R\$150,00, considerado elevado e competitivo para a realidade do mercado. No ano seguinte, 2016, o custo da tonelada para fins energéticos atingiu valores de R\$25,00. Queda atribuída, principalmente, à baixa remuneração no mercado livre de energia.

No ano de 2021 outra realidade de preços foi inserida no mercado, novamente consequência do aumento do valor da energia no mercado livre. Apesar da alta similar aos anos de 2014/2015, chegando a 420,00 R\$/MWh, o preço da tonelada atingiu a média de R\$400,00 no estado de São Paulo. A diferença desse ano para os anteriores, além da economia do país que era influenciada pela pandemia da covid-19, se deve à representação substancial da geração pelo setor sucroenergético na produção total de bioeletricidade, totalizando 79 % (Cana Online, 2022).

Em consequência dessa variação identificada ao longo dos anos, para o estudo exergoeconômica foram utilizados diferentes preços de biomassa, com o intuito de simular e analisar o comportamento e impacto dessa oscilação na determinação da planta em comercializar energia elétrica no mercado livre ou optar por opções como estocagem ou venda do bagaço.

Os preços da energia elétrica comercializada no Mercado Livre também apresentam oscilações causadas, principalmente, por variações na geração de eletricidade nas plantas hidrelétricas e demais fontes de energia, além de causas externas, como crises na economia ou saúde, que serão discutidos nos capítulos seguintes. Essas oscilações de valores são exemplificadas nas Figuras a seguir, com o histórico de preços de energia (R\$/MWh) entre os anos de 2019 e 2023 para os submercados sudeste/centro-oeste e nordeste.

Figura 3.4 – Histórico do Preço Horário para o submercado Sudeste/Centro-Oeste entre os anos de 2019 e 2023



Fonte: CCEE, 2023

Figura 3.5 – Histórico do Preço Horário para o submercado Nordeste entre os anos de 2019 e 2023



Fonte: CCEE, 2023

Nos gráficos disponibilizados pela CCEE é perceptível que não houve constância de valores no mercado de energia entre alguns períodos de cada ano, como exemplo as estações com maior ou menor precipitação. Além disso, não há um comportamento similar de preços entre os anos, com altas nos valores entre 2020 e 2021 e quedas consideráveis em 2022.

Outro comparativo importante se faz entre os submercados, com as maiores discrepâncias ocorrendo entre o Sudeste/Centro-Oeste (Figura 3.3) e Nordeste (Figura 3.4). No primeiro, com uma concentração maior de usinas hidrelétricas, a média dos preços nesse período foi 179,41 R\$/MWh, com valores máximo e mínimo de 765,11 R\$/MWh e 39,68 R\$/MWh. Em contrapartida, o segundo mercado, região com destaque na geração eólica, a média corresponde a 152,80 R\$/MWh e preço máximo de 1.128,72 R\$/MWh.

Essas variações no mercado de energia e no bagaço de cana-de-açúcar são uma motivação para o desenvolvimento deste trabalho, cujo intuito é possibilitar uma análise que acompanhe essas oscilações da biomassa no mercado livre de energia.

Para entender melhor a dinâmica das variações de preço e a influência desses na operação das plantas, foi desenvolvido um estudo de caso em cooperação com uma usina sucroenergética localizada na cidade de Leme, interior do estado de São Paulo. As simulações apresentadas foram desenvolvidas utilizando como base as informações e dados disponibilizados, incluindo os equipamentos da planta em questão.

Para os valores de PLD, foram utilizados os dados disponibilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica em seu site, contemplando os anos de 2021 e 2022. Com a análise dos dois primeiros anos de atuação dos preços horários, é possível acompanhar com o

estudo as variações de preço nos períodos de safra e entressafra, assim como a influência da economia e demais fatores ao longo desse período.

4 ESTUDO DE CASO

4.1 DESCRIÇÃO DA PLANTA

A usina sucroenergética na qual o estudo foi baseado está localizada na cidade de Leme - São Paulo, constituída por uma central de cogeração com potência nominal efetiva de 36,05 MW. A unidade possui geração de vapor, para atendimento das produções de açúcar e etanol, e geração de energia elétrica para atendimento da demanda da própria planta e exportação para o mercado.

A planta é composta por uma caldeira aquatubular, modelo AT-200 da fabricante Dedini, com sistema de queima em suspensão e grelha *Flat in Hole*, possibilitando a queima completa de combustíveis com alto teor de umidade, como o bagaço de cana-de-açúcar. As principais características do equipamento são apresentadas na Tabela a seguir.

Tabela 4.1 - Características da caldeira Dedini AT-200

Caldeira Dedini AT-200	
Pressão Projeto (bar)	76,5
Pressão Máxima de Trabalho Permitida (bar)	76,5
Pressão Operação (bar)	65,5
Temperatura do vapor (°C)	530
Produção de Vapor (t/h)	200
Superfície de aquecimento (m²)	5586

Conforme indicado por Dedidi (2021), a caldeira possui parede d'água membranada, sendo composta por um economizador, pré aquecedor de ar, evaporador com único passe, atemperador e dois superaquecedores, conforme Figura 4.1. A água de alimentação na saída da bomba, após a passagem pelo desaerador, é dividida entre o economizador e o atemperador, com este localizado entre os dois superaquecedores.

Figura 4.1 – Esquema da Caldeira modelo AT



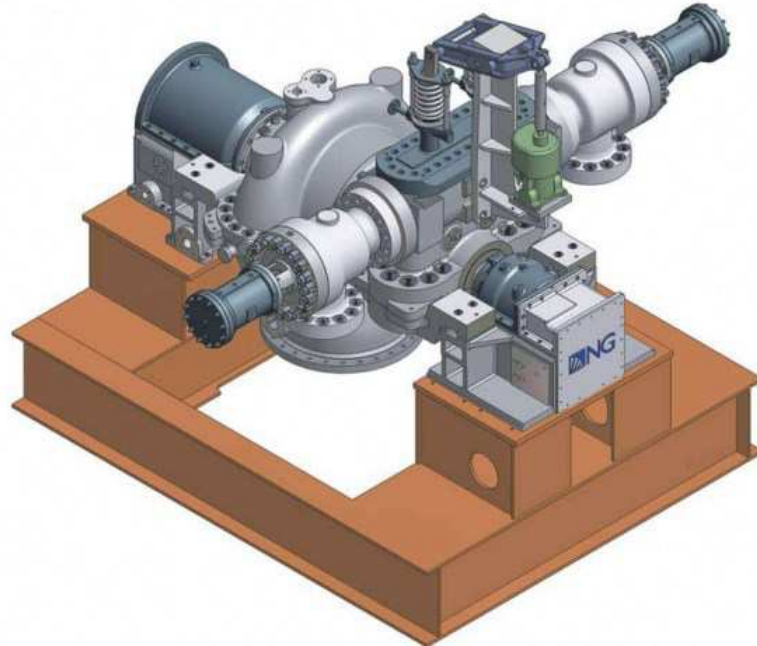
Fonte: DEDINI, 2021 (Adaptada)

As duas turbinas de condensação com extração controlada, modelo H2-630S/PO da fabricante NG Metalúrgica, possuem potência nominal efetiva de 14,6 e 21,45 MW. As principais características das turbinas são descritas na tabela a seguir, e complementadas pela exemplificação do fabricante na Figura 4.2.

Tabela 4.2. Características das Turbinas de condensação modelo H2-630S/PO

Turbina de condensação 1	
Pressão de admissão (bar)	65,5
Temperatura de admissão (°C)	530
Potência (MW)	14,6
Pressão de escape (bar)	0,9
Vazão de vapor de Condensação (t/h)	30
Pressão de Extração efetiva (bar)	17,0
Vazão de vapor de Extração (t/h)	70
Turbina de condensação 2	
Pressão de admissão (bar)	65,5
Temperatura de admissão (°C)	530
Potência (MW)	21,45
Pressão de escape (bar)	0,9
Vazão de vapor de Condensação (t/h)	30
Pressão de Extração efetiva (bar)	1,5
Vazão de vapor de Extração (t/h)	70

Figura 4.2 – Exemplificação turbina de condensação da fabricante NG Metalúrgica



Fonte: NG Metalúrgica, 2021

O vapor produzido com a queima do bagaço também é destinado ao atendimento das demandas de vapor do processo e da moenda, com extração na primeira turbina a pressão efetiva de 17 bar e na segunda turbina com 1,5 bar.

Já a moenda é constituída por sete turbinas de contrapressão, com a extração para atendimento do vapor de processo ocorrendo sob pressão efetiva de 1,5 bar.

A partir das informações, algumas considerações acerca do funcionamento da planta foram aplicadas. O sistema foi simplificado ao desconsiderar algumas válvulas e admitir que a extração de vapor de processo após a moenda seria zero. Outra simplificação foi aplicada ao condensador, desconsiderando os estados termodinâmicos relativos à troca de calor com as torres de resfriamento, visto que para o estudo exergoeconômico não teria um impacto significativo, pois esse deve considerar apenas a energia gerada.

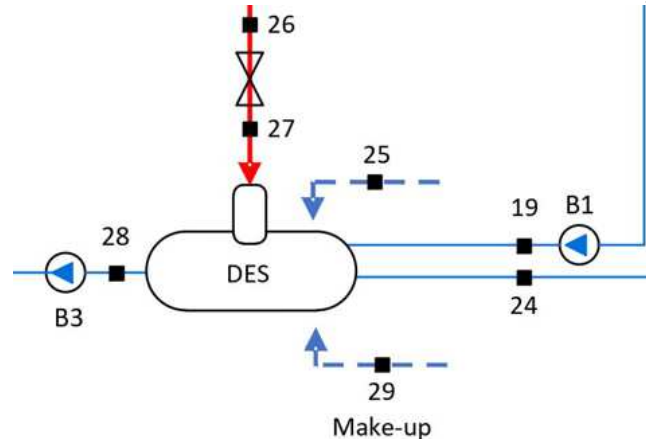
O modelo simplificado da planta é apresentado na Figura 4.3.

No presente estudo de caso, a unidade conta com um atemperador, o qual recebe parte da água proveniente da saída da terceira bomba, após o desaerador, e vapor superaquecido.

Localizado entre os dois superaquecedores, o atemperador tem como função controlar a temperatura de superaquecimento na saída do primeiro equipamento através da injeção de água líquida, adequando o vapor às características requeridas na entrada do segundo equipamento, em temperatura mais baixa e pressão constante.

O desaerador do sistema, em modelo horizontal, é responsável por retirar gases, dióxido de carbono, entre outros, da água de alimentação da caldeira. O equipamento em questão recebe líquido comprimido das duas bombas localizadas após os condensadores e provenientes das turbinas, a reposição de água, através dos pontos 25 e 27, oriundos do processo e da moenda, e uma entrada de fluido no ponto 29 (make-up) para reposição da vazão mássica das purgas que ocorrem na fornalha.

Figura 4.4 – Modelo do desaerador da usina sucroenergética



4.2 ANÁLISE TERMODINÂMICA DA PLANTA

Partindo da Eq. (3.1), o balanço de energia para os gases de combustão é realizado de forma detalhada nas equações a seguir, sendo utilizado para a análise termodinâmica a entalpia de referência dos gases e do ar.

Para os estados 4, 5 e 6 os seguintes balanços foram aplicados aos componentes da caldeira:

$$\dot{Q}_D + \dot{m}_9 h_9 + \dot{m}_{12} h_{12} = \dot{m}_4 (h_4^G - h_{ref}^G) + \dot{m}_{13} h_{13} + \dot{m}_{10} h_{10} + \dot{m}_{purgas} h_{purgas} \quad (4.1)$$

$$\dot{m}_4 (h_4^G - h_{ref}^G) + \dot{m}_{10} h_{10} = \dot{m}_5 (h_5^G - h_{ref}^G) + \dot{m}_{11} h_{11} \quad (4.2)$$

$$\dot{m}_5(h_5^G - h_{ref}^G) + \dot{m}_1(h_1^{ar} - h_{ref}^{ar}) = \dot{m}_6(h_6^G - h_{ref}^G) + \dot{m}_2(h_2^{ar} - h_{ref}^{ar}) \quad (4.3)$$

Para o estado 6 e 7 a relação de duas equações deve ser aplicada, sendo estas o balanço de energia no economizador e na caldeira:

$$\dot{m}_6(h_6^G - h_{ref}^G) + \dot{m}_8 h_8 = \dot{m}_7(h_7^{MG} - h_{ref}^G) + \dot{m}_9 h_9 \quad (4.4)$$

$$\begin{aligned} \dot{m}_7(h_7^G - h_{ref}^G) \\ = \dot{Q}_D - \dot{m}_{13} h_{13} + \dot{m}_8 h_8 + \dot{m}_{atemp} h_8 \\ - [(q_{purgas} + q_{conv,rad} + q_{ch}) \dot{m}_{comb}] \end{aligned} \quad (4.5)$$

O balanço da vazão mássica do atemperador é dado por:

$$\dot{m}_{vapor,12} = \dot{m}_{vapor,11} + \dot{m}_{atemp} \quad (4.6)$$

No caso específico do desaerador foram consideradas as vazões mostradas na Figura 4.4.

$$\dot{m}_{19} + \dot{m}_{24} + \dot{m}_{25} + \dot{m}_{27} + \dot{m}_{purgas} = \dot{m}_{28} \quad (4.7)$$

Demais componentes da planta receberam igual atenção e seus resultados são apresentados no capítulo 5.

Como tratado no capítulo de revisão da literatura, a destruição de exergia implica a perda dessa dentro dos limites do sistema. Para o estudo da exergoeconomia, essa perda foi calculada para alguns componentes da planta relevantes para a análise a partir do balanço de exergias.

A exergia destruída da caldeira foi calculada por meio do balanço de exergias englobando a fornalha, os dois superaquecedores e o evaporador, conforme a Eq. (4.8).

$$\dot{E}_{D,cald} = e_{comb} \dot{m}_{comb} + \dot{E}_{T,2} + \dot{E}_{T,atemp} + \dot{E}_{T,9} - \dot{E}_{T,5} - \dot{E}_{T,13} \quad (4.8)$$

Para as exergias destruídas do pré aquecedor de ar e economizador foram utilizadas as Equações a seguir:

$$\dot{E}_{D,APH} = \dot{E}_{T,5} + \dot{E}_{T,1} - \dot{E}_{T,2} - \dot{E}_{T,6} \quad (4.9)$$

$$\dot{E}_{D,ECO} = \dot{E}_{T,6} + \dot{E}_{T,8} - \dot{E}_{T,7} - \dot{E}_{T,9} \quad (4.10)$$

As turbinas foram analisadas da mesma forma, considerando os trabalhos realizados pelos componentes.

$$\dot{E}_{D,T1} = \dot{E}_{T,14} - \dot{E}_{T,15} - \dot{E}_{T,17} - \dot{W}_{T1} \quad (4.11)$$

$$\dot{E}_{D,T2} = \dot{E}_{T,20} - \dot{E}_{T,21} - \dot{E}_{T,22} - \dot{W}_{T2} \quad (4.12)$$

A exergia perdida é considerada nula para a maioria dos componentes, e tratada nesse estudo como igual à exergia do ponto de saída da chaminé, após o economizador, ou seja:

$$\dot{E}_L = \dot{E}_{T,7} \quad (4.13)$$

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este capítulo foi dividido em duas partes, com a primeira destinada à apresentação dos resultados das análises de 1ª e 2ª Lei da planta. A segunda parte é direcionada à discussão das relações de preço no mercado livre e demonstração dos resultados das simulações do indicador de desempenho exergoeconômico.

Os resultados aqui apresentados foram calculados para a planta de cogeração mostrada na Fig. 4.3, considerando:

- a) Regime permanente;
- b) Operação da planta em carga plena;
- c) Dados operacionais levantados em campo como constantes;
- d) Variações de energia cinética e potencial negligenciáveis;
- e) Queda de pressão linear ao longo da tubulação de vapor;
- f) Trocadores de calor adiabáticos;
- g) Propriedades físicas constantes com a variação de temperatura;
- h) Temperatura e pressão de referência, respectivamente T_{ref} e P_{ref} , são considerados como 25 °C e 1,013 bar;
- i) Umidade relativa do ar igual a 60 %.
- j) Pressão dos gases de escape considerada constante e igual à pressão atmosférica;

Foram também considerados:

- a) Eficiência isentrópica definida de 80 % para as turbinas e bombas
- b) Eficiência isentrópica definida de 70 % para a moenda;
- c) Pressão ambiente utilizada como referência a pressão média da cidade de São Carlos/SP, próxima a cidade de Leme (0,9197 bar);
- d) Temperatura de saída dos gases de combustão na chaminé arbitrada, inicialmente, em 155 °C;
- e) Temperatura do ar na entrada da caldeira arbitrada em 205 °C;
- f) Entalpia de saída dos gases de combustão na chaminé arbitrada, inicialmente, em 429,9 kJ/kg;

No sentido de ajustar inconsistências identificadas na informação dos dados operacionais da planta, cálculos foram preliminarmente realizados na unidade de vapor, encontrando-se os seguintes resultados:

- a) Vazão mássica de combustível igual a 26,65 kg/s;
- b) Vazão mássica da água de atemperação na entrada da caldeira arbitrado a 55,06 kg/s;
- c) Vazão mássica das purgas arbitrado em 0,5 kg/s;
- d) Vazão mássica da água de atemperação na entrada do atemperador arbitrado em 1,0 kg/s
- e) Porcentagem de O_2 medida na base da chaminé igual a 6 %;

5.1 ANÁLISE TERMODINÂMICA DA PLANTA

Devido à ausência da avaliação elementar da composição da biomassa utilizada na planta, uma estimativa foi realizada utilizando como referência a relação em base seca aplicada por Burin (2015), no qual sugere-se que a composição química do bagaço de cana-de-açúcar possua 45,6 % C, 5,8 % H, 48,2 % O e 0,4 % de N. Segundo Silva et al (2018) a umidade para o bagaço recém-moído seria de 50 %, esse aumento do peso percentual foi aplicado proporcionalmente aos demais elementos para estimativa da composição da biomassa em base úmida. O poder calorífico inferior (PCI) resultante dessa composição e utilizado no estudo é 7162 kJ/kg.

Tabela 5.1. Composição da biomassa

	Base seca (literatura)	Base úmida
Umidade	0	50
Carbono	45,6	22,8
Hidrogênio	5,8	2,9
Oxigênio	48,2	24,1
Nitrogênio	0,4	0,2

Seguindo a metodologia e considerações apresentadas anteriormente, a planta foi simulada por meio do software Engineering Equation Solver (EES), com os resultados apresentados nas Tabelas 5.2 a 5.8. Conforme discutido, a planta tem um consumo de 25,20 kg/s de combustível para geração de 55,56 kg/s de vapor e os resultados da simulação referentes ao balanço de massa e energia para o ciclo de vapor são mostrados na Tabela 5.2.

A Tabela 5.3 apresenta os resultados dos balanços para as vazões de ar e gases de combustão, no qual constata-se que o somatório da vazão mássica de combustível e ar através do pré-aquecedor não é equivalente a vazão dos gases de escape no ponto 7. Essa diferença de 0,07 kg/s é proveniente do processo de combustão, com perdas pelo combustível não queimado e cinzas.

Tabela 5.2. Resultados da análise termodinâmica da usina sucroenergética para cada estado
(ciclo do vapor)

Estado	\dot{m} (kg/s)	P (bar)	T (°C)	Entalpia (kJ/kg)	Entropia (kJ/kg.K)
8	55,06	70,00	132,40	561,10	1,65
9	55,06	70,00	212,40	910,20	2,44
10	54,56	70,00	285,80	2773,00	5,82
11	54,56	70,00	400,00	3159,00	6,45
12	55,56	70,00	380,00	3104,00	6,37
13	55,56	67,00	530,00	3487,00	6,92
14	27,78	65,50	520,00	3487,00	6,92
15	19,45	18,01	359,90	3164,00	7,05
16	0,00	2,51	190,80	2850,00	7,36
17	8,33	0,12	50,00	2440,00	7,61
18	8,33	0,12	50,00	209,30	0,70
19	8,33	2,81	50,03	209,70	0,70
20	27,78	65,50	520,00	3487,00	6,92
21	19,45	2,51	179,90	2827,00	7,31
22	8,33	0,12	50,00	2441,00	7,61
23	8,33	0,12	50,00	209,30	0,70
24	8,33	2,81	50,03	209,70	0,70
25	19,45	2,81	60,00	251,40	0,83
26	19,45	2,51	190,80	2944,00	7,55
27	19,45	2,81	237,80	2944,00	7,50
28	56,06	2,81	131,30	552,10	1,65
29	0,50	2,81	25,00	552,10	1,65

Tabela 5.3. Resultados da análise termodinâmica da usina sucroenergética para cada estado
(ciclo dos gases de combustão e ar)

Estado	\dot{m} (kg/s)	P (bar)	T (°C)	Entalpia (kJ/kg)	Entropia (kJ/kg.K)
1	91,27	0,92	25,00	298,60	5,72
2	91,27	0,92	200,00	488,10	6,19
3	25,20	0,92	-	-	-
4	116,40	0,92	623,70	929,80	6,87
5	116,40	0,92	459,30	748,60	6,65
6	116,40	0,92	319,90	600,10	6,42
7	116,40	0,92	160,90	435,90	6,10

A temperatura de saída dos gases de combustão na chaminé foi inicialmente arbitrada, para obtenção da entalpia e aplicação do balanço de energia entre os pontos 4 e 7, assim como

a aquisição da perda de calor na chaminé. A variação, em relação ao valor simulado da temperatura no ponto 7 é menor que 1 %, mantendo um resultado superior a 100 °C.

Como esperado na análise termodinâmica e apresentado na Tabela 5.4, a maior parcela do ganho de calor da caldeira é proveniente do evaporador, representando 70,6 % do total. Ao considerar como seus componentes apenas o evaporador e os superaquecedores, esses equivalem a 79,8 % do calor fornecido pelo combustível.

A eficiência da caldeira é obtida a partir dos resultados das perdas de calor com as purgas, pela chaminé e por convecção e radiação, mostradas na Tabela 5.5.

Tabela 5.4. Resultados termodinâmicos

	MW
\dot{Q}_{comb}	180,48
\dot{Q}_D	196,52
\dot{Q}_{EV}	101,79
\dot{Q}_{SH1}	21,09
\dot{Q}_{SH2}	21,25
\dot{Q}_{FC}	144,13
$\dot{Q}_{cond,1}$	18,59
$\dot{Q}_{cond,2}$	18,60
$\dot{W}_{t,1}$	15,01
$\dot{W}_{t,2}$	21,55
\dot{W}_m	4,27
$\dot{W}_{processo}$	50,09
	%
η_{ciclo} [%]	20,0
η_{cald} [%]	89,9

Tabela 5.5. Resultados das perdas por calor

	kJ/kg
q_{purgas}	23,06
q_{ch}	630,0
$q_{conv,rad}$	71,62

Esses resultados são importantes por confirmarem a correta simulação da planta, visto que alguns parâmetros foram especificados pela autora e ajustados para reduzir as inconsistências dos dados fornecidos.

A análise exérgica foi realizada até o ponto de entrada do processo e da moenda, visto que nessas atividades as exergias são efetivamente destruídas de modo inevitável. Para o cálculo das exergias destruídas foram consideradas as parcelas físicas e químicas, Tabela 5.6 e

5.7. Observando as transferências de calor que ocorrem dentro da caldeira, há um aumento na exergia total para o vapor entre os pontos 8 e 13 e redução dessa exergia nos gases de combustão entre os pontos 4 e 7.

Tabela 5.6. Resultados da análise exérgica da usina sucroenergética para cada estado (ciclo do vapor)

Estado	Exergia química (MW)	Exergia física (MW)	Exergia Total (MW)
8	0,00	4,01	4,01
9	0,00	10,34	10,34
10	0,00	56,93	56,93
11	0,00	67,69	67,69
12	0,00	67,26	67,26
13	0,00	79,44	79,44
14	0,00	39,72	39,72
15	0,00	29,76	29,76
17	0,00	1,47	1,47
20	0,00	39,72	39,72
21	0,00	12,68	12,68
22	0,00	1,47	1,47

Tabela 5.7. Resultados da análise exérgica da usina sucroenergética para cada estado (ciclo dos gases de combustão e ar)

Estado	Exergia química (MW)	Exergia física (MW)	Exergia Total (MW)
1	0,00	0,00	0,00
2	0,00	2,73	2,73
3	216,42	0,00	216,42
4	13,24	32,65	45,89
5	13,24	19,30	32,54
6	13,24	9,81	23,05
7	13,24	1,86	15,10

Partindo para a análise das exergias destruídas, obtidas por meio do balanço aplicado aos componentes, e conhecendo o valor da exergia específica do combustível como 8588 kJ/kg, os resultados são dispostos na Tabela 5.8.

Tabela 5.8. Resultados da análise exérgica da usina sucroenergética para cada estado (vazão mássica de vapor)

Componentes	$\dot{E}_{D,n}$ (MW)	$\dot{E}_{L,n}$ (MW)
CALDEIRA	117,60	0,00
PRÉ AQUECEDOR	6,76	0,00
ECONOMIZADOR	1,62	15,10
ATEMPERADOR	0,50	0,00
TURBINA 1	2,48	0,00
TURBINA 2	4,02	0,00
Total	132,97	15,10

A maior destruição de exergia ocorre na caldeira, tendo em vista as destruições inevitáveis decorrentes do processo de combustão, sendo equivalente a 88,4 % do valor total.

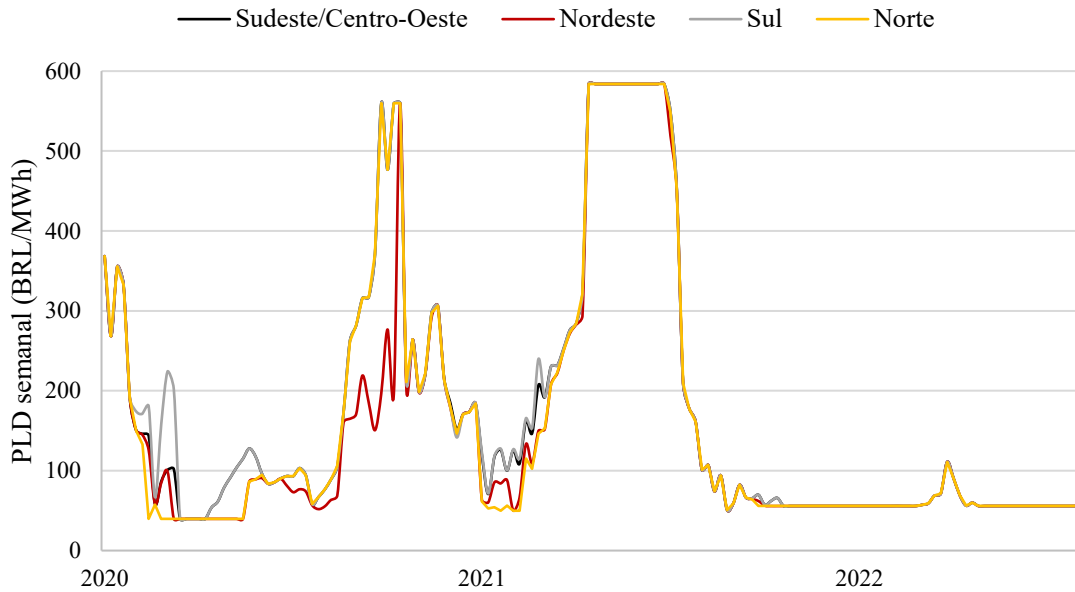
Em contrapartida, o atemperador corresponde a menor parcela, menos de 1%, visto que não apresenta transformações significativas de energia. De forma similar, o pré aquecedor e o economizador também apresentam valores mais baixos de destruição de exergia.

5.2 ANÁLISE EXERGOECONÔMICA E A COMERCIALIZAÇÃO DE EXCEDENTE DE ENERGIA

Como tratada nos capítulos anteriores, a planta de cogeração em estudo está inserida em um novo mercado de energia com a formação do Preço de Liquidação das Diferenças em base horária. Antes de seguir para a aplicação do modelo exergoeconômico desenvolvido e o estudo de viabilidade da comercialização de energia, o entendimento das diferenças ocasionadas com a mudança do mercado em base semanal para horária é fundamental, tal como o comportamento desses preços frente às influências externas a sua formação.

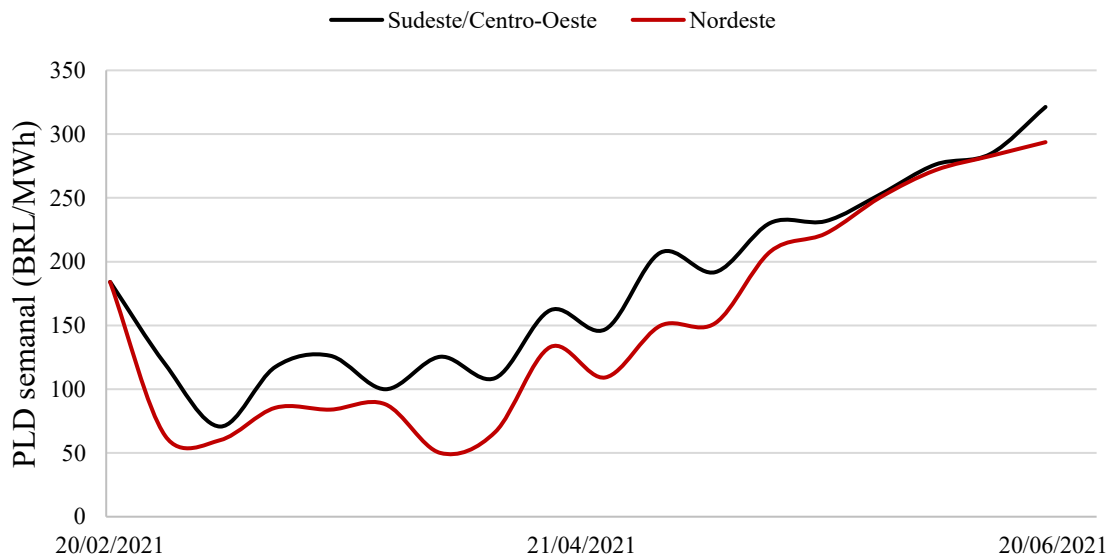
A Figura 5.1 apresenta os valores do PLD em base semanal para os quatro submercados disponibilizados pela CCEE. Ao comparar os preços entre os anos de 2020 e 2022 percebe-se uma maior estabilidade entre os submercados, incluindo uma queda nas oscilações dos valores que ocorriam nos dois primeiros anos. Esse fato pode ser atribuído a formação de preços em base horária, que possibilitam ao mercado de energia elétrica acompanhar as variações do mercado econômico, bem como as variações de geração de energia em cada região.

Figura 5.1 – Variação dos valores do PLD para os quatro submercados (média dos valores horários em semanas)



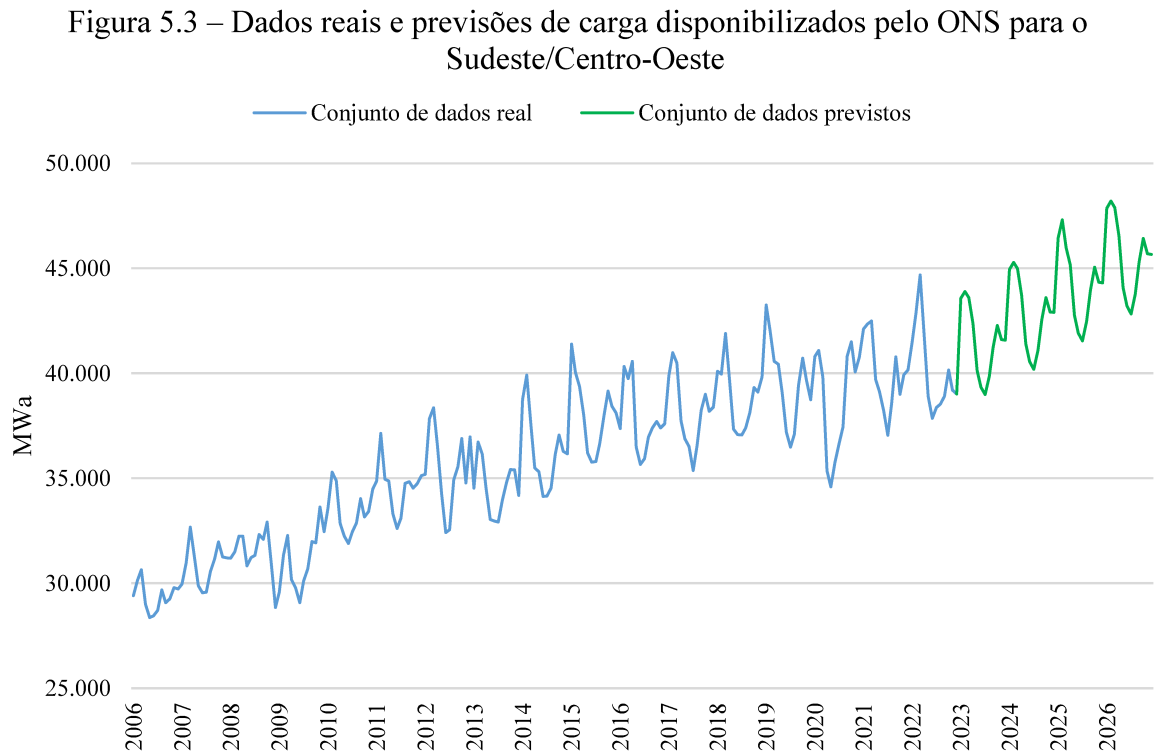
Com destaque às variações de geração em cada submercado, percebe-se que o submercado Nordeste, ao longo de 2020 e 2021, apresentou valores de PLD divergentes dos demais. A Figura 5.2 ressalta as diferenças entre esse e o Sudeste/Centro-Oeste no período de 20/02/2021 a 25/06/2021.

Figura 5.2 – Variação dos valores do PLD para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste (média dos valores horários em semanas)



Como discutido na secção 3.4, o submercado Nordeste possui uma matriz com ampla participação de fontes intermitentes, e, com a alteração do modelo de precificação, suas projeções de operação do sistema se aproximaram da produção e consumo real.

Atrelado à viabilidade de comercialização, é de suma importância para o planejamento energético a previsão da demanda por energia que, além de orientar a ONS sobre a operação do sistema interligado nacional, proporciona aos autoprodutores o entendimento da necessidade do mercado por energia, ou seja, se há uma demanda por exportação. A fim de complementar o estudo sobre a demanda de energia, a Figura 5.3 apresenta os valores de carga registrados até dezembro de 2022, com a previsão até dezembro de 2026.

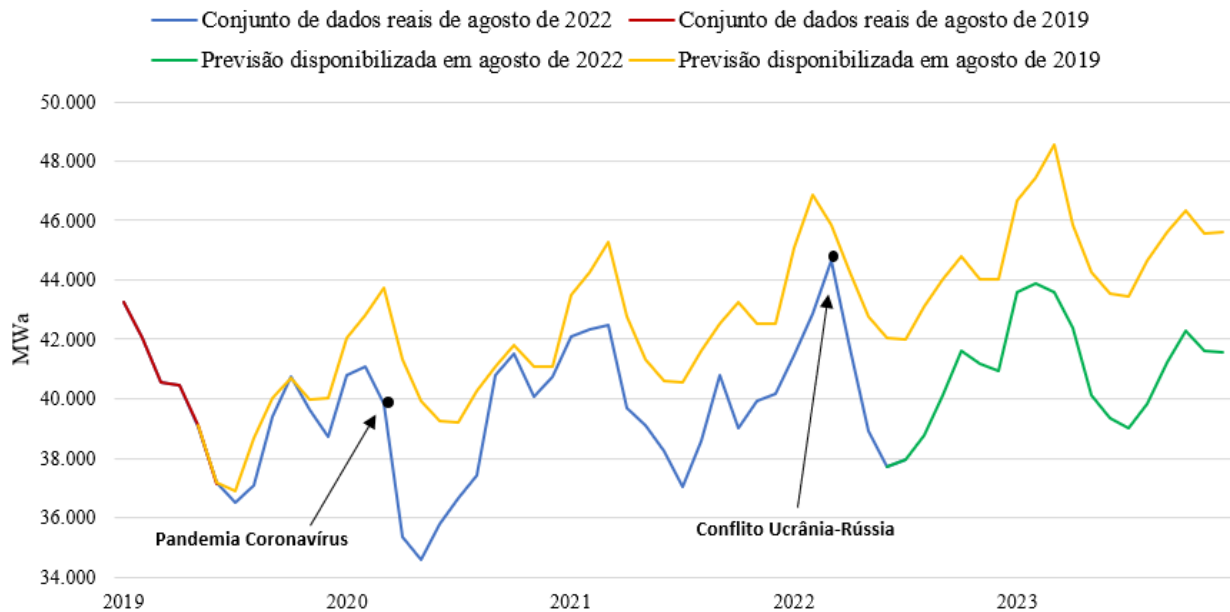


Com a entrada dos preços horários no mercado livre de energia, torna-se importante acompanhar não só o impacto dessa nova precificação na metodologia de geração e exportação de energia, como também a influência que fatores externos ao mercado exercem nos valores do PLD.

A Figura 5.4 realiza uma comparação dos dados da Carga de Energia e previsões desenvolvidas pelo ONS nos anos de 2019 e 2022, tais valores são atualizados continuamente, com as previsões de comportamento de demanda para os próximos quatro anos revisadas em cada quadrimestre.

A partir da comparação dos dados previstos no ano de 2019 com os valores reais e novas previsões, percebe-se a discordância entre as informações. Considerando as análises do ONS, essas diferenças são atribuídas a condições externas ao mercado, que em previsões anteriores não existiam ou não demonstravam relevância para impactar a economia e, por tanto, a forma de consumo da energia.

Figura 5.4 – Comparação das previsões de carga fornecidas pelo ONS para a região Sudeste/Centro-Oeste entre 2019 e 2023



Analisando, primeiramente, o período entre junho de 2019 e janeiro de 2020, as duas previsões não denotam grandes discrepâncias. As revisões quadrimestrais e os boletins informativos emitidos ao fim de cada mês se concentraram no fator econômico, ressaltando o crescimento e perspectiva de desenvolvimento da indústria e do PIB, que resultaram no aumento de consumo das famílias devido ao desempenho do mercado e atividades aquecidas. O Planejamento Anual da Operação Energética (Plano 2020-2024), publicado em novembro de 2019, abrangia a economia interna de forma otimista, esperando que o consumo no SIN crescesse à taxa de 3,8 % anuais.

Contrário à previsão, a primeira “queda” apontada na Figura 5.4 tem seu início com as medidas restritivas para contenção da pandemia causada pelo coronavírus em março de 2020, sendo abordada no boletim informativo como destaque para a variação negativa na carga do SIN. A redução em relação à previsão em anos anteriores se acentuou, destacando o mês de maio de 2020, em decorrência do impacto da pandemia em diferentes setores do país, alterando o comportamento de consumo e atividades.

Ao longo dos anos de 2020 e 2021, a carga se manteve sendo influenciada pela pandemia e incerteza da economia, sofrendo elevações conforme as atividades econômicas retornavam gradativamente e novas reduções com a retomada de restrições, como em julho de 2021 em que foi registrado a “segunda onda” do vírus.

A transição de 2021 para 2022 foi acompanhada de aumentos, influenciados pela vacinação mais acelerada da população, auxílio emergencial e expansão de alguns setores, como a indústria. Em contrapartida, as previsões ainda se mantinham incertas devido a quedas nos setores de serviço e possíveis restrições, resultando no risco para concretização dos cenários a curto e médio prazo.

Reforçando as incertezas já existentes, um segundo fator externo é destacado no início de 2022, causando nova queda nos valores da carga. O conflito entre Ucrânia e Rússia, embora tenha resultado em um impacto menor em comparação à pandemia, influenciou na elevação da inflação no país, reduzindo o valor da carga registrada no último mês disponibilizado pelo ONS.

A revisão quadrimestral da previsão de carga trata o conflito com certa preocupação, considerando seu impacto na economia. Apesar desse fator, há expectativa de um contexto macroeconômico mais estável que impulse as previsões de carga, menores em relação a primeira estimativa, mas com perspectivas de crescimento.

Com o entendimento da influência externa na previsão da demanda de energia elétrica e, conseqüentemente, na formação de preços do mercado livre, o desenvolvimento de um indicador de desempenho exergoeconômico que possibilite a avaliação da eficiência econômica da planta contribui com o planejamento de operação e tomada de decisão sobre a comercialização de excedente.

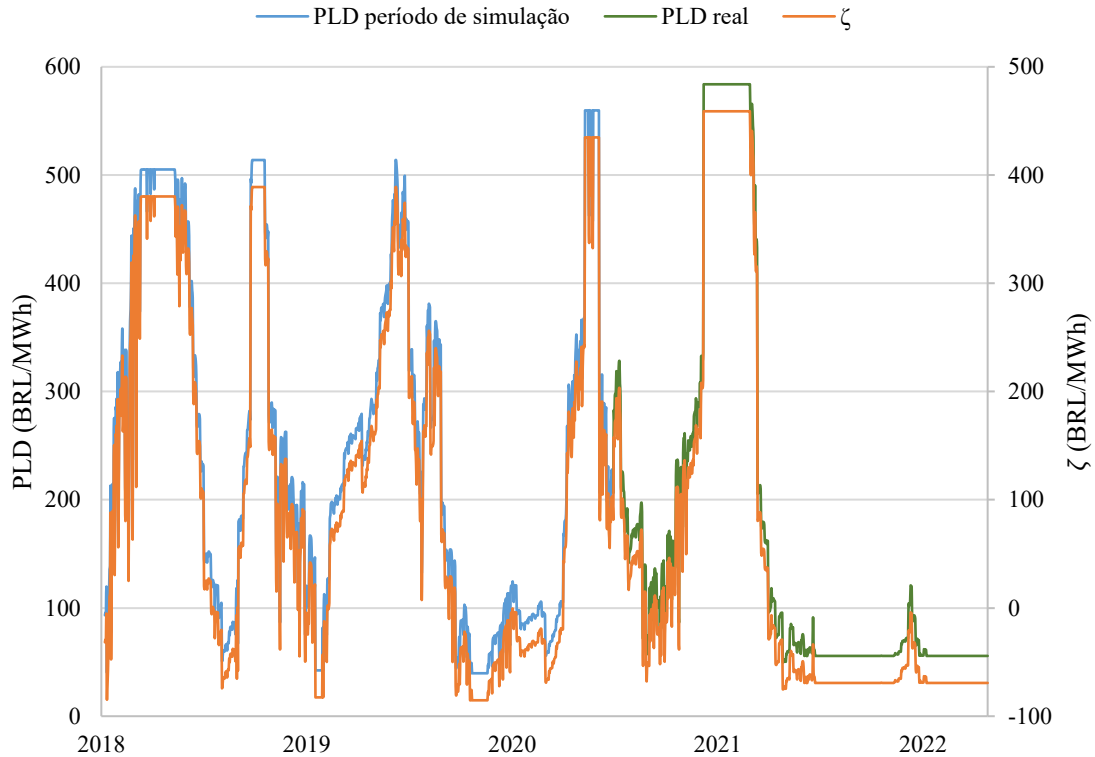
Partindo da discussão da variação dos preços da biomassa de cana-de-açúcar do capítulo 3, a análise exergoeconômica foi desenvolvida considerando uma determinada faixa de preços, esses de 25,00 a 300,00 R\$/ton de biomassa, com o intuito de analisar também o impacto dessa variação na decisão de comercialização de energia.

Retornando à Eq. (3.68), o primeiro cenário simulado considera a operação da planta em paridade elétrica, com toda a energia gerada destinada a exportação para a rede. Os custos exergéticos aplicados ao indicador foram obtidos conforme indicado no capítulo 3 e disponibilizados no Apêndice A.

A Figura 5.5 apresenta os valores do PLD em base horária para o submercado Sudeste/Centro-Oeste em dois períodos, o primeiro de 17/04/2018 a 31/12/2020, com as simulações dos preços “sombra”, e de 01/01/2021 a 31/12/2022, momento em que os valores horários já estavam em operação. Para facilitar a visualização das informações, a figura

apresenta o valor médio dos preços horários em cada dia, além dos resultados do IDE apenas para o preço de R\$100,00 a tonelada de biomassa.

Figura 5.5 – PLD horário e IDE da região Sudeste/Centro-Oeste entre 17/04/2018 e 31/12/2022 (Preço da tonelada do bagaço de cana-de-açúcar igual a R\$100,00)



Como esperado, com base nos trabalhos de referência, os resultados do IDE acompanham o comportamento do PLD, apresentando valores negativos em períodos com preços no mercado livre abaixo de R\$100 por MWh. Com o intuito de analisar em maiores detalhes as variações do IDE e o comportamento desse em cenários com diferentes preços de eletricidade e biomassa, foram realizadas as simulações apresentadas nas Figuras a seguir, abordando o submercado Sudeste/Centro-Oeste, no qual a planta em estudo está em operação.

Inicialmente, as Figuras 5.6 e 5.7 realizam os comparativos entre os valores do PLD dos anos de 2021 e 2022, mantendo a média dos preços horários para facilitar a visualização, e os resultados para o indicador de desempenho.

Figura 5.6 – PLD horário e IDE da região Sudeste/Centro-Oeste no ano de 2021 (Preço da tonelada do bagaço de cana-de-açúcar igual a R\$100,00)

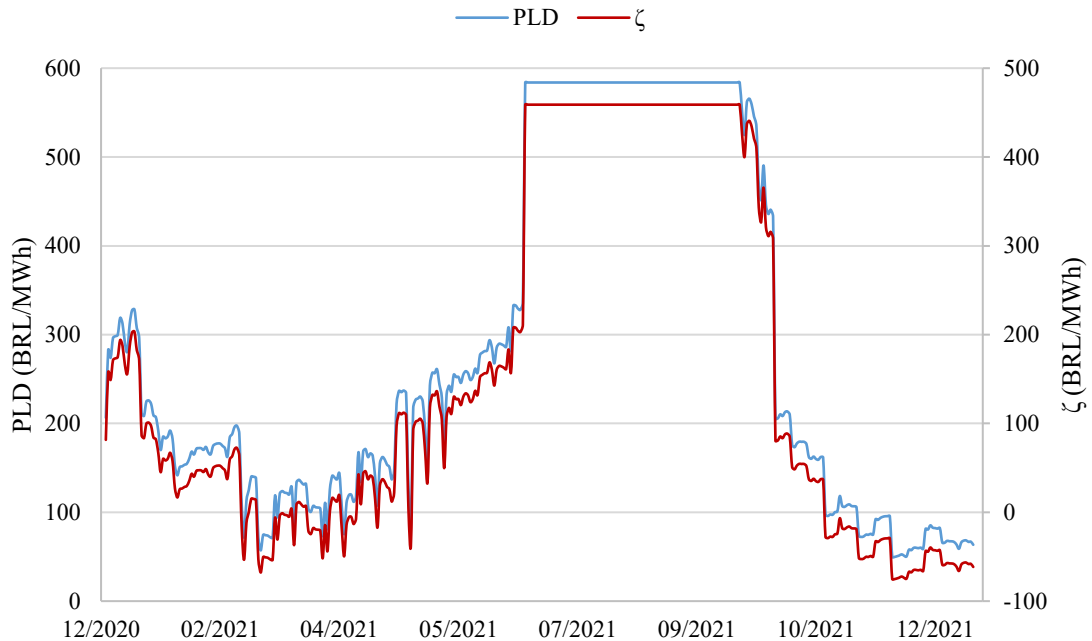
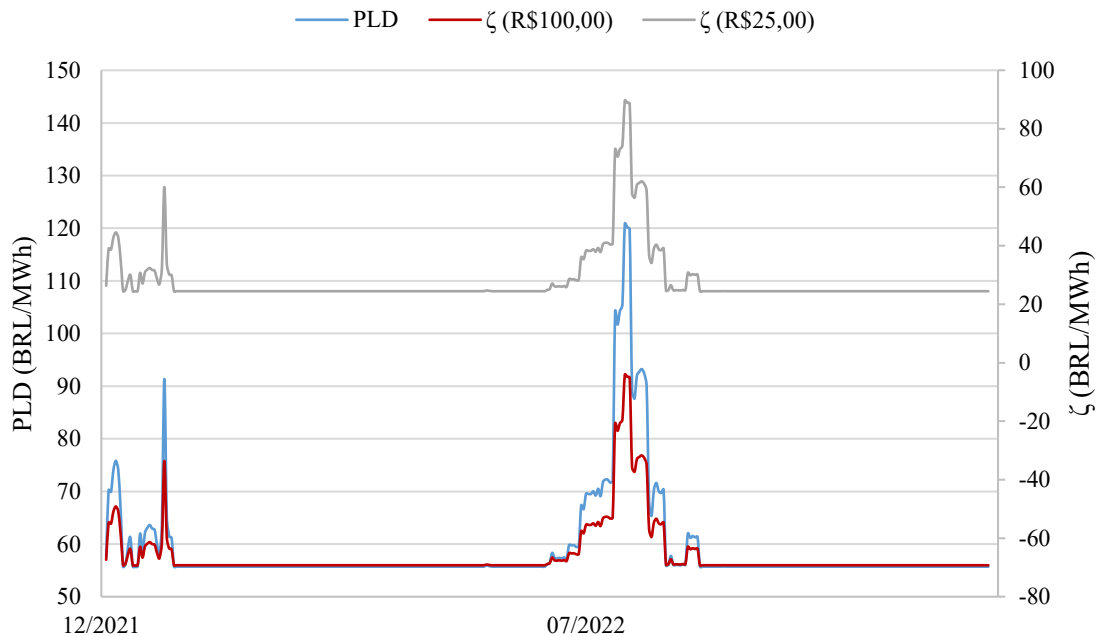


Figura 5.7 – PLD horário e IDE da região Sudeste/Centro-Oeste no ano de 2022 (Preço da tonelada do bagaço de cana-de-açúcar igual a R\$100,00 e R\$25,00)



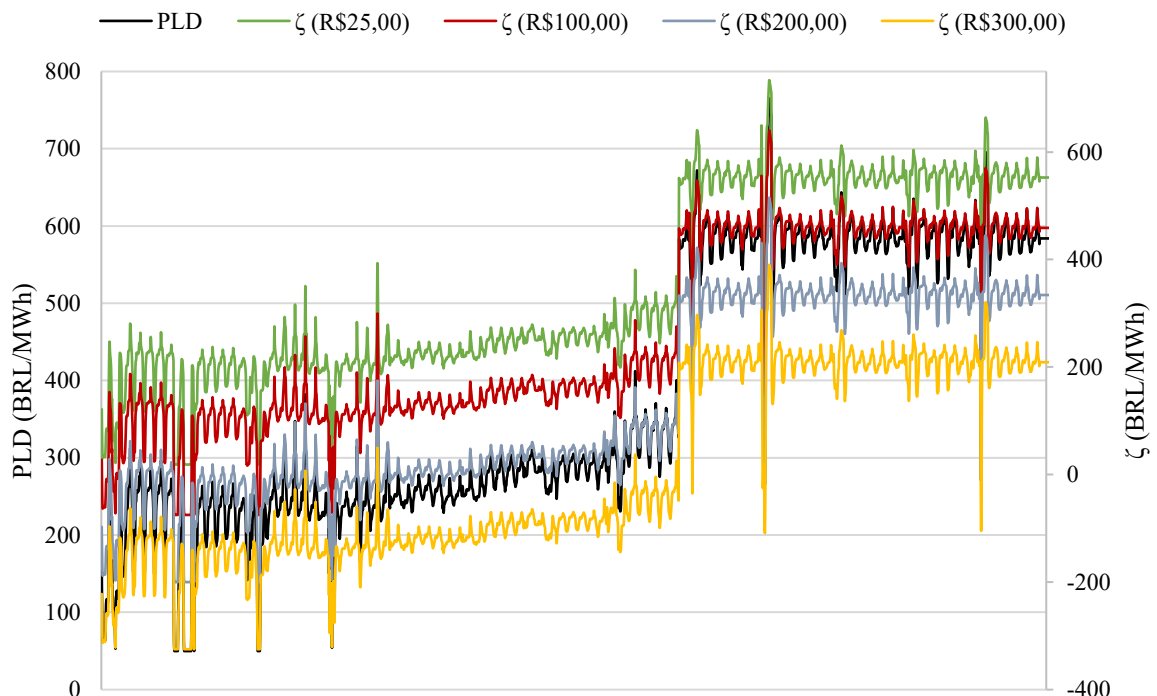
Os gráficos das Figuras anteriores possibilitam a análise do IDE em momentos com diferentes valores de PLD, consequência das variações de preço horário no mercado nos dois primeiros anos de operação. Observando inicialmente o ano de 2021, percebe-se que, em situações com baixos preços de eletricidade, o indicador resulta em valores negativos, ou seja,

um cenário possivelmente inviável para a comercialização de excedente pelo baixo potencial de lucro.

Essa situação é confirmada ao analisar os resultados para o ano de 2022, no qual o mercado apresentou maior estabilidade de preços, porém, esses permaneceram abaixo de 60,00 R\$/MWh na maior parte do ano, com os maiores valores registrados no mês de agosto ao atingir médias de 120 R\$/MWh.

A Figura 5.7 apresenta um segundo comparativo com os resultados da simulação do IDE utilizando como base o valor de R\$25,00 por tonelada de bagaço. Nessa segunda análise, foram obtidos valores positivos do indicador, demonstrando o impacto da variação do preço da biomassa na viabilidade de comercialização. Nesse cenário com valores de PLD mais baixos e constantes, a variação do preço da biomassa possui maior influência na tomada de decisão. Essa relação é novamente retratada na Figura 5.8, que apresenta os valores horários do PLD entre os dias 01 de maio e 31 de julho de 2021, e os resultados do IDE obtidos com a variação dos preços da biomassa.

Figura 5.8 – PLD horário da região Sudeste/Centro-Oeste de 01/05/2021 a 31/07/2021 (Preço da tonelada do bagaço de cana-de-açúcar variando entre R\$25,00 a R\$300,00)



Esse período foi selecionado por possuir uma variação significativa dos preços de liquidação das diferenças, com valores entre 49,77 e 764,11 R\$/MWh. Como discutido anteriormente, as curvas refletem a relação entre o IDE e os preços de energia e biomassa no mercado. Por tanto, analisando a primeira curva de resultados, referente a R\$25,00 por tonelada

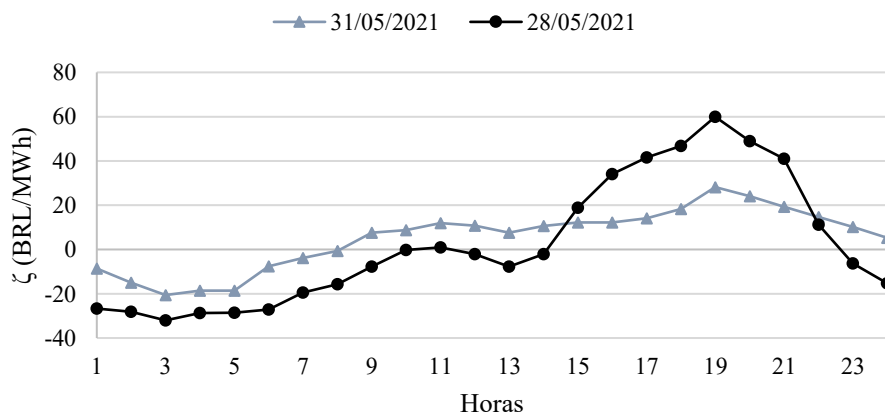
de bagaço, tem-se cenários positivos, independente da oscilação do PLD. Partindo para as curvas referentes a R\$100,00 e R\$200,00 por tonelada, a média dos resultados do IDE permanece positiva, com cenários promissores à comercialização no mercado livre. Para a última curva, com valor mais elevado da biomassa, a média permanece positiva, porém com apenas 38,85% dos cenários viáveis para exportação do excedente de energia.

Os comportamentos apresentados na Figura 5.8 demonstram que os cenários com melhores indicativos para comercialização do excedente de energia no mercado livre ocorrem com o aumento dos preços de liquidação das diferenças e queda dos valores da biomassa. Com base nos resultados da planta em estudo, a exportação se tornaria viável em situações com valores de PLD cerca de 25,0 % maiores em relação ao custo do bagaço.

Exemplificando, a simulação com o preço da biomassa equivalente a R\$200,00 demonstra potencial para comercialização em situações com PLD acima de 250,0 R\$/MWh. Esse resultado auxilia na tomada de decisão sobre a exportação de energia para a rede, porém, por se tratar de uma formação de preços em base horária, é interessante analisar períodos maiores de variação dos preços que possibilitem o planejamento e mudanças de operação da planta.

Ao acompanhar as mudanças de preços em períodos de 24 horas, percebe-se que, mesmo em cenários com IDE's horários negativos, são obtidas médias diárias positivas. A exemplo na Figura 5.9, no dia 28 de maio de 2021 o valor médio para o indicador é 2,31 R\$/MWh, apesar de ter apresentado valores negativos em 15 horas desse mesmo dia, há um indicativo para comercialização de excedente. Em contrapartida, no dia 31 de maio do mesmo ano, a média é negativa, com resultado de -3,13 R\$/MWh, embora apresente a maioria dos indicadores horários positivos.

Figura 5.9 – IDE em 28/05/2021 e 31/05/2021 (Preço da tonelada do bagaço de cana-de-açúcar em R\$200,00)

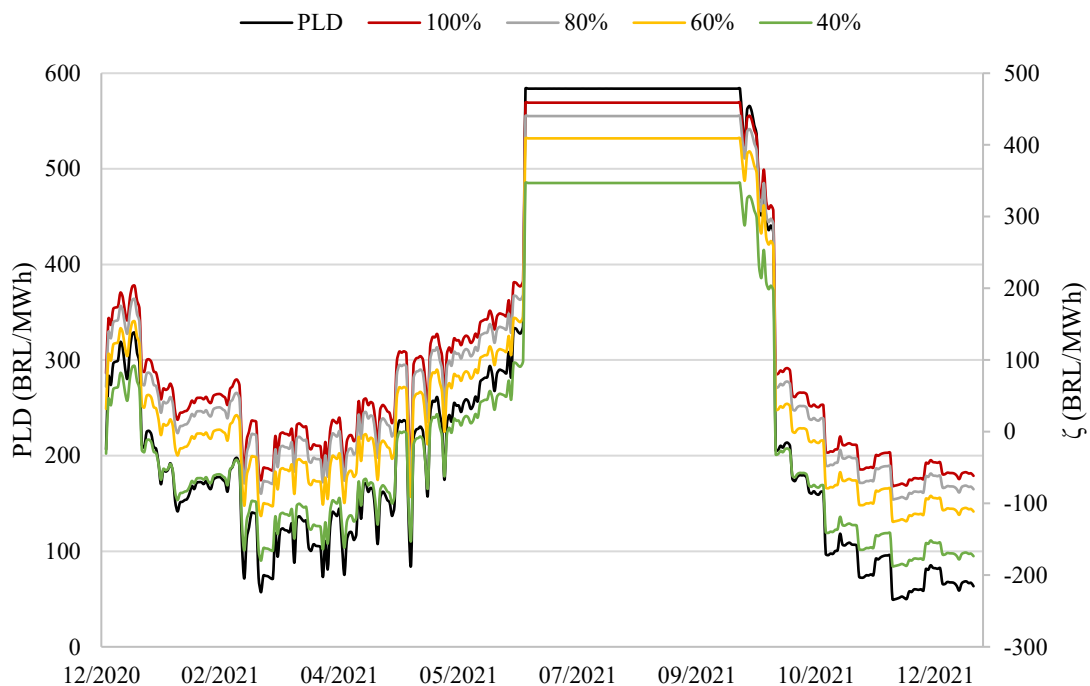


As simulações anteriores presumem que toda a energia gerada será comercializada no mercado livre, ou seja, com 100% de exportação. Porém, a planta de cogeração também possui uma demanda por eletricidade, que deve ser atendida por sua própria geração, para que não haja necessidade de adquirir essa energia da concessionária local.

Partindo desse preceito e considerando que a geração de energia elétrica da planta é de 36,56 MW, foram simulados quatro sub cenários alternativos, nos quais 40%, 60% e 80% da produção são destinados à comercialização, e a diferença destinada ao consumo interno. Para esses cenários fora utilizados os valores do PLD no ano de 2021, por terem apresentado maiores variações e, conseqüentemente, demonstrarem de forma mais clara as diferenças de comportamento do indicador.

A Figura 5.10 apresenta essas simulações considerando a média dos valores do PLD horário em cada dia, o preço da tonelada de biomassa equivalente a R\$100,00 e as respectivas curvas com as variações de exportação para a rede.

Figura 5.10 – Indicador de desempenho exergoeconômico relativo à demanda de energia comercializada (40 a 100%)



Com base na relação entre o indicador de desempenho exergoeconômico e o trabalho elétrico expresso pela Eq. (3.68), entende-se que à medida que a quantidade de energia disponível para comercialização diminui, também haverá uma queda no potencial de comercialização dessa energia.

Observando os resultados da figura anterior, constata-se a redução nos valores do IDE acompanhada do crescimento da demanda por eletricidade da planta. Para o sub cenário com 80% de exportação de energia, respectivamente 20% direcionado ao atendimento da demanda interna, a comercialização é viável em contextos em que o PLD apresenta valores 43,7 % mais elevados que o custo do bagaço.

Para cenários mais pessimistas em relação à exportação, com a disponibilidade de apenas 40% para o mercado, haveria indicativo positivo somente com preços de liquidação superiores a 237 R\$/MWh.

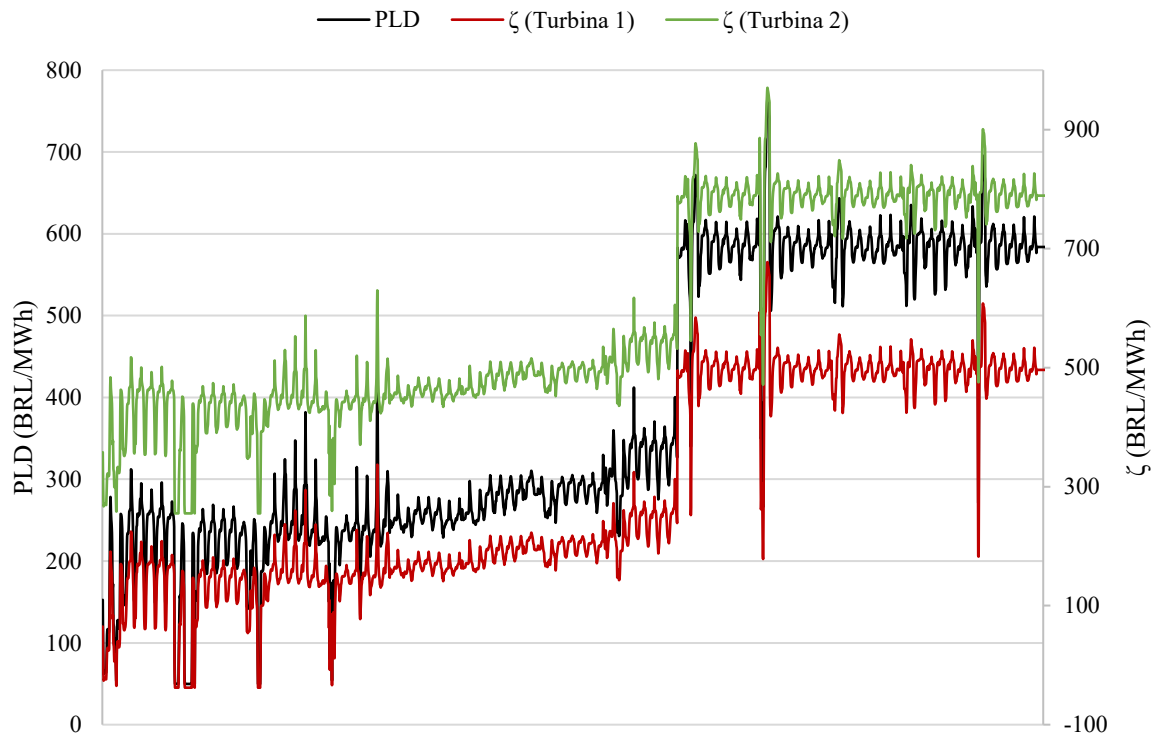
O indicador de desempenho exergoeconômico foi simulado anteriormente com a consideração de operação em paridade elétrica. Seguindo para um novo cenário, supõem-se que a planta opera para atender a sua demanda térmica, ou seja, em paridade térmica. Essa situação se torna condizente com a realidade das usinas, cujo objetivo seria atender as suas necessidades de vapor do processo e da moenda, utilizando o excedente do bagaço para geração de energia.

Para o desenvolvimento dessa análise foram obtidos os consumos de bagaço de cana-de-açúcar para o cenário anterior e atual, além da adequação dos cálculos e resultados dos custos por unidade de exergia, disponibilizados no Apêndice B.

Ao comparar os resultados do custo por unidade de exergia da energia elétrica, percebe-se uma redução em cerca de 74 % do seu valor. Em contrapartida, o custo por unidade de exergia da energia térmica apresentou um aumento de 18,35 % para a primeira turbina e 160 % para a segunda. É importante ressaltar que nesse cenário foram obtidos resultados diferentes para o c_{Wth} de cada equipamento, visto que essa variável considera a exergia destruída nos pontos de extração de vapor para a moenda e processo.

Essa diferença é atribuída ao fato do custo exergético referente a energia elétrica deixar de ser penalizado pelos custos relacionados a energia térmica, não assumindo uma parcela desse valor. A simulação com operação da planta em paridade térmica para a turbina 1 e 2, é apresentada na Figura 5.11.

Figura 5.11 – IDE com planta operando em paridade térmica de 01/05/2021 a 31/07/2021 (Preço da tonelada do bagaço de cana-de-açúcar igual a R\$100,00)



O comportamento observado na figura para a primeira turbina demonstra uma média positiva, com apenas 2 % dos cenários desfavoráveis a exportação de energia.

Nessa perspectiva há uma inversão da relação entre o PLD e o IDE, pois a comercialização do excedente de eletricidade apresenta indicativos promissores em situações com valores do preço de liquidação das diferenças até 12,4 % menores que o custo do bagaço. A exemplo, a curva simulada com o custo da biomassa igual a 100,00 R\$/t, há possibilidade de comercialização em situações com PLD equivalente a 87,60 BRL/MWh.

Seguindo para a análise da curva da segunda turbina, houve um aumento significativo das possibilidades de venda de energia para o mercado livre, resultando em indicadores positivos para toda a faixa de valores do PLD. Essa melhoria na perspectiva de comercialização tem a influência do aumento no custo por unidade de exergia da energia térmica, ocasionado pela redução de exergia destruída no ponto de extração da segunda turbina.

5.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conciliando os pontos obtidos na análise termodinâmica e os valores de PLD horário fornecidos pela CCEE, o estudo de viabilidade da comercialização de energia foi desenvolvido por meio da análise exergoeconômica. O indicador de desempenho exergoeconômico foi alinhado à nova precificação, considerando os custos específicos associados ao combustível e a taxa de exergia térmica.

A partir dos resultados da simulação, constatou-se que a maior parcela de calor fornecido pelo combustível é proveniente da caldeira e seus componentes, com o evaporador e superaquecedores responsáveis por 79,8 % do valor total. O calor disponibilizado e convertido em vapor, é destinado à geração de 36,56 MW de eletricidade, utilizada para atendimento da demanda elétrica da planta e comercializada no mercado livre de energia.

Afim de investigar a relação entre as variações dos custos da energia e da biomassa em seus respectivos mercados, entendendo a influência de fatores externos na formação desses preços, diferentes simulações foram realizadas com o propósito de identificar os cenários propícios à exportação de energia.

Dentre os resultados obtidos para o primeiro cenário considerando a operação da planta em paridade elétrica, percebe-se que os melhores indicativos para a venda de eletricidade ocorrem em contextos com baixos preços de biomassa e elevados valores de PLD, como discutido nas previsões do IDE baseado no valor de R\$25,00 por tonelada de bagaço. A partir desse preço de referência, o potencial para comercialização de energia manteve-se positivo, independente da oscilação dos valores no mercado livre nos anos de 2021 e 2022.

Com a elevação dos custos da biomassa, os cenários promissores à comercialização são reduzidos, necessitando de preços mais elevados de PLD para viabilizar a exportação, como abordado nos resultados para o custo da biomassa em 300,00 R\$/ton. Nesse panorama de preços, a média do IDE se torna negativa no período entre 01 de maio e 31 de julho de 2021, com apenas 38,85 % dos cenários viáveis para exportação do excedente de energia.

Em complemento aos resultados anteriores, a simulação de sub cenários, incluindo o atendimento da demanda elétrica, demonstram que a limitação da quantidade de energia disponível reduz a viabilidade de comercialização. Ao restringir essa quantidade de energia, há uma tendência de redução nos valores do IDE, acompanhado da necessidade de preços de eletricidade mais elevados para obtenção de cenários viáveis. Em comparação, o sub cenário com 80 % de exportação da geração apresenta indicativos positivos para a exportação em

situações com valores de PLD 43,7 % maiores que os custos da biomassa. Essa relação é agravada com o crescimento da demanda elétrica, exigindo preços de energia superiores a 237 R\$/MWh quando a exportação é limitada em apenas 40 %.

Tratando da terceira suposição de operação da planta em paridade térmica, obteve-se um aumento significativo nos cenários propícios a comercialização de energia ao analisar as curvas da primeira turbina, com a inversão da relação entre os preços de mercado e o indicador, possibilitando a venda de excedente em situações com valores de PLD 12,4 % inferiores aos custos da biomassa.

Os resultados do IDE para a segunda turbina demonstram o impacto da exergia destruída no indicador e na viabilidade de exportação. O valor reduzido da destruição da exergia presente na extração de vapor da turbina resultou no aumento do custo por unidade de exergia da energia térmica e, conseqüentemente, na melhoria do IDE.

6 CONCLUSÃO

Este trabalho contemplou a simulação da operação de uma planta de cogeração à bagaço de cana-de-açúcar localizada no interior de São Paulo, considerando sua operação de acordo com o projeto e incluindo o desenvolvimento da análise exergoeconômica.

Dentre os estudos realizados, foram calculadas as exergias destruídas de alguns componentes, incluindo a fornalha e turbinas. Constatou-se que a caldeira tem uma representação significativa nessa destruição, totalizando 110,95 MW, e correspondendo a 88,1 % da destruição total dos equipamentos analisados.

A análise dos valores de PLD nos dois primeiros anos de sua operação em base horária, forneceram informações importantes acerca do seu comportamento, demonstrando a necessidade de um parâmetro que auxilie na tomada de decisão em relação à comercialização do excedente de energia.

Constata-se que o indicador exergoeconômico apresenta resultados promissores para utilização como ferramenta de decisão, ao demonstrar a relação entre os custos da biomassa no mercado e os valores de PLD. Com os cenários simulados em paridade elétrica, conclui-se que a viabilidade de comercialização ocorre em contextos com preços de liquidação das diferenças 25 % maiores que o custo da biomassa aplicado.

Esse resultado é reforçado pela relação de preços com a variação da quantidade de energia disponível para exportação, possibilitando mudanças de estratégias de operação da planta.

O cenário simulado em paridade térmica apresentou uma relação diferente das curvas anteriores, possibilitando a conclusão que a comercialização do excedente de eletricidade seria propícia em situações com PLD até 12,4 % menor que o preço do bagaço no mercado. Esse resultado comprova a relação existente entre o indicador e a exergia destruída dos componentes da planta, viabilizando a aplicação do IDE como parâmetro para identificação de possíveis melhorias nos componentes do sistema.

Com as discussões realizadas, pode-se concluir que a proposta de indicador de desempenho exergoeconômico, considerando a demanda térmica, é consistente e relevante para plantas de cogeração inseridas no mercado brasileiro de energia, auxiliando na determinação de cenários propícios a comercialização.

6.1 SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS

O trabalho desenvolvido utilizou um indicador de desempenho exergoeconômico condizente com a realidade do novo mercado livre de energia. Porém, alguns aspectos da operação da usina e desenvolvimento do IDE podem ser inseridos em estudos futuro. Dentre eles:

- Realizar uma análise exergoeconômica que inclua a identificação das exergias destruídas evitáveis e inevitáveis da planta de cogeração, identificando possíveis melhorias na operação;
- Realizar a análise considerando custos de manutenção e operação da planta, afim de determinar o seu impacto na formação do IDE;
- Identificar a influência da perda monetária no indicador;
- Analisar a implantação de um campo solar para operação no modo híbrido com a planta de cogeração existente.

REFERÊNCIAS

BAZZO, Edson. **Geração de vapor**. 2ª ed. Florianópolis. Editora da Universidade Federal de Santa Catarina, 1995.

BEJAN, Adrian; TSATSARONIS, George; MORAN, Michael J. **Thermal design and optimization**. John Wiley & Sons, 1995.

BIANCHI, Matheus Gabriel. **Impacto da geração solar fotovoltaica no preço de liquidação das diferenças em base horária**. 2020. 50 f. Projeto de Dissertação. Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.

BURIN, Eduardo Lucas Konrad. **Plantas de cogeração do setor sucroalcooleiro assistidas por concentradores parabólicos**. 2015. 157 f. Tese de mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.

CAMPOS, Filipe Rodrigues Nogueira. **Diversificação da matriz energética baseada em recursos renováveis: impactos sobre a segurança elétrica brasileira**. 2018. 129 f. Dissertação de mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade Federal do Espírito Santo, Santo Mateus, 2018.

CASSULA, Daniela Aparecida et al. **Estudo de caso sobre a eficiência energética de fontes renováveis no Brasil: avaliação da utilização da biomassa da cana-de-açúcar na cogeração de energia elétrica no setor sucroalcooleiro**. VI Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental. IBEAS-Instituto Brasileiro de Estudos Ambientais, Porto Alegre, 2015.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Produção de bioeletricidade a partir do bagaço da cana de açúcar**. São Paulo, SP, 2020.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Preços**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/precos?_adf.ctrl-state=107wncorck_1&_afLoop=708928305295979#!%40%40%3F_afLoop%3D708928305295979%26_adf.ctrl-state%3D107wncorck_5/>. Acesso em: 20 mai. 2021.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Conceitos de Preços**. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/conceitos-precos>>. Acesso em: 23 nov. 2022a.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Adesão**. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/mercado/adesao>>. Acesso em: 23 nov. 2022b.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Painel de preços**. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos>>. Acesso em: 22 mar. 2023.

DANTAS, Djolse Nascimento. **Uso da biomassa da cana-de-açúcar para geração de energia elétrica: análise energética, exergética e ambiental de sistemas de cogeração em**

sucroalcooleiras do interior paulista. 2010. 131 f. Dissertação de mestrado. Programa de Pós-Graduação em Ciências da Engenharia Ambiental da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2010.

DANTAS FILHO, Paulo Lucas. **Análise de Custos na Geração de Energia com Bagaço de Cana-de-Açúcar: um Estudo de Caso em Quatro Usinas de São Paulo.** 2009. 175 f. Dissertação de mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

DEDINI – Caldeira AT. **Catálogo.** Acesso em: 02 jul. 2021.

DE LANDA, Ignacio Fernández; BURIN, Eduardo Lucas Konrad; BAZZO, Edson. **Solar thermal electricity generation: the spanish experience.** COBEM 2013 - 22nd International Congress of Mechanical Engineering. sn, 2013.

ELETOBRAS. **Mapa Evolução Transmissão - Rede Básica - de 1960 a 2018 – INTERATIVO.** Disponível em:

<<https://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/Transmiss%C3%A3o/Mapa%20Evolu%C3%A7%C3%A3oTransmiss%C3%A3o%20-%20Rede%20Basica%20-%20de%201960%20a%202018%20-%20INTERATIVO.pdf>>. Acesso em: 23 nov. 2022.

ENEL. **O PLD Horário e os impactos para o Mercado Livre de Energia.** Disponível em: <<https://www.enelenergialivre.com.br/conteudos/o-pld-horario-e-os-impactos-para-o-mercado-livre-de-energia/>>. Acesso em: 20 mai. 2021.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço Energético Nacional 2022: Ano base 2021.** Rio de Janeiro, RJ, 2022a.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031.** Brasília, DF, 2022b.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 - Oferta de Biocombustíveis.** Brasília, DF, 2022c.

FERRAÇO, Anaide Luzia. **Transição energética no brasil: entraves e possibilidades no âmbito institucional.** 2016. 82 f. Dissertação de mestrado. Departamento de Estudos Latino Americanos da Universidade de Leiden, Leiden, 2016.

FINARDI, Erlon Cristian. **Gerenciamento de Riscos em Comercialização de Energia – Tópico I.** Apresentação do Power Point. 2021.

GANIM, Antonio. **Setor Elétrico Brasileiro - Aspectos Regulamentares, Tributários e Contábeis.** 2. ed. Brasília: Editora Canal Energia, 2009.

UNOP – União Nacional da Bioenergia. **Há um ano, bagaço de cana era vendido por R\$150,00 a tonelada, agora chega a R\$ 25,00.** Disponível em:

<<https://www.udop.com.br/noticia/2016/06/24/ha-um-ano-bagaco-de-cana-era-vendido-por-r-150-00-a-tonelada-agora-chega-a-r-25-00.html>>. Acesso em: 16 de dez. de 2022.

LAZZARETTO, Andrea; TSATSARONIS, George. **SPECO: a systematic and general methodology for calculating efficiencies and costs in thermal systems**. *Energy*, v. 31, n. 8-9, p. 1257-1289, 2006.

LÓPEZ, Juan Camilo et al. **Parabolic trough or linear fresnel solar collectors? An exergy comparison of a solar-assisted sugarcane cogeneration power plant**. *Renewable Energy*, v. 165, p. 139-150, 2021.

LORENZO, Helena Carvalho de. **O Setor Elétrico Brasileiro: Passado e Futuro**. *Perspectivas*, v. 24-25, p. 147-170, 2002.

MALAGUETA, Diego et al. **Potential and impacts of Concentrated Solar Power (CSP) integration in the Brazilian electric power system**. *Renewable Energy*, v. 68, p. 223-235, 2014.

MERCEDES, Sonia Seger Pereira et al. **Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro**. *Revista USP*, n. 104, p. 13-36, 2015.

NG METALÚRGIA S/A – **Turbinas Multiestágio de Alto Desempenho – Série H**. Catálogo. Acesso em: 21 jul. 2021.

NUNES, Fernando Henrique Borges. **Exergoeconomic performance evaluation applied to thermal power plants immersed in hourly-based electricity markets**. 2020. 139 f. Dissertação de mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2020.

NUNES, Fernando Henrique Borges; GARZÓN, Nury Audrey Nieto; BAZZO, Edson. **Proposal of an exergoeconomic performance indicator for existing cogeneration systems**. ECOS 2021 - The 34th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, pp. 1-10, 2021.

NUNES, Fernando Henrique Borges; GARZÓN, Nury Audrey Nieto; BAZZO, Edson. **Proposal of an exergoeconomic performance indicator for existing cogeneration systems**. ENCIT 2020 - The 18th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering. 2020.

OLIVEIRA, Lauro Augusto J.; BAZZO, Edson; BURIN, Eduardo Lucas Konrad. **Performance assessment of solar-biomass hybrid cogeneration cycle applied to the corn ethanol industry**. ENCIT 2020 - 18th Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering. 2020.

ONS. **O Sistema Interligado Nacional**. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 23 nov. 2022a.

PEREIRA, Luiz Eduardo S. et al. **Os impactos da geração de usinas a biomassa no despacho hidrotérmico brasileiro e sua influência na formação do preço da energia elétrica no Brasil**. 8th Latin-American Congress on electricity generation and transmission. 2009.

PETELA, Richard. **Exergy of heat radiation**. *Journal of Heat Transfer*, 86(2). 1964.

REN21 – Renewables Now. **Renewables 2022: Global Status Report**. Paris, França. 2022.

SCHUHMACHER, Rodrigo; BURIN, Eduardo Lucas Konrad; BAZZO, Edson. **Thermodynamic and economic analysis of a biomass power plant aided by linear fresnel collectors**. COBEM 2013 - 22nd International Congress of Mechanical Engineering. sn, 2013.

SILVA, Larielly Regina et al. **Cálculo da relação ar/combustível e a eficiência em caldeira alimentada com bagaço de cana-de-açúcar**. COBEQ 2018 – XXII Congresso Brasileiro de Engenharia Química. 2018.

SIQUEIRA NETO, Abilio Teixeira de. **Planta de cogeração a biomassa como alternativa para geração de energia elétrica e térmica em uma indústria frigorífica de frangos**. 2018. 120 f. Dissertação de mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2018.

SORIA, Rafael et al. **Hybrid concentrated solar power (CSP)–biomass plants in a semiarid region: A strategy for CSP deployment in Brazil**. *Energy Policy*, v. 86, p. 57-72, 2015.

SZARGUT J., MORRIS D.R., STEWARD F.R., **Exergy analysis of thermal, chemical, and metallurgical processes**. 1st ed. New York, USA: Hemisphere Publishing Corporation; 1988.

Cana Online. **Tonelada de bagaço de cana chega a custar 400 reais em 2021**. Disponível em: <<http://www.canaonline.com.br/conteudo/tonelada-de-bagaco-de-cana-chega-a-custar-400-reais-em-2021.html>>. Acesso em: 16 de dez. de 2022.

TSATSARONIS, George. **Thermoeconomic Analysis and Optimization of Energy Systems**. *Progress in Energy and Combustion Science*, v. 19, n. 3, p. 227–257, jan. 1993.

TSATSARONIS, George; PARK, Moungh-Ho. **On avoidable and unavoidable exergy destructions and investment costs in thermal systems**. *Energy conversion and management*, v. 43, n. 9-12, p. 1259-1270, 2002.

UNICA - União da Indústria de Cana-de-Açúcar e Bioenergia. **Bioeletricidade em Números 2023 – Ano base 2022**. Brasília, DF, 2023.

APÊNDICE A – CUSTOS ASSOCIADOS AO INDICADOR DE DESEMPENHO EXERGOECONÔMICO

Para aplicação do indicador de desempenho exergeoeconômico, além das exergias destruídas e perdidas no processo de cogeração, os custos exerгéticos relacionados ao combustível ($c_{F,sys}$) e por unidade de energia térmica ($c_{W_{th}}$) precisam ser conhecidos. Para obtenção desses e demais custos utilizou-se como referência os estudos publicados na obra de Bejan et al. (1995), conforme discutido no capítulo 3.

A.1. CUSTO MÉDIO ESPECÍFICO DE EXERGIA DO COMBUSTÍVEL

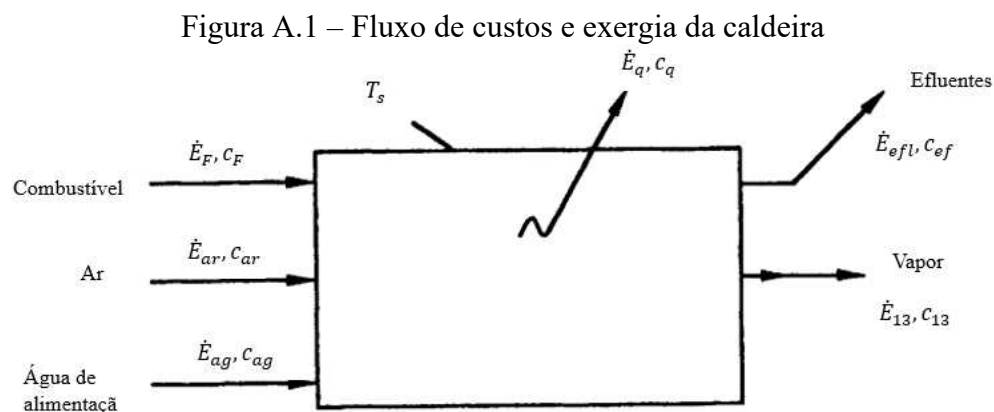
Aplicando o valor de 100R\$/t para o preço do bagaço na Eq. (3.45), o custo médio específico de exergia do combustível será

$$c_{F,sys} = \frac{100 [BRL/ton] 10^{-3}}{7162 10^{-6} [GJ/kg]} \quad (A.1)$$

$$c_{F,sys} = 13,96 [BRL/GJ] \quad (A.2)$$

A.2. BALANÇO DE CUSTOS EXERГÉTICOS DA CALDEIRA

O balanço de custos foi aplicado a caldeira, seguindo o mesmo equacionamento e considerações tratadas no capítulo referência, para obtenção do custo exerгético do vapor superaquecido na saída desta. Os fluxos considerados para análise são demonstrados na Figura A.1.



Conhecendo os valores da exergia específica do combustível, sua vazão mássica, a exergia destruída no ponto 13 e o custo médio específico de exergia do combustível calculado anteriormente, o valor do custo do vapor pode ser obtido para os diferentes preços de bagaço considerados. Como demonstração, o custo para o caso do preço do bagaço de cana-de-açúcar igual a 100,00 R\$/t:

$$c_{13} = \frac{c_F \times e_F \times \dot{m}_F}{\dot{E}_{13}} \quad (\text{A.3})$$

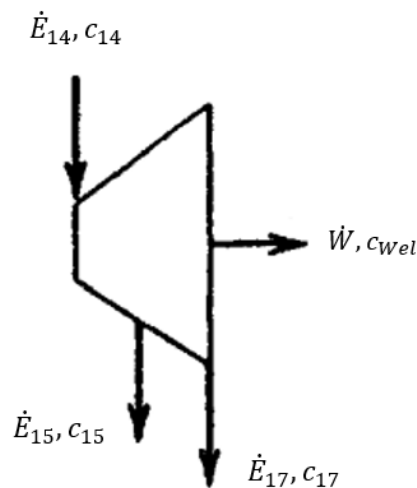
$$c_{13} = \frac{13,96 \text{ [BRL/G]} \times 8588 \text{ [kJ/kg]} \times 25,20 \text{ [kg/s]}}{79437 \text{ [kJ/s]}} \quad (\text{A.4})$$

$$c_{13} = 38,04 \text{ BRL/GJ} \quad (\text{A.5})$$

A.3. BALANÇO DE CUSTOS EXERGÉTICOS DAS TURBINAS

Para aplicação do balanço de custos exergéticos à primeira turbina, considera-se os fluxos da Figura a seguir.

Figura A.2 – Fluxo de custos e exergia da turbina 1



Seguindo as simplificações do capítulo 3, o custo por unidade de exergia da energia elétrica será:

$$c_{W,el} = c_{14} + \frac{c_{14} \dot{E}_{D,T1}}{\dot{W}} \quad (\text{A.6})$$

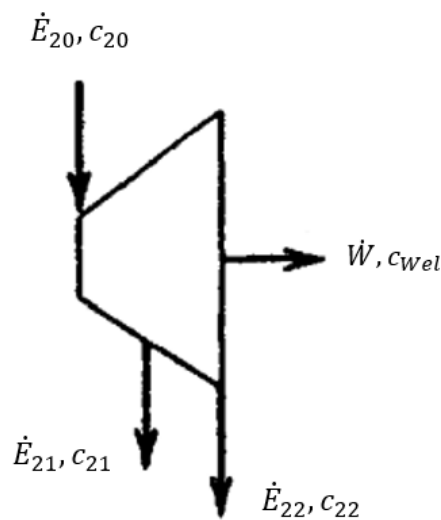
Demonstrando a resolução da equação, com o preço do bagaço de cana-de-açúcar igual a 100,00 R\$/t:

$$c_{W,el} = 38,04 [BRL/GJ] + \frac{38,04 [BRL/GJ] \times 2480 [kW]}{15010 [kW]} \quad (A.7)$$

$$c_{W,el} = 44,32 BRL/GJ \quad (A.8)$$

Repetindo o processo para a turbina 2, Figura A.3, o balanço de custo é obtido pelas relações a seguir.

Figura A.3 – Fluxo de custos e exergia da turbina 2



$$c_{W,el} = c_{20} + \frac{c_{20} \dot{E}_{D,T2}}{\dot{W}} \quad (A.22)$$

Com o preço do bagaço igual a 100,00 R\$/t, o custo seria:

$$c_{W,el} = 38,04 [BRL/GJ] + \frac{38,04 [BRL/GJ] \times 4016 [kW]}{21546 [kW]} \quad (A.23)$$

$$c_{W,el} = 45,13 BRL/GJ \quad (A.24)$$

A.4. CUSTOS EXERGÉTICOS PARA DIFERENTES PREÇOS DE BIOMASSA

No presente estudo foi considerado uma variação para o valor do bagaço de cana-de-açúcar, sendo essa variação entre 25 e 300 R\$/t. A tabela a seguir apresenta os valores do custo médio específico de exergia do combustível e os custos por unidade de exergia térmica e elétrica para ambas as turbinas.

Tabela A.1. Resultados dos custos exergéticos de acordo com a variação do preço da biomassa

Preço bagaço (BRL/t)	$c_{F,sys}$ (BRL/GJ)	c_{Wth} (BRL/GJ)	$c_{Wel,T1}$ (BRL/GJ)	$c_{Wel,T2}$ (BRL/GJ)
25	3,49	9,51	11,08	11,28
100	13,96	38,04	44,32	45,13
200	27,92	76,08	88,65	90,26
300	41,89	114,12	132,97	135,39

APÊNDICE B – CENÁRIO EM PARIDADE TÉRMICA

Para a simulação do terceiro cenário, a quantidade de bagaço consumido com a operação da planta em paridade elétrica e térmica foi calculada a partir da relação a seguir:

$$Quant_{\text{Bagaço}} = \frac{Quant_{\text{vapor}} \times (h_{\text{vapor}} - h_{\text{Água}})}{\eta_{\text{cald}} \times PCI} \quad (\text{B.1})$$

Considerando as entalpias da água da entrada da caldeira ($h_{\text{Água}}$) e do vapor na saída dessa (h_{vapor}), obtém-se para o cenário de paridade elétrica:

$$\begin{aligned} Quant_{\text{Bagaço}} (\text{elétrica}) &= \frac{200 [t/h] \times (3164 [kJ/kg] - 561,1 [kJ/kg])}{0,89 \times 7162 [kJ/kg]} \\ &= 80,87 t/h \end{aligned} \quad (\text{B.2})$$

Para a planta em paridade térmica, foram considerados 140 t/h de vapor, valor referente a demanda do processo e moenda.

$$\begin{aligned} Quant_{\text{Bagaço}} (\text{térmica}) &= \frac{140 [t/h] \times (3164 [kJ/kg] - 561,1 [kJ/kg])}{0,89 \times 7162 [kJ/kg]} \\ &= 56,61 t/h \end{aligned} \quad (\text{B.3})$$

B.1. BALANÇO DE CUSTOS EXERGÉTICOS DAS TURBINAS

Retomando a Figura A.2, referente ao balanço de custos exergéticos da primeira turbina, o custo por unidade de exergia da energia elétrica é tratado como uma relação entre os fluxos de massa, considerando a diferença entre a quantidade de bagaço que entra na caldeira e a parcela destinada ao atendimento da demanda térmica da moenda.

$$c_{W,el} = \frac{m_{\text{total}} - m_{\text{moenda}}}{m_{14}} \times c_{14} \quad (\text{B.3})$$

Com a operação da planta em paridade térmica, o custo relacionado a exergia da energia elétrica é reduzido, visto que esse deixa de ser penalizado ao arcar com parte dos custos referentes a energia térmica. Dessa forma, para o custo por unidade de exergia da energia térmica a relação auxiliar aplicada a turbinas de extração ($c_{14} = c_{15}$) não deve ser considerada. Retomando ao balanço de fluxos:

$$c_{14}\dot{E}_{14} + \dot{Z} = c_{15}\dot{E}_{15} + c_{17}\dot{E}_{17} + c_{Wel}\dot{W} \quad (\text{B.4})$$

Para simplificação, o capital de investimento e os valores de operação e manutenção são negligenciados, e o custo na saída da turbina, ponto 17, é desconsiderado. Logo, o custo por unidade de exergia da energia térmica será:

$$c_{15} = \frac{c_{14}\dot{E}_{14} - c_{Wel}\dot{W}}{\dot{E}_{15}} \quad (\text{B.5})$$

Demonstrando a resolução da equação, com o preço do bagaço de cana-de-açúcar igual a 100,00 R\$/t:

$$c_{W,el} = \frac{80,87 [t/h] - 56,61 [t/h]}{80,87 [t/h]} \times 13,96 [\text{BRL/GJ}] = 11,41 \text{ BRL/GJ} \quad (\text{B.6})$$

$$c_{15} = \frac{38,04 [\text{BRL/GJ}] \times 39718 [\text{kW}] - 11,41 [\text{BRL/GJ}] \times 15010 [\text{kW}]}{29756 [\text{kW}]} \quad (\text{B.7})$$

$$= 45,02 \text{ BRL/GJ}$$

O processo é repetido para a segunda turbina, Figura A.3, adequando os valores pertinentes.

A tabela B.1 apresenta os valores dos custos por unidade de exergia térmica e elétrica para ambas as turbinas, considerando a variação para o valor do bagaço de cana-de-açúcar, entre 25 e 300 R\$/t.

Tabela B.1. Resultados dos custos exergeticos de acordo com a variação do preço da biomassa

Preço bagaço (BRL/t)	$c_{F,sys}$ (BRL/GJ)	$c_{Wth,T1}$ (BRL/GJ)	$c_{Wth,T2}$ (BRL/GJ)	c_{Wel} (BRL/GJ)
25	3,49	11,25	24,93	2,85
100	13,96	45,02	99,73	11,41
200	27,92	90,04	199,46	22,82
300	41,89	135,05	299,19	34,24

ANEXO A – Relações para obtenção do coeficiente β

Como citado no capítulo 3, Szargust et al. (1988) apresenta diferentes relações para a obtenção do valor do coeficiente β , variando de acordo com o combustível utilizado. A relações disponibilizadas pelos autores estão dispostas a seguir.

Figura A.1 – Relações para obtenção do coeficiente β

Equation number	Substance	Formula	Range of application	Mean accuracy, %
1	Gaseous hydrocarbons	$\beta = 1.0334 + 0.0183 \frac{H}{C} - 0.0694 \frac{1}{N_c}$		$\pm 0.27\%$
2	Liquid hydrocarbons	$\beta = 1.0406 + 0.0144 \frac{H}{C}$		$\pm 0.21\%$
3	Solid hydrocarbons	$\beta = 1.0435 + 0.0159 \frac{H}{C}$		$\pm 0.05\%$
4	Liquid C,H,O compounds	$\beta = 1.0374 + 0.0159 \frac{H}{C} + 0.0567 \frac{O}{C}$	$\frac{O}{C} \leq 1$	$\pm 0.34\%$
5	Solid C,H,O compounds	$\beta = 1.0438 + 0.0158 \frac{H}{C} + 0.0813 \frac{O}{C}$	$\frac{O}{C} \leq 0.5$	$\pm 0.1\%$
		$\beta = \frac{1.0414 + 0.0177(H/C) - 0.3328(O/C)[1 + 0.0537(H/C)]}{1 - 0.4021(O/C)}$	$\frac{O}{C} \leq 2$	$\pm 0.69\%$
6	Liquid C,H,O,S compounds	$\beta = 1.0407 + 0.0154 \frac{H}{C} + 0.0562 \frac{O}{C} + 0.5904 \frac{S}{C} \left(1 - 0.175 \frac{H}{C}\right)$	$\frac{O}{C} \leq 1$	$\pm 0.5\%$
7	Solid C,H,O,N compounds	$\beta = 1.0437 + 0.0140 \frac{H}{C} + 0.0968 \frac{O}{C} + 0.0467 \frac{N}{C}$	$\frac{O}{C} \leq 0.5$	$\pm 0.38\%$
		$\beta = \frac{1.044 + 0.0160(H/C) - 0.3493(O/C)[1 + 0.0531(H/C)] + 0.0493(N/C)}{1 - 0.4124(O/C)}$	$\frac{O}{C} \leq 2$	$\pm 0.72\%$
8	Bituminous coal, lignite, coke, peat	$\beta = 1.0437 + 0.1896 \frac{z_{H_2}}{z_c} + 0.0617 \frac{z_{O_2}}{z_c} + 0.0428 \frac{z_{N_2}}{z_c}$	$\frac{z_{O_2}}{z_c} \leq 0.667$	$\pm 1\%$
9	Wood	$\beta = \frac{1.0412 + 0.2160(z_{H_2}/z_c) - 0.2499(z_{O_2}/z_c)[1 + 0.7884(z_{H_2}/z_c)] + 0.0450(z_{N_2}/z_c)}{1 - 0.3035(z_{O_2}/z_c)}$	$\frac{z_{O_2}}{z_c} \leq 2.67$	$\pm 1.5\%$
10	Liquid technical fuels	$\beta = 1.0401 + 0.1728 \frac{z_{H_2}}{z_c} + 0.0432 \frac{z_{O_2}}{z_c} + 0.2169 \frac{z_s}{z_c} \left(1 - 2.0628 \frac{z_{H_2}}{z_c}\right)$		$\pm 0.5\%$

*H/C, O/C, N/C, S/C: atomic ratio of the elements.
 $1/N_c$: mean number of carbon atoms in the molecule.

Fonte: SZARGUT J. et al., 1988