

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
MECÂNICA – POSMEC**

Abilio Teixeira de Siqueira Neto

**PLANTA DE COGERAÇÃO A BIOMASSA COMO
ALTERNATIVA PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E
TÉRMICA EM UMA INDÚSTRIA FRIGORÍFICA DE FRANGOS**

Florianópolis
2018

Abilio Teixeira de Siqueira Neto

**PLANTA DE COGERAÇÃO A BIOMASSA COMO
ALTERNATIVA PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E
TÉRMICA EM UMA INDÚSTRIA FRIGORÍFICA DE FRANGOS**

Dissertação submetida ao Programa de
Pós-graduação em Engenharia
Mecânica da Universidade Federal de
Santa Catarina para obtenção do Grau
de Mestre em Engenharia Mecânica.
Orientador: Prof. Dr. Edson Bazzo
Coorientador: Prof. Dr. Eduardo Burin

Florianópolis
2018

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

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 / Abilio Teixeira
de Siqueira Neto ; orientador, Edson Bazzo,
coorientador, Eduardo Lucas Konrad Burin, 2018.

120 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de
Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós
Graduação em Engenharia Mecânica, Florianópolis, 2018.

Inclui referências.

1. Engenharia Mecânica. 2. Indústria frigorífica.
3. Cogeração a biomassa. 4. Ciclo Rankine. 5.
Análise técnica e econômica. I. Bazzo, Edson. II.
Burin, Eduardo Lucas Konrad. III. Universidade
Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Mecânica. IV. Título.

Abilio Teixeira de Siqueira Neto

**PLANTA DE COGERAÇÃO A BIOMASSA COMO
ALTERNATIVA PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E
TÉRMICA EM UMA INDÚSTRIA FRIGORÍFICA DE FRANGOS**

Esta dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de
“Mestre em Engenharia Mecânica” e aprovada em sua forma final pelo
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica.

Florianópolis, 13 de junho de 2018.

Prof. Jonny Carlos da Silva, Dr. Eng.
Coordenador do programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica
POSMEC/UFSC

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

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

Banca Examinadora:

Prof. Edson Bazzo, Dr. Eng.
Presidente

Prof. Amir Antônio Martins de Oliveira Júnior, Ph.D.
Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC

Prof. Saulo Guths, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC

Prof. Jose Antônio Bellini da Cunha Neto, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC

Dedico este trabalho aos meus pais, à
minha família e a todos os professores
e amigos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Deus pela vida e pelas oportunidades que me foram concedidas.

Aos professores Edson Bazzo e Eduardo Burin, pela orientação, amizade e incentivo.

À minha mãe, Onésima, à minha tia, Lúcia e ao meu pai, José, pelo carinho, dedicação, educação e apoio aos meus projetos. Agradeço também a toda a minha família por acreditar nos meus sonhos.

Ao Laboratório de Combustão e Engenharia de Sistemas Térmicos (LabCET) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), em especial ao professor Amir Oliveira, pela oportunidade e apoio durante todo o período de mestrado que foi fundamental para o sucesso deste trabalho e também para minha formação.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica (PosMEC) da UFSC, bem como a todos os professores que por meio do conhecimento compartilhado ajudaram na minha formação.

À Cooperativa Agroindustrial C.VALE pela oportunidade concedida para a realização de estágio e compartilhamento de dados relevantes, fundamentais para o enriquecimento deste trabalho, que estendo aos engenheiros Jair de Sordi, Cléber Walter e Kátia Fagnani pelo apoio técnico.

Às empresas fornecedoras de equipamentos pelas contribuições técnicas e dados relevantes que foram fundamentais para este trabalho, que estendo ao engenheiro Pedro Lo Giudice pelo apoio técnico.

A todos os amigos que contribuíram de alguma forma para minha formação e para a realização deste trabalho.

“Se não puder voar, corra. Se não puder correr, ande. Se não puder andar, rasteje, mas continue em frente de qualquer jeito”
Martin Luther King Jr.

RESUMO

Nos últimos anos o setor industrial tem intensificado a busca por novas tecnologias para geração de energia, onde a cogeração tem se apresentado como uma alternativa promissora para suprir as demandas de energia elétrica e térmica, com especial ênfase na indústria de alimentos. Neste contexto, este trabalho foi desenvolvido com o objetivo de avaliar a viabilidade técnica e econômica de uma planta de cogeração a biomassa, para atender as demandas de energia elétrica e térmica de uma indústria frigorífica de frangos, localizada no estado do Paraná. Em relação à abordagem adotada, o primeiro passo consistiu no levantamento de dados referentes ao perfil de consumo anual de energia elétrica e térmica. Na sequência foi definido um projeto conceitual com configurações e características operacionais identificadas em conjunto com fornecedores nacionais de equipamentos. A planta proposta é equipada com caldeira aquatubular, que produz vapor superaquecido para uma turbina de condensação e extração (Condensing Extraction Steam Turbine - CEST), sendo a extração de vapor utilizada para suprir a demanda de energia térmica do processo. Foram avaliadas quatro configurações distintas, envolvendo dois níveis de pressão e temperatura de vapor superaquecido (43 bar / 450 °C e 68 bar / 520 °C) e também turbinas do tipo ação e reação. Na simulação das configurações propostas decidiu-se pela operação da planta em carga nominal e contínua, considerando operação no modo cogeração nos dias de semana e modo Rankine nos finais de semana. A análise de pré-viabilidade econômica foi realizada considerando-se o Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e tempo de retorno do investimento (payback descontado). Adicionalmente, foi determinado o custo nivelado da eletricidade (Levelized Cost of Electricity - LCOE) da planta de cogeração para comparação com o valor pago à concessionária local. De acordo com resultados obtidos, a planta C2/TG2 (68 bar / 520 °C e turbina de reação) apresentou o menor consumo de cavaco de lenha e os maiores valores de eficiência global, para ambos os modos de operação. A análise de pré-viabilidade econômica apresentou valores vantajosos, na ordem de 21 % para a TIR, com tempo de retorno de investimento de 6 anos. Nesta mesma configuração, o LCOE encontrado foi de aproximadamente 218 R\$/MWh, menor que o valor pago à concessionária local, demonstrando a viabilidade econômica da proposta de cogeração.

Palavras-chaves: Indústria frigorífica, Cogeração a biomassa, Cavaco de lenha, Ciclo Rankine, Análise técnica e econômica.

ABSTRACT

In the last years, the industrial sector has been searching new technologies for energy conversion, where the cogeneration has been considered a promising alternative to supply the electric and thermal energy demands of food industries. In this scenario, the technical and economic feasibility analysis of a biomass cogeneration plant was evaluated, with the objective of supplying electricity and heat to a slaughterhouse located in the state of Parana. At first, a survey of data referring to the annual consumption of electric and thermal energy was carried out. In addition, a cogeneration plant with different configurations and operational parameters was modeled, considering the characteristics of equipment available in the Brazilian market. The cogeneration plant was equipped with a water tube steam generator for producing superheated steam, which feeds a condensing extraction steam turbine, where the extracted steam is used to supply thermal process. Four different configurations were evaluated, including two levels of steam pressure/temperature (43 bar / 450 °C and 68 bar / 520 °C) as well the use of action and reaction turbines. Nominal load and continuous operation were considered in cogeneration mode on workdays and Rankine mode on the weekends. An economic feasibility analysis was performed, calculating the parameters Internal Rate of Return (IRR), Net Present Value (NPV) and payback time. A Levelized Cost of Electricity (LCOE) was also evaluated and compared to the value paid to the electricity distribution company. The technical analysis pointed out the configuration C2/TG2 (68 bar / 520 °C and reaction turbine) as the alternative of lowest wood chip consumption and highest overall efficiency values, for both operation modes. Additionally, it was found economic advantages for the configuration C2/TG2, about 21 % for the IRR and payback time of 6 years. Furthermore, the calculated LCOE was approximately 218 R\$/MWh, less than the amount paid to the electricity distribution company, demonstrating the economic viability of the biomass cogeneration plant.

Keywords: Slaughterhouse, Biomass cogeneration, Wood chip, Rankine cycle, Technical and economic feasibility.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Processos para conversão energética da biomassa.	33
Figura 2 - Oferta interna de energia.	35
Figura 3 - Produção de carne de frango por estado e Distrito Federal. .	40
Figura 4 - Crescimento da cogeração no Brasil.....	46
Figura 5 - Alternativas para atender as demandas de energia.	47
Figura 6 - Ciclo a vapor com cogeração, a) turbina de condensação e extração, b) turbina de contrapressão.	49
Figura 7 - Esquema da expansão do vapor nos estágios do tipo ação. .	49
Figura 8 - Esquema da expansão do vapor por estágio do tipo reação..	50
Figura 9 - Ciclo a gás com cogeração.	51
Figura 10 - Ciclo combinado com cogeração.....	52
Figura 11 - Motor de combustão interna com cogeração.	53
Figura 12 - Processo de produção de carne de frango.....	60
Figura 13 - Sistemas auxiliares utilizados no abatedouro.	61
Figura 14 - Consumo de energia elétrica.....	62
Figura 15 - Demanda máxima de energia elétrica.....	63
Figura 16 - Demanda média diária de energia elétrica.....	64
Figura 17 - Demanda de energia elétrica durante um dia de produção.	64
Figura 18 - Consumo médio de vapor de processo.	66
Figura 19 - Consumo médio diário de vapor de processo.	67
Figura 20 - Consumo horário de vapor de processo.....	67
Figura 21 - Esquema ilustrativo do sistema de produção de água quente.	68
Figura 22 - Consumo mensal de água quente.....	69
Figura 23 - Consumo específico de eletricidade e calor.....	69
Figura 24 - Demanda de energia elétrica e térmica e razão potência/calor.	71
Figura 25 - Esquema construtivo da caldeira aquatubular.	74
Figura 26 - Esquema construtivo do desaerador.	76
Figura 27 - Esquema para o condensador e a torre de resfriamento.....	77
Figura 28 - Esquema da planta de cogeração a biomassa com turbina CEST.....	80
Figura 29 - Eficiência global das configurações propostas para operação nas condições de projeto.	83
Figura 30 - Operação durante a semana da configuração C2/TG2.....	82
Figura 31 - Operação final de semana da configuração C2/TG2.	83
Figura 32 - Esquema dos fluxos de energia na configuração C2/TG2..	88
Figura 33 - Relação entre o consumo de vapor do processo e a eficiência global.....	88

Figura 34 - VPL das configurações propostas.	91
Figura 35 - Payback descontado e TIR para as configurações propostas.	92
Figura 36 - Relação do VPL e payback descontado com a TMA.	92
Figura 37 - LCOE e eficiência global das configurações propostas.	94
Figura 38 - Custos de operação e heat credit da planta C2/TG2.	94
Figura 39 - Relação entre o LCOE e o preço do cavaco de lenha.	95
Figura 40 - Operação durante a semana da configuração C1/TG1.	100
Figura 41 - Operação final de semana da configuração C1/TG1.	101
Figura 42 - Operação durante a semana da configuração C1/TG2.	102
Figura 43 - Operação final de semana da configuração C1/TG2.	103
Figura 44 - Operação durante a semana da configuração C2/TG1.	104
Figura 45 - Operação final de semana da configuração C2/TG1.	105
Figura 46 - Área planta de floresta energética em 8 talhões.	113
Figura 47 - Curva de eficiência da caldeira.	119

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Produção dos principais produtos agrícolas na safra 2012/13 (10 ³ t).....	34
Tabela 2 - Oferta interna de energia (10 ³ tep).	36
Tabela 3 - Consumo final de energia dos segmentos do setor industrial (10 ³ tep).	37
Tabela 4 - Consumo específico de energia por uso final (kWh/t).	38
Tabela 5 - Consumo específico de energia para indústrias de carnes....	38
Tabela 6 - Resultados do trabalho em indústrias frigoríficas portuguesas.	39
Tabela 7 - Resultados do trabalho em uma indústria frigorífica de aves.	42
Tabela 8 - Resultados do trabalho em uma agroindústria paranaense...	43
Tabela 9 - Resultados do trabalho em um frigorífico de bovinos.....	44
Tabela 10 - Faixa de utilização de temperaturas em processos.	54
Tabela 11 - Razão potência/calor gerado em ciclos térmicos.	55
Tabela 12 - Principais pontos de consumo de vapor.	65
Tabela 13 - Informações técnicas da caldeira do sistema base.....	66
Tabela 14 - Consumo específico de energia de várias empresas.....	70
Tabela 15 - Condições de projeto para simulação da planta.	80
Tabela 16 - Dados técnicos e econômicos das caldeiras.	81
Tabela 17 - Dados técnicos e econômicos das turbinas.....	81
Tabela 18 - Dados técnicos e econômicos da torre de resfriamento.....	82
Tabela 19 - Dados técnicos e econômicos do sistema de tratamento de água.	82
Tabela 20 - Pressupostos econômicos para a simulação da planta.	82
Tabela 21 - Resultados para as configurações propostas para operação nas condições de projeto.....	81
Tabela 22 - Dados da operação anual.....	89
Tabela 23 - Custos das configurações propostas.....	90
Tabela 24 - Fluxo de caixa anual para as configurações propostas.....	90
Tabela 25 - Dados da caldeira do Sistema Base.....	93
Tabela 26 - Resultados dos cálculos para área total de floresta energética.	114
Tabela 27 - Custo anual de manutenção.....	115
Tabela 28 - Custo anual de mão-de-obra.....	115
Tabela 29 - Custo anual de tratamento de água.....	116
Tabela 30 - Tarifas aplicadas a alta tensão.....	116
Tabela 31 - Custos de contrato de demanda e consumo de eletricidade.	117

Tabela 32 - Custo evitado com eletricidade.	117
Tabela 33 - Excedente de eletricidade.	118
Tabela 34 - Parâmetros para caldeira de até 68 bar.....	120
Tabela 35 - Composição do cavaco.	120
Tabela 36 - Poder calorífico do cavaco de lenha.	120

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABIA	Associação Brasileira das Indústria da Alimentação
ABIB	Associação Brasileira das Indústrias de Biomassa e Energia Renovável
ABPA	Associação Brasileira de Proteína Animal
ACR	Associação Catarinense de Empresas Florestais
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARP	<i>Absorption Refrigeration Plant</i>
BPST	<i>Back Pressure Steam Turbine</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CEST	<i>Condensing Extraction Steam Turbine</i>
COGEN	Associação da Indústria de Cogeração de Energia
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IMA	Incremento Médio Anual
MCI	Motor de Combustão Interna
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
PCI	Poder Calorífico Inferior
SINE	Site Nacional de Emprego
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

Alfabeto latino

BA	Biomassa acumulada	[m ³]
BAA	Biomassa acumulada por área	[t/ha]
C	Custo com cavaco de lenha	[R\$]
E	Potência elétrica	[MW]
EL	Elettricidade produzida	[MWh]
FC _t	Enésimo Fluxo de caixa	[R\$]
h	Entalpia	[kJ/kg]
H	Calor produzido	[MWh]
HC	<i>Heat Credit</i>	[R\$]
i _n	Taxa de desconto nominal	[%]
LCOE	<i>Levelized Cost of Electricity</i>	[R\$/MWh]
LCOH	<i>Levelized Cost of Heat</i>	[R\$/MWh]
ṁ	Vazão mássica	[kg/s]
n	Número de talhões	[ha]
P	Pressão absoluta	[bar]
Q̇	Taxa de transferência de calor	[kW]
S	Potência térmica	[MW]
s	Entropia	[kJ/kgK]
T	Temperatura	[°C]
Ẇ	Potência elétrica da turbina	[kW]

Alfabeto grego

η	Eficiência	[%]
λ	Razão potência/calor	[-]
ω	Umidade absoluta	[kg água/kg ar]

Subscritos

ag	Água de resfriamento
ar	Ar
b	Bomba
c	Caldeira
cb	Combustível
e	Energia elétrica
el	Elétrica

evap	Evaporação
ext	Extração
g	Global
in	Entrada
iso	Isentrópico
lv	Líquido-vapor
mec	Mecânica
n	Nominal
out	Saída
p	Processo
rep	Reposição
s	Entropia constante
t	Tempo
tg	Turbina
th	Energia térmica
v	Vapor da caldeira
vap	Vapor de água no ar

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	29
1.1 MOTIVAÇÃO	30
1.2 OBJETIVOS	31
1.2.1 Objetivo geral	31
1.2.2 Objetivos específicos	31
1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	31
2 REVISÃO DE LITERATURA	33
2.1 BIOMASSA COMO FONTE DE ENERGIA	33
2.2 INDÚSTRIA DE ALIMENTOS	36
2.3 COGERAÇÃO NA INDÚSTRIA DE ALIMENTOS	41
3 COGERAÇÃO DE ENERGIA	45
3.1 ASPECTOS GERAIS DA COGERAÇÃO	46
3.2 CICLOS E TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS	48
3.2.1 Ciclo a vapor (Rankine)	48
3.2.2 Ciclo a gás (Brayton)	50
3.2.3 Ciclo combinado	51
3.2.4 Ciclos Otto e Diesel	52
3.3 ANÁLISE DAS UNIDADES DE PROCESSO	53
3.4 ANÁLISE DE PRÉ-VIABILIDADE ECONÔMICA	55
4 SISTEMA BASE	59
4.1 DESCRIÇÃO DA INDÚSTRIA ESTUDADA	59
4.2 CONSUMO E DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA	61
4.3 CONSUMO DE ENERGIA TÉRMICA	65
4.3.1 Vapor saturado	65
4.3.2 Água quente	68
4.4 INDICADORES DO PROCESSO DE PRODUÇÃO	69
5 PLANTA DE COGERAÇÃO	73
5.1 MODELAGEM TERMODINÂMICA	73
5.1.1 Caldeira	73
5.1.2 Turbina	74
5.1.3 Desaerador	75
5.1.4 Bombas	76
5.1.5 Condensador e torre de resfriamento	77
5.1.6 Eficiência global	78
5.2 INFORMAÇÕES TÉCNICAS E ECONÔMICAS	79
6 RESULTADOS E DISCUSSÕES	83
6.1 ANÁLISE TÉCNICA	83
6.1.1 Operação nas condições de projeto	83
6.1.2 Operação anual	89

6.2 ANÁLISE DE PRÉ-VIABILIDADE ECONÔMICA.....	89
6.2.1 Indicadores econômicos.....	89
6.2.2 Indicadores termoeconômicos.....	93
7 CONCLUSÃO.....	97
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	99
APÊNDICE A - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DA PLANTA DE COGERAÇÃO.....	105
APÊNDICE B - ESTIMATIVA DA ÁREA PLANTADA DE FLORESTA ENERGÉTICA PARA ABASTECIMENTO DA PLANTA DE COGERAÇÃO.....	113
APÊNDICE C - DESPESAS E RECEITAS DAS CONFIGURAÇÕES PROPOSTAS.....	115
ANEXO A – DADOS RELEVANTES DA CALDEIRA E DO CAVACO DE LENHA.....	119

1 INTRODUÇÃO

A partir da Revolução Industrial no final do século XVIII, a atividade industrial passou a crescer exponencialmente e, paralelamente, o consumo de energia. A grande intensidade de consumo de energia elétrica e térmica, derivada da automatização de processos industriais, que originalmente eram artesanais, embora tenha aumentado e muito a produtividade dos processos, fez o consumo de combustíveis fósseis aumentar significativamente. Com o passar do tempo as preocupações ambientais levaram a uma mudança dos padrões de geração e consumo de energia, onde a utilização de fontes renováveis está em constante crescimento, surgindo como alternativa para diversificação da matriz energética mundial.

A biomassa possui um papel importante no fornecimento de energia. As vantagens do seu uso estão relacionadas à sua disponibilidade e por ser considerada uma fonte renovável. No Balanço Energético Nacional (2017), segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no Relatório síntese ano base 2016, a biomassa foi responsável por 25,5 % da oferta interna de energia, o equivalente a 73,41 Mtep. Além disto, é considerada uma das principais alternativas para a diversificação da matriz energética e, conseqüentemente, para redução da dependência dos combustíveis fósseis.

As indústrias em geral consomem grandes quantidades de combustíveis e eletricidade. De acordo com a EPE (2017), o setor industrial foi responsável por 33 % do consumo final de energia, que inclui todas as fontes, 37,6 % do consumo de eletricidade e 49,7 % do consumo de biomassa. O segmento de alimentos e bebidas se destaca como o maior consumidor de biomassa, cerca de 28 % do consumo total. Considerando apenas a lenha, o segmento consumiu aproximadamente 7 milhões de toneladas, utilizada principalmente para produção de calor de processo. O consumo de eletricidade foi de 26.913 GWh, ou seja, 13,78 % do total consumido pelo setor industrial.

O crescimento do consumo de energia tem levado à proposição de novas alternativas para suprir as demandas, principalmente de energia elétrica e térmica. A cogeração é um processo de transformação de uma fonte de energia primária em energia eletromecânica e térmica. A energia eletromecânica é utilizada no acionamento de equipamentos ou para gerar eletricidade. A energia térmica, por sua vez, é utilizada como fonte de calor para um processo ou indiretamente na produção de vapor e frio (COELHO, 1999; ODDONE, 2001).

A cogeração se torna viável em setores que apresentam consumo de energia elétrica e térmica constantes ao longo do ano. As indústrias de alimentos e bebidas, sucroalcooleiras, papel e celulose, entre outras, possuem características propícias para a prática da cogeração. Como vantagens, a cogeração possibilita a autossuficiência e o uso racional da energia, benefícios econômicos, além de benefícios ao meio ambiente (TILLMAN; JAMISON, 1982).

No presente trabalho propõe-se uma planta de cogeração a biomassa com diferentes configurações, por meio da análise do ciclo a vapor com turbina de condensação e extração que opera em paridade elétrica. O estudo baseia-se em uma análise energética, fundamenta na Primeira Lei da Termodinâmica e uma análise de pré-viabilidade econômica para as configurações propostas. As informações necessárias para realização deste trabalho foram levantadas em campo, junto a uma indústria frigorífica que abate aproximadamente 500.000 aves por dia e também com empresas fornecedoras dos equipamentos utilizados na modelagem da planta de cogeração.

A cogeração a biomassa apresenta-se como uma alternativa para suprir as demandas de energia de agroindústrias. Um vetor importante para utilização dessa tecnologia é a disponibilidade de biomassa. Diversas regiões do país possuem ampla disponibilidade de cavaco de lenha, bagaço de cana, casca de arroz, entre outros. Portanto, aliar a cogeração com a utilização da biomassa em indústrias frigoríficas surge como uma alternativa interessante, além de ser um assunto pouco explorado e com grande potencial no Brasil.

1.1 MOTIVAÇÃO

Diante dos novos desafios proporcionados pelo crescimento populacional, acarretando aumento da demanda por alimentos, energia e outros serviços, diversificar a matriz energética e propor novas formas de geração de energia é fundamental para o desenvolvimento e sustentabilidade de uma nação. A cogeração é vista como uma alternativa para suprir as demandas de energia, principalmente das indústrias, que são responsáveis por grande parte do consumo, seja na forma de eletricidade ou combustíveis. Além disto, a cogeração pode trazer benefícios econômicos e sobretudo ambientais no que concerne ao uso racional das fontes de energia.

A motivação deste trabalho também está relacionada com a oportunidade de se trabalhar na coleta de dados em campo, referente às demandas de eletricidade e calor de processo, sendo um banco de dados

que retrata a realidade operacional da empresa estudada. Adicionalmente, a experiência adquirida no levantamento de dados traz o entendimento da importância do suprimento de energia para o processo produtivo, fazendo as indústrias buscarem constantemente alternativas para suprir suas demandas de energia e se tornarem mais competitivas.

Outro fator motivacional é o desenvolvimento de um trabalho com base no levantamento de dados de equipamentos em conjunto com empresas fornecedoras, garantindo a proposição de uma planta de cogeração comercialmente disponível e que esteja alinhada com as necessidades operacionais da empresa estudada.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

Avaliar a pré-viabilidade técnica e econômica de uma planta de cogeração a biomassa para suprir as demandas de energia elétrica e térmica de uma indústria frigorífica de frangos.

1.2.2 Objetivos específicos

- Levantar dados relevantes de uma indústria frigorífica de frangos e determinar o perfil de demanda e consumo de energia elétrica e o consumo de energia térmica;
- Apresentar e analisar indicadores de consumo de eletricidade e calor;
- Analisar modelo termodinâmico de uma planta de cogeração a biomassa, com diferentes configurações, para atender as demandas de energia da empresa estudada;
- Realizar a análise técnica e de pré-viabilidade econômica das configurações propostas, com dados técnicos e econômicos fornecidos por empresas nacionais de equipamentos;
- Realizar uma análise de sensibilidade das configurações propostas, considerando parâmetros distintos de operação.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O Capítulo 2 apresenta a revisão de literatura com foco na importância da biomassa como fonte de energia e sua participação na matriz energética brasileira. Em seguida é apresentado o consumo de

energia do setor industrial brasileiro, com foco no segmento de alimentos e bebidas. É feita uma abordagem mais completa para indústrias de carnes, com especial ênfase na indústria de frangos, no qual se insere a empresa estudada. É apresentada ainda uma revisão de trabalhos que tratam da cogeração na indústria de alimentos.

O Capítulo 3 apresenta dados da cogeração no Brasil e no mundo, os principais conceitos, os ciclos e tecnologias aplicadas na cogeração. É apresentada também a análise da unidade de processo, com foco no acoplamento da planta de cogeração e o processo industrial. Por último são apresentados os indicadores econômicos e termoeconômicos utilizados na análise de pré-viabilidade econômica.

No Capítulo 4 é apresentado o Sistema Base, que engloba todo o processo de produção da empresa estudada, os dados de consumo e demanda de energia elétrica e consumo de energia térmica. É apresentado também os indicadores do processo de produção, como o consumo específico de eletricidade e calor e a razão potência/calor do processo.

No Capítulo 5 é apresentada a planta de cogeração a biomassa, as equações para modelagem de cada equipamento e as informações técnicas e econômicas dos equipamentos, utilizados na análise da planta de cogeração e suas respectivas configurações.

O Capítulo 6 apresenta os principais resultados para a operação das configurações nas condições de projeto e operação anual. São apresentados ainda os resultados da análise de pré-viabilidade econômica para as configurações propostas.

No Capítulo 7 estão apresentadas as conclusões deste trabalho.

2 REVISÃO DE LITERATURA

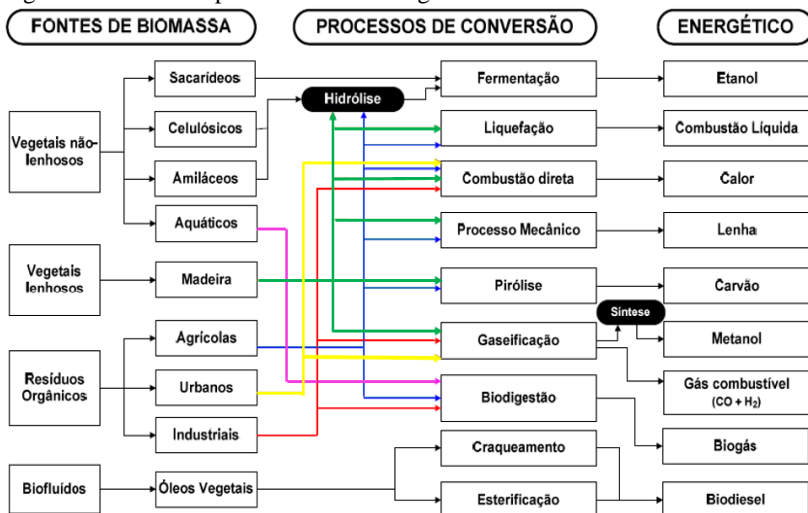
2.1 BIOMASSA COMO FONTE DE ENERGIA

No contexto energético, a biomassa é toda matéria orgânica, de origem animal ou vegetal, que pode ser utilizada na produção de energia. É considerada energia renovável, sendo uma forma indireta da energia solar, que foi convertida em energia química através da fotossíntese (McKENDRY, 2002a; CORTEZ *et al.*, 2008).

Segundo Cortez *et al.*, (2008) os principais tipos de biomassa com uso potencial como combustíveis são: madeiras e resíduos (cavaco, serragem, entre outros), resíduos agrícolas, espécies herbáceas, bagaços (frutas e cana-de-açúcar), plantas aquáticas, resíduos animais, óleos residuais, entre outros. As principais fontes de biomassa são os vegetais lenhosos e não-lenhosos, resíduos orgânicos e biofluidos.

A biomassa pode ser transformada em diversos produtos com alto teor energético como o carvão vegetal, etanol e biogás, conforme esquema da Figura 1. A conversão energética pode ser feita por processos termoquímicos que englobam a combustão direta, pirólise, gaseificação e liquefação, por processos bioquímicos como a biodigestão e fermentação, por processos físico-químicos como a esterificação, craqueamento e por processo mecânico (McKENDRY, 2002b; VIRMOND, 2007).

Figura 1 - Processos para conversão energética da biomassa.



Fonte: Virmond (2007).

Por muitos anos a biomassa esteve no topo como a principal fonte de energia. A partir da utilização dos combustíveis fósseis, iniciada pelo carvão mineral e depois pelo petróleo e gás natural, a biomassa perdeu espaço e se tornou menos utilizada. Entretanto, com as preocupações ambientais e a necessidade de ampliar a matriz energética mundial, a biomassa ressurgiu como uma alternativa promissora, pois é abundante e considerada uma fonte de energia renovável.

O Brasil é um país privilegiado pela sua localização e clima, favorecendo o plantio de florestas energéticas, o que permite a produtividade de 30-42 m³/ha.ano de eucalipto e 25-35 m³/ha.ano de *pinnus*. Além disto, o país é referência mundial em produtividade florestal e conta com 7,74 milhões de hectares plantados (ACR, 2016).

Os principais tipos de biomassa no país são: resíduos vegetais, florestais, industriais, animais e resíduos sólidos urbanos. Os resíduos vegetais são produzidos no campo, devido à produção agrícola. Milhões de toneladas de alimentos são produzidos anualmente e a quantidade de resíduos gerados é da mesma ordem de grandeza. A Associação Brasileira das Indústrias de Biomassa e Energia Renovável (ABIB) fez um levantamento da produção dos principais produtos agrícolas na safra 2012/13, conforme Tabela 1. Os números referentes aos resíduos gerados são bem significativos.

Tabela 1 - Produção dos principais produtos agrícolas na safra 2012/13 (10³ t).

Produto Safra	Produção Total Safra	Resíduos
Cana-de-açúcar (Bagaço, palha e colmo)	642.100	333.892
Soja (palha e resíduos)	68.479	95.871
Milho (palha, sabugo e resíduos)	56.059	79.604
Banana (folha, pseudocaule e engaço)	7.072	29.136
Mandioca rama (95 %)	26.078	17.237
Arroz (cascas e palhas)	11.325	16.875
Feijão (palha e resíduos)	3.223	11.828
Algodão (rama, casca e caroço)	2.931	8.647
Trigo (palha e resíduos)	5.960	8.344
Laranja (farelo e bagaço)	19.094	3.628
Coco da Bahia	1.991	1.195
Abacaxi (farelo e resíduo)	1.448	869
Café (cascas e resíduos)	2.862	801
Sorgo (grãos)	390	794

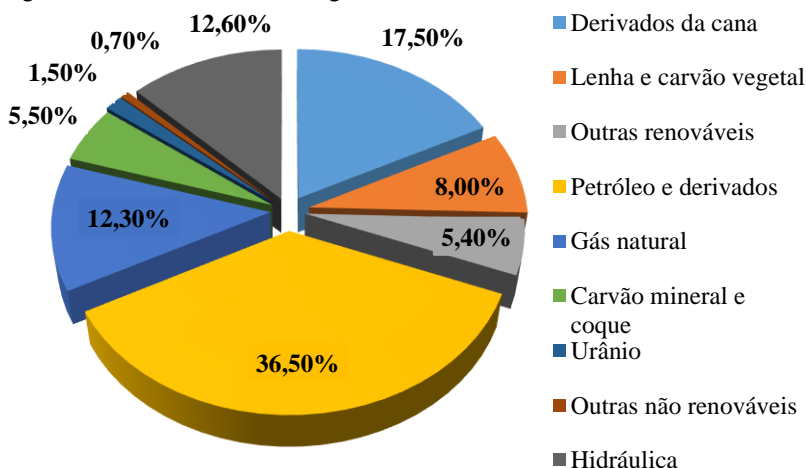
Fonte: Adaptado de ABIB (2015).

A conversão energética da biomassa florestal enquadra-se nos sistemas de geração termelétrica e cogeração. Conforme EPE (2017), 23,89 % da geração de eletricidade no Brasil é proveniente de centrais térmicas. A capacidade instalada considerando a biomassa como combustível é de 14.147 MW, com geração de 49.237 GWh/ano.

As indústrias sucroalcooleiras, de papel e celulose, de alimentos, entre outras, têm aproveitado a grande disponibilidade de biomassa para gerar os insumos energéticos que necessitam. Principalmente para atender as demandas de energia elétrica e térmica, onde a biomassa é utilizada como combustível em caldeiras para geração de vapor e na produção de eletricidade, quando aplicada a cogeração.

No contexto energético, a biomassa possui grande importância. Segundo a EPE (2017), a lenha e carvão vegetal representaram 8,0 % e os produtos da cana 17,5 % da oferta interna de energia no Brasil, conforme ilustra a Figura 2. Os combustíveis fósseis têm grande representatividade no fornecimento de energia, com destaque para o petróleo e derivados, sendo a fonte mais utilizada com 36,50 %.

Figura 2 - Oferta interna de energia.



Fonte: Adaptado de EPE (2017).

A Tabela 2 contém os dados da oferta interna de energia de 2012 a 2016. A participação das fontes renováveis foi de 43,5 %, com destaque para a biomassa, enquanto que as fontes não renováveis representaram 56,5 % da oferta interna de energia no ano de 2016.

Tabela 2 - Oferta interna de energia (10³ tep).

Fontes	2012	2013	2014	2015	2016
Petróleo, gás natural e derivados	144.011	154.291	161.700	152.596	140.923
Carvão mineral e derivados	15.288	16.478	17.521	17.675	15.920
Hidráulica e eletricidade	39.181	37.093	35.019	33.897	36.265
Lenha e carvão vegetal	25.683	24.580	24.936	24.519	23.095
Produtos da cana	43.557	47.601	48.170	50.648	50.318
Outras renováveis	9.907	10.559	12.353	14.227	15.666
Não renováveis e urânio	5.629	5.699	5.850	5.681	6.132

Fonte: Adaptado de EPE (2017).

A geração anual de energia elétrica foi de 578.898 GWh, sendo que aproximadamente 81,71 % foi a partir do uso de fontes renováveis, como a hidráulica, biomassa, solar e eólica. A biomassa, dividida em lenha, bagaço de cana e lixívia, foi responsável pela geração de 1.970, 35.236 e 12.031 GWh, respectivamente (EPE, 2017).

Nas indústrias, a biomassa é utilizada como fonte de energia primária para suprir as necessidades dos processos de produção. Neste contexto, destacam-se principalmente os vegetais lenhosos, como o cavaco de lenha e vegetais não lenhosos, como o bagaço de cana, sendo utilizados para a produção de vapor. Diversas regiões possuem grande potencial de utilização da biomassa como fonte de energia, como exemplo, a região oeste do estado do Paraná.

2.2 INDÚSTRIA DE ALIMENTOS

A indústria de alimentos é uma das principais indústrias de transformação do Brasil. Em termos de valor bruto da produção, o setor ocupa a primeira posição. A estrutura de produção agrega mais de 850 tipos de produtos e uma quantidade de 48,9 mil plantas industriais, responsáveis por cerca de 10 milhões de postos de trabalho diretos (ABIA, 2015).

Entre os segmentos da indústria de alimentos destacam-se: (i) beneficiamento, moagem e torrefação de produtos alimentares; (ii) produção de conservas de bens vegetais; (iii) abate de animais e a produção de carnes; (iv) atividades de pesca e correlatas; (v) beneficiamento de leite e a fabricação de laticínios; (vi) fabricação e

o refino de açúcar; (vii) produção de balas, chocolates e produtos afins; (viii) produção de artigos de padaria; (ix) fabricação de massas alimentícias e biscoitos; (x) refino e a preparação de óleos comestíveis; (xi) fabricação de rações balanceadas e alimentos preparados para animais (ROCHA; BAJAY; GORLA, 2010).

O consumo final de energia no Brasil em 2016 foi de 255,43 Mtep, sendo 84,18 Mtep consumidos pelo setor industrial, o que representou 33 % do consumo final. Na Tabela 3 está apresentado o consumo de cada segmento do setor industrial.

Tabela 3 - Consumo final de energia dos segmentos do setor industrial (10³ tep).

Setor	Consumo
Industrial total	84.183
Cimento	4.271
Ferro gusa e aço	14.969
Ferro ligas	1.218
Mineração e pelotização	2.714
Não-ferrosos e outros da metalurgia	5.648
Química	6.743
Alimentos e bebidas	23.531
Têxtil	842
Papel e celulose	12.382
Cerâmica	4.272
Outros	7.592

Fonte: Adaptado da EPE (2017).

O segmento de alimentos e bebidas é o maior consumidor de energia do setor industrial, representando cerca de 28 % do total consumido pelo setor. Portanto, o desenvolvimento de projetos de geração de energia elétrica e térmica é fundamental para garantir o fornecimento de energia e desafogar a matriz energética brasileira.

O uso final da energia na indústria de alimentos ocorre principalmente na forma de calor de processo, aquecimento direto, força motriz e refrigeração. As principais fontes de energia utilizadas são: eletricidade, biomassa, gás natural e óleo combustível. Dentre estes, a biomassa possui grande destaque no fornecimento de calor de processo, sendo queimada em caldeiras para geração de vapor.

Dentro da indústria de alimentos um segmento de grande destaque é a indústria de carnes. A produção de carne de frango, bovina e suína demanda grandes quantidades de energia elétrica para o acionamento de motores, compressores, correias transportadoras, iluminação e energia térmica na forma de vapor e água quente. A Tabela 4 apresenta os dados

do consumo específico de energia (kWh/t), por uso final, da indústria de carne no Brasil em 2004.

Tabela 4 - Consumo específico de energia por uso final (kWh/t).

Uso Final	Bovina	Suína	Frango	Abate e preparo de aves
Força motriz	45,83	51,67	118,89	211,39
Refrigeração	80,83	90,83	115,00	113,61
Iluminação	25,83	29,17	35,00	41,67
Vapor	268,89	296,39	485,00	485,00
Água quente	84,17	84,17	63,61	63,61
Aquecimento (fornos)	37,78	59,17	73,06	73,06
Total	543,33	611,39	890,56	988,33

Fonte: Adaptado de Rocha, Bajay e Gorla (2010).

O consumo total de energia elétrica é composto pela força motriz, refrigeração e iluminação. No contexto deste trabalho a energia térmica considera a parcela referente ao vapor de processo. Então, de acordo com os dados apresentados por Rocha, Bajay e Gorla (2010), o consumo específico de eletricidade e calor para a indústria de carne de frango é de 268,89 e 485 kWh/t, respectivamente.

Assim como no Brasil, em outros países as indústrias de carnes e industrializados são grandes consumidoras de energia. Na Tabela 5 é apresentado o consumo específico de energia (kWh/t) para plantas industriais localizadas na Itália, Irlanda, Austrália e Espanha.

Tabela 5 - Consumo específico de energia para indústrias de carnes.

Ano	País	Setor	Produto	Tipo de energia	kWh/t
2000	Itália	Abatedouro	Suíños	Total	280 - 380
2002	Irlanda	Abatedouro	Suíños	Elétrica	310 - 740
				Térmica	360 - 600
2003	Austrália	Salsichas	Salsichas	Total	944
2005	Itália	Abatedouro	Bovinos e suínos	Elétrica	94 - 127
				Térmica	186 - 253
2005	Espanha	Abatedouro	Bovinos e suínos	Elétrica	197
2008	Espanha	Abatedouro	Bovinos	Total	500
2009	Irlanda	Abatedouro	Bovinos	Elétrica	117
				Térmica	132

Fonte: Adaptado de Nunes *et al.*, (2016).

Em países da Europa as indústrias de carne são alvos constantes de pesquisas científicas. Feliciano *et al.*, (2014) fizeram uma análise

energética de duas indústrias frigoríficas localizadas na região Nordeste de Portugal. Os abatedouros nomeados como A e B foram auditados e as principais fontes de energia consumidas nas plantas foram caracterizadas. Na Tabela 6 estão apresentados os principais resultados. Como pode ser observado, a energia elétrica foi a principal fonte de energia consumida, sendo utilizada em grande parte pelo sistema de refrigeração. A energia térmica, na forma de vapor, foi gerada com gás natural em A e *pellets* de madeira em B. No restante foi utilizado gás propano como calor de processo, sendo 1 % em A e 7 % em B. A produção de carne é composta por gado, cabras, ovelhas e porcos. O consumo específico de energia global inclui todas as fontes de energia. Em termos econômicos é apresentado o custo de energia por tonelada de carne.

Tabela 6 - Resultados do trabalho em indústrias frigoríficas portuguesas.

Parâmetros	Abatedouro A	Abatedouro B
Energia elétrica (%)	57	47
Energia térmica (%)	42	46
Produção anual (por cabeça)	6.300	6.100
Consumo específico (kWh/t)	651,28	767,58
Custo específico (€/t)	51,13	48,03

Fonte: Feliciano *et al.*, (2014).

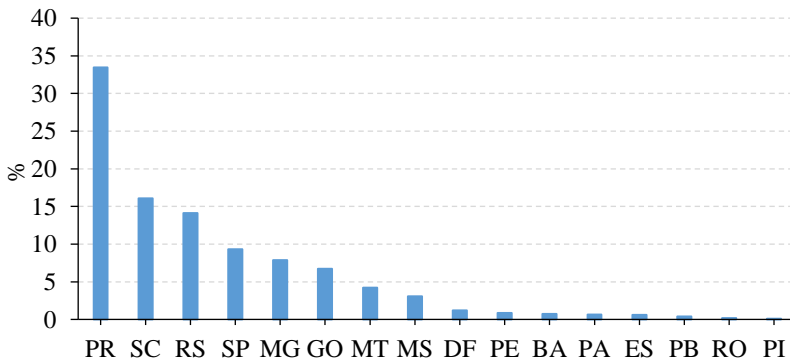
Ramirez, Patel e Blok (2006) fizeram uma análise dos indicadores de eficiência energética das indústrias de carnes da França, Alemanha, Holanda e Reino Unido para o período de 1985 a 2001. As principais fontes de energia utilizadas foram o gás natural para geração de vapor e a eletricidade, com até 70 % consumida pelo sistema de refrigeração. O consumo específico médio de energia primária para corte, desossa e congelamento nos abatedouros de bovinos foi de 796,11 kWh/t, suínos de 1078,89 kWh/t e aves de 1567,79 kWh/t. Ainda durante o período foi identificado um aumento no consumo de energia de até 32 %. As causas foram as modificações nas normas de higiene, como o aumento da temperatura da água quente de 60 para 82 °C, e processos de congelamento e corte que consomem grandes quantidades de energia.

No Brasil a indústria frigorífica de frangos possui grande representatividade. Segundo a Associação Brasileira de Proteína Animal (ABPA) o país se destaca no cenário internacional como o maior exportador de carne de frango. No ano de 2016 foram produzidos 12,90 milhões de toneladas, superado apenas pelos Estados Unidos com 18,26 milhões de toneladas. Da produção brasileira de carne de frango,

aproximadamente 34 % é exportada e o restante é consumido no mercado interno, onde o consumo per capita é de 41,10 kg.

Em termos econômicos a avicultura emprega cerca de 3,5 milhões de trabalhadores, entre produtores, funcionários de empresas e profissionais vinculados direta e indiretamente com o setor, as exportações renderam 4,384 bilhões de dólares (ABPA, 2016). A Figura 3 ilustra os estados produtores de carne de frango em 2016, com destaque para a região Sul, onde os estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul são responsáveis por 63,63 % da produção nacional.

Figura 3 - Produção de carne de frango por estado e Distrito Federal.



Fonte: Adaptado de ABPA (2016).

Os abatedouros de frangos possuem alto consumo de energia elétrica devido à completa automatização dos processos, o que é menos comum em abatedouros de bovinos e suínos. Desta forma o consumo específico de energia é maior nesse tipo de abatedouro.

Zanin *et al.*, (2002) fez um estudo do consumo de energia elétrica em todos os setores de um frigorífico de frangos localizado no estado do Paraná, para o período de 2000 a 2001. Como resultado, o consumo médio diário foi de 38.650,36 kWh para produzir 234 t de carne, sendo o consumo específico de eletricidade de 165,2 kWh/t. Os dados mostraram ainda que o sistema de refrigeração foi responsável por 83 % do consumo total de energia elétrica.

Bueno (2008) fez um estudo sobre o consumo de energia elétrica em um frigorífico de frangos de corte, localizado no estado de São Paulo, para o período de 2004 a 2008. O estudo teve como objetivo propor medidas de eficiência energética e o uso racional da energia. A análise foi feita com base no consumo de energia elétrica dos equipamentos de cada

linha de produção e da sala de máquinas. No período analisado o consumo de energia elétrica semanal foi de 17.921 kWh e a produção média semanal foi de 122,5 t. As análises indicaram que os equipamentos que mais consumiram energia, cerca de 97 %, foram os compressores do sistema de refrigeração. O fator de potência das linhas de produção e da sala de máquina ficaram muito abaixo do valor de 0,92 recomendado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), justificando o alto consumo, já que o autor considera apenas o consumo de eletricidade dos equipamentos. O consumo específico de eletricidade foi de aproximadamente 146,3 kWh/t.

Frozza (2013) realizou um estudo sobre eficiência energética em uma indústria frigorífica de frangos localizada na região Sudoeste do Paraná, nos anos de 2011 e 2012. As principais fontes analisadas foram a energia elétrica, a lenha e o óleo diesel. Identificou-se que o sistema de refrigeração foi responsável por 81 % do consumo de energia elétrica. No período analisado o consumo médio mensal de energia elétrica, lenha e óleo diesel foi de aproximadamente 622.429 kWh, 306 m³ e 7756 L, respectivamente. A produção média mensal foi de 2.780 t de carne. O consumo específico médio de eletricidade foi de 224,5 kWh/t, de lenha 0,11 m³/t e de óleo diesel 2,79 L/t.

2.3 COGERAÇÃO NA INDÚSTRIA DE ALIMENTOS

A cogeração caracteriza-se pela produção simultânea de energia eletromecânica e térmica. As plantas de cogeração têm como objetivo atender a demanda elétrica e térmica das indústrias. A principal vantagem da cogeração é proporcionar o uso racional da energia, mediante a geração combinada de potência e calor. (HORLOCK, 1987; BALESTIERI, 2002).

A seguir, é apresentada uma revisão de trabalhos encontrados na literatura sobre a cogeração no setor de alimentos no Brasil e em outros países.

Calderan, Spiga e Vestrucci (1992) fizeram a modelagem de uma planta de cogeração a gás natural para uma indústria frigorífica de aves (frango, peru e codorna), localizada na Itália. Na Tabela 7 estão apresentados os principais dados da indústria e da planta de cogeração. No cenário sem cogeração o gás natural foi utilizado para produção de energia térmica na forma de vapor a 10 bar e água quente a 75 °C. A planta de cogeração é composta por uma turbina a gás e dois recuperadores de calor, o primeiro aproveitando a temperatura de 505 °C dos gases de exaustão e o segundo com queima auxiliar de gás natural

para produção de água quente com os gases a 130 °C. A planta de cogeração supriu 56 % do consumo de eletricidade. Em contrapartida, o consumo de gás natural dobrou. A análise econômica mostrou um tempo de retorno do investimento de 5 anos.

Tabela 7 - Resultados do trabalho em uma indústria frigorífica de aves.

Parâmetro	Valor	Unidade
Produção anual de carne	50.000	t
Consumo eletricidade	9,7	GWh
Demanda média/máxima	800 / 2700	kWe
Consumo de gás natural (GN)	1,3 x 10 ⁶	Nm ³
Consumo vapor/água quente	16.000/48.000	t
Demanda de energia térmica	2.376	kWth
Potência elétrica/térmica da turbina	755 / 2.182	kWe / kWth
Produção de eletricidade	5,4	GWh
Aumento no consumo de GN	1,3 x 10 ⁶	Nm ³

Fonte: Calderan, Spiga e Vestrucci (1992).

Sordi *et al.*, (2002) fizeram um estudo de caso sobre a cogeração com biomassa em uma agroindústria paranaense que produz carne de frango. Na Tabela 8 estão apresentados os dados operacionais da indústria e resultados técnicos e econômicos da planta de cogeração. O sistema de refrigeração foi responsável por 83 % do consumo de energia elétrica. A planta de cogeração proposta foi o ciclo a vapor com turbina de contrapressão (BPST) com potência de 3 MW que utiliza cavaco de *pinnus* como combustível. A potência da planta é superior à demanda máxima com o objetivo de gerar excedente de energia para venda.

O artigo citado não trata da flexibilidade operacional da planta de cogeração, visto que, a indústria frigorífica reduz a produção ou não opera nos finais de semana e, conseqüentemente, a demanda de vapor é reduzida drasticamente neste período. Nesta configuração o vapor de exaustão da turbina de contrapressão é utilizado no processo com pressão de aproximadamente 8 bar absoluto. Contudo, nos finais de semana, a planta de cogeração teria que ser desligada ou operada em carga parcial, o que não é viável devido a vulnerabilidade da turbina.

Uma alternativa para a operação da planta de cogeração seria utilizar uma unidade de condensação para o vapor a 8 bar, porém representaria grande perda de energia, tornando a opção inviável do ponto de vista técnico e econômico. Portanto, a solução mais apropriada para essa planta de cogeração é a utilização de uma turbina CEST, onde o vapor de processo é suprido pela extração, permitindo maior flexibilidade na operação da planta.

Tabela 8 - Resultados do trabalho em uma agroindústria paranaense.

Parâmetro	Valor	Unidade
Abate diário de frangos	180.000	-
Demanda média na ponta	1.000	kWe
Demanda média fora de ponta	1.700	kWe
Demanda de vapor saturado	6,15	MWth
Potência elétrica da planta de cogeração	3	MWe
Vazão máxima de cavaco	8	t/h
Vazão máxima de vapor superaquecido	29	t/h
Eficiência global	84	%
Custo de investimento	5.014	10 ³ R\$
Custo anual de operação e manutenção	198	10 ³ R\$
Custo do cavaco de lenha	20	R\$/t
Custo anual cavaco de lenha	1.250	10 ³ R\$
Tempo de vida da planta	30	Anos
Taxa mínima de atratividade	10	%
Fator de capacidade	90	%
Custo da energia elétrica produzida	87,68	R\$/MWh

Fonte: Sordi *et al.*, (2002).

Bassols *et al.*, (2002) fizeram um levantamento de várias indústrias do setor de alimentos que utilizam sistemas de cogeração com motor de combustão interna (MCI) e turbina a gás para produção de energia elétrica, calor e frio, em países como Espanha e Holanda. O foco foi mostrar a junção de sistemas de cogeração com *Absorption Refrigeration Plant* (ARP) para suprir grandes quantidades de refrigeração. Uma indústria de margarina, localizada na Holanda, possui uma turbina a gás com potência de 5 MW e um sistema ARP utilizado para produzir 1.400 kW de refrigeração a -23 °C, utilizando como fonte de energia os gases de exaustão da turbina. Uma indústria de congelamento de vegetais, localizada na Espanha, possui um sistema de cogeração com dois MCI, com potência de 4 MW e uma ARP utilizado para congelamento a -40 °C e produção de água gelada (200 kW a 1 °C). Uma indústria de produtos lácteos, localizada na Espanha, possui uma planta com três MCI com potência elétrica de 9 MW, além de um sistema ARP movido a vapor que opera com regime de -10 °C, utilizado para suprir o consumo de gelo. Por fim, uma indústria de carne, localizada na Espanha, possui uma planta de cogeração com dois MCI, potência elétrica de 9 MW acoplada a uma ARP com capacidade de refrigeração de 2.500 kW e regime de -18 °C. Este artigo científico mostra a aplicação da cogeração para geração de eletricidade, calor e frio. Esta aplicação pode diminuir o consumo de energia elétrica porque grande parte do consumo é referente à refrigeração

por compressão de amônia, sendo que uma planta ARP pode suprir a demanda total ou parcial de frio.

Takaki *et al.*, (2006) analisaram a viabilidade da implantação de um sistema de cogeração com turbina a gás natural em um frigorífico, com objetivo de aumentar o abate de 1.250 para 2.500 bovinos. Para isso foi proposto aumentar o regime de operação da caldeira de 14 para 24 horas e a capacidade da planta de refrigeração. A demanda de energia elétrica e vapor foram de 3.000 kW e 6.866 kW, respectivamente. Dois casos foram analisados, considerando; uma caldeira a lenha para suprir a demanda de vapor, compra de energia elétrica da concessionária e refrigeração por compressão de amônia para suprir a demanda de frio adicional (Caso 1), e; uma caldeira a lenha, turbina a gás para suprir a demanda de energia elétrica com potência de 4.100 kW e uma ARP para produção de refrigeração adicional (Caso 2). Para a análise termoeconômica foram considerados os custos da energia elétrica de 0,24 R\$/kWh, da lenha 22 R\$/m³ e do gás natural 0,50 R\$/m³, um tempo de vida de 20 anos e taxa de juros de 12 %, os resultados estão apresentados na Tabela 9.

O autor concluiu que a melhor opção é continuar comprando eletricidade da concessionária e ampliar a capacidade do sistema de refrigeração atual já que o Caso 2 apresentou o custo anual total 13 % maior que o Caso 1.

Tabela 9 - Resultados do trabalho em um frigorífico de bovinos.

Custos	Caso 1	Caso 2
Vapor (R\$/t)	25,90	25,87
Refrigeração (R\$/MWh)	106,90	300,2
Eletricidade (R\$/MWh)	240	139,7
Total (10 ³ R\$/ano)	10.994	12.416

Fonte: Takaki *et al.*, (2002).

3 COGERAÇÃO DE ENERGIA

No contexto histórico, a cogeração iniciou-se na Europa no final do século XIX e depois estendeu-se para os Estados Unidos. A principal aplicação era em sistemas de calefação de ambientes. Até a década de 40 a cogeração se expandiu, representando cerca de 50 % de toda a energia gerada nos Estados Unidos. Porém, com o crescimento das grandes centrais elétricas e o fornecimento de energia barata, a cogeração perdeu participação no mercado. A partir de 1980, diante da segunda crise do petróleo, a cogeração recebeu grande incentivo e se tornou uma alternativa atraente para geração de energia (LORA e NASCIMENTO, 2004; REIS, 2006).

Em 2008 as plantas de cogeração nos Estados Unidos tinham capacidade instalada de 88 GW, divididas, principalmente, entre as refinarias de petróleo, indústrias químicas, de papel e no setor terciário. No Reino Unido a capacidade instalada em 2010 era de aproximadamente 6 GW, aplicadas nas refinarias de petróleo e gás, indústrias químicas, de papel e de alimentos e bebidas. A China em 2006 tinha capacidade instalada de mais de 80 GW, com participação em 18 % da geração de potência térmica (LIU; SHI; FANG, 2014). Esses dados apontam o crescimento da cogeração como alternativa para suprir a demanda de energia das indústrias e do setor terciário.

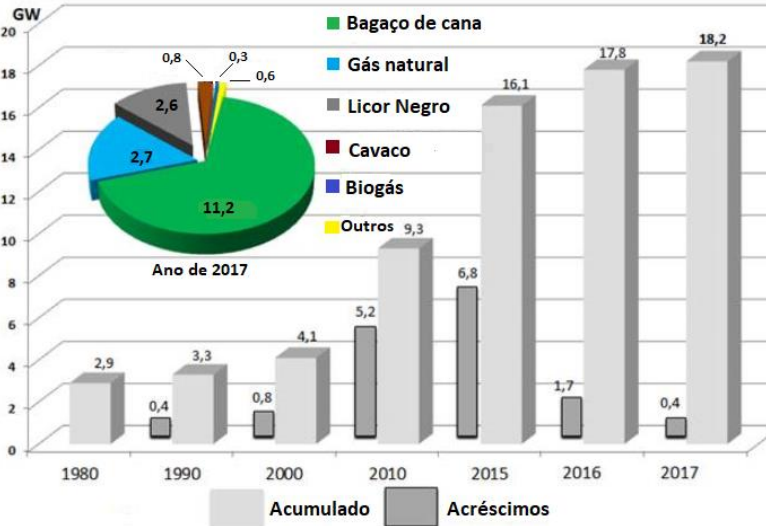
De acordo com a IEA (2008), a cogeração possui grande representatividade na geração de energia em países como Dinamarca, Finlândia, Rússia, Letônia e Noruega, atingindo até 50 % da produção total de energia. No Brasil, a capacidade instalada de geração elétrica é de 150,34 GW, deste total aproximadamente 18,2 GW, ou seja, 12,1 % provêm da cogeração de energia. A Figura 4 mostra o crescimento da cogeração no Brasil de 1980 a 2017. Dos combustíveis utilizados destacam-se a biomassa, representada pelo bagaço de cana, licor negro e cavaco de madeira e também o gás natural (COGEN, 2017).

Atualmente a cogeração é uma tecnologia que apresenta potencial de aplicação em diversas áreas do setor industrial e do setor terciário. No Brasil, o segmento de açúcar e álcool, alimentos e bebidas, papel e celulose, siderúrgico, entre outros, apresentam características que tornam a cogeração uma prática viável para suprir suas demandas de energia. No setor terciário, os aeroportos, hospitais e hipermercados também possuem boas condições para a prática da cogeração.

A cogeração se torna viável quando a demanda de energia elétrica e térmica é consideravelmente grande e constante ao longo do ano. O projeto de um sistema de cogeração que melhor atende as demandas de

energia depende de uma análise criteriosa. É necessário conhecer o perfil de demanda de energia elétrica e térmica, a disponibilidade de combustíveis, identificar o ciclo que melhor atende as condições de projeto, além de apresentar viabilidade econômica.

Figura 4 - Crescimento da cogeração no Brasil.



Fonte: COGEN (2017).

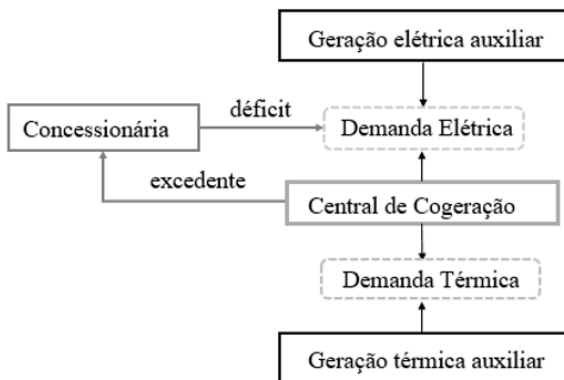
3.1 ASPECTOS GERAIS DA COGERAÇÃO

Para suprir as demandas de energia as indústrias possuem basicamente duas alternativas: (i) produzir a energia térmica necessária (vapor, água quente e gelada) utilizando uma fonte de energia primária e comprar a energia elétrica de uma concessionária ou (ii) utilizar a cogeração para produzir ambas as formas de energia a partir de uma fonte de energia primária. Muitas empresas do setor industrial estão buscando a autossuficiência energética, aproveitando seus resíduos industriais ou fontes renováveis para geração de energia (BALESTIERI, 2002; REIS, 2006).

A planta de cogeração deve ser capaz de atender toda a demanda de energia térmica e elétrica da planta consumidora. Caso não seja possível, torna-se necessário possuir sistemas auxiliares (caldeiras, geradores, entre outros). A Figura 5 ilustra o esquema básico a ser adotado no planejamento de plantas de cogeração. A demanda elétrica pode ser

suprida pela planta de cogeração, pela concessionária local ou por sistemas de geração elétrica auxiliares, enquanto que a demanda de energia térmica pode ser atendida pela planta de cogeração ou por caldeiras auxiliares. É possível também que a planta de cogeração atenda parte da demanda elétrica e o restante seja suprido pela concessionária local ou em caso de excedente pode-se negociar eletricidade, obtendo assim mais uma fonte de receita para a empresa.

Figura 5 - Alternativas para atender as demandas de energia.



Fonte: Adaptado de Balestieri (2002).

A planta de cogeração pode operar em duas condições. No regime *bottoming* a demanda térmica é atendida primeiramente e o calor residual do processo é utilizado para gerar energia eletromecânica. Já no regime *topping*, a energia eletromecânica é gerada com prioridade sobre a térmica. Na maior parte das aplicações de cogeração o regime *topping* apresenta as melhores características, visto que a maioria dos processos industriais demandam baixo nível de temperatura. Por isso é mais conveniente gerar energia eletromecânica e posteriormente energia térmica (BALESTIERI, 2002).

As estratégias de operação definem qual demanda de energia será atendida de forma integral. As centrais de cogeração podem trabalhar para atender a demanda térmica (paridade térmica), demanda elétrica (paridade elétrica) ou despacho econômico.

Na indústria brasileira não é usual a negociação do vapor e outras formas de energia térmica. Portanto o atendimento da demanda térmica é mais comum. Na paridade térmica a central de cogeração opera de acordo com o perfil de carga térmica da unidade do processo. Havendo excedente

de energia elétrica, este montante pode ser negociado. Na falta, por sua vez, importa-se energia elétrica da concessionária local. Na paridade elétrica prioriza-se o atendimento da demanda de energia elétrica. Caso haja falta de energia térmica, utiliza-se uma unidade auxiliar. O despacho econômico é a estratégia em que as centrais de cogeração operam somente quando os excedentes (térmicos ou elétricos) possuem atratividade financeira (BALESTIERI, 2002; TAKAKI, 2006).

3.2 CICLOS E TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS

3.2.1 Ciclo a vapor (Rankine)

O ciclo a vapor utiliza a energia térmica da combustão em uma caldeira para produzir vapor superaquecido. O vapor é expandido em uma turbina, que, acoplada a um gerador, produz energia elétrica. O vapor que deixa a turbina pode ser utilizado em algum processo industrial e/ou ser condensado e enviado novamente para a caldeira (TILLMAN; JAMISON, 1982; ODDONE, 2001).

As configurações possíveis são determinadas pelo tipo de turbina, que pode ser de contrapressão ou de condensação. No caso das turbinas de contrapressão, o vapor de exaustão apresenta pressão maior do que a pressão atmosférica, sendo utilizado no processo. Nas turbinas de condensação, por sua vez, o vapor é expandindo até pressões inferiores a pressão atmosférica. Torna-se possível, desta forma, gerar mais energia elétrica por unidade de combustível, podendo ser realizada extração de vapor para atender a demanda do processo.

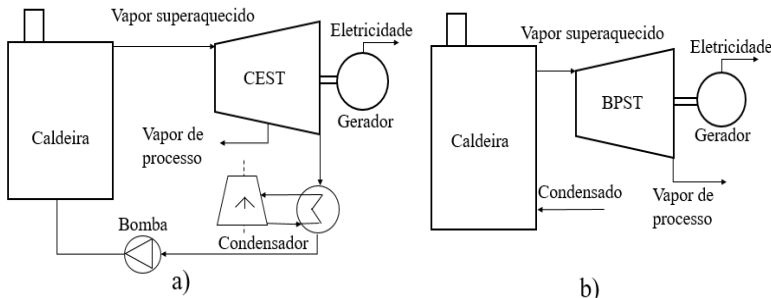
Nos geradores de vapor convencionais os parâmetros de pressão e temperatura do vapor superaquecido podem superar 100 bar e 540 °C. A eficiência do ciclo é de 20 a 35 %, mas pode chegar a 80 % com a cogeração. A geração de potência é, geralmente, de 50 kW até 250 MW (PETRECCA, 2014; ISA; TAN; YATIM, 2018).

Em sistemas de cogeração as propriedades termodinâmicas dependem das necessidades da indústria analisada. Os combustíveis utilizados em plantas que utilizam o ciclo a vapor podem ser mais baratos, destacando-se o bagaço de cana, resíduos agrícolas, entre outros. A Figura 6 ilustra o ciclo a vapor com turbina de condensação e extração (a) e turbina de contrapressão (b).

As turbinas de condensação e extração apresentam maior flexibilidade no que concerne a sua aplicação em plantas de cogeração. A possibilidade de extrair o vapor necessário para o processo permite que a planta opere independentemente da demanda de vapor do processo de

produção. Algumas indústrias não operam nos finais de semana, o que compromete a operação de plantas de cogeração com turbinas de contrapressão.

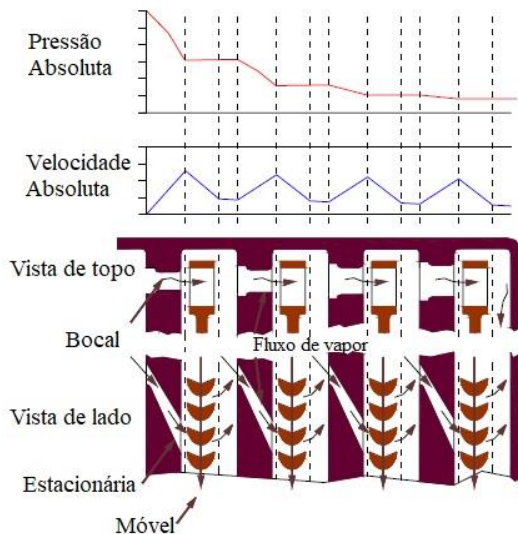
Figura 6 - Ciclo a vapor com cogeração, a) turbina de condensação e extração, b) turbina de contrapressão.



Fonte: Adaptado de Isa, Tan e Yatim (2018).

As turbinas são classificadas com base no princípio de funcionamento como de ação e reação. O estágio do tipo ação consiste de um bocal fixo e palhetas móveis, conforme ilustra a Figura 7.

Figura 7 - Esquema da expansão do vapor nos estágios do tipo ação.

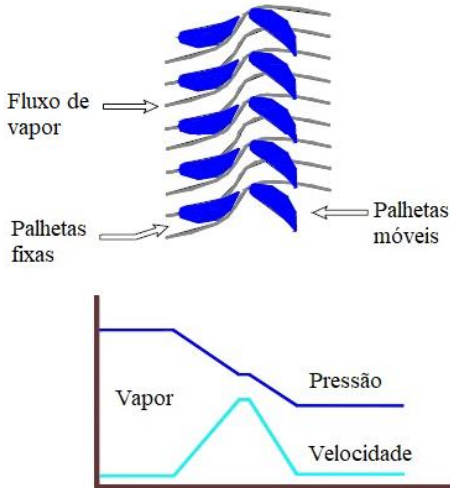


Fonte: Moraes (2007).

O funcionamento ocorre devido à queda da entalpia do vapor no bocal e aumento da velocidade devido a conversão da entalpia do vapor em energia cinética. O vapor incide sobre as palhetas móveis em alta velocidade, convertendo energia cinética em energia mecânica (trabalho). O rotor, nas turbinas de ação, se movimenta devido à colisão do vapor com as palhetas móveis, as quais tem formato simétrico, ou seja, as áreas de entrada e saída do canal entre as palhetas são iguais. Em contrapartida, nas turbinas de reação as palhetas possuem formato assimétrico, essa característica induz o aumento da velocidade e queda de pressão.

Nas turbinas do tipo reação o vapor é expandido nas palhetas fixas com um aumento da velocidade e diminuição da pressão, conforme ilustra a Figura 8. O vapor entra nas palhetas móveis com grande energia cinética sendo convertida em energia mecânica pela rotação das palhetas. As turbinas de reação possuem eficiência isentrópica maior do que as turbinas de ação, deve-se isso as características construtivas da turbina e também a forma como o vapor atua no rotor.

Figura 8 - Esquema da expansão do vapor por estágio do tipo reação.



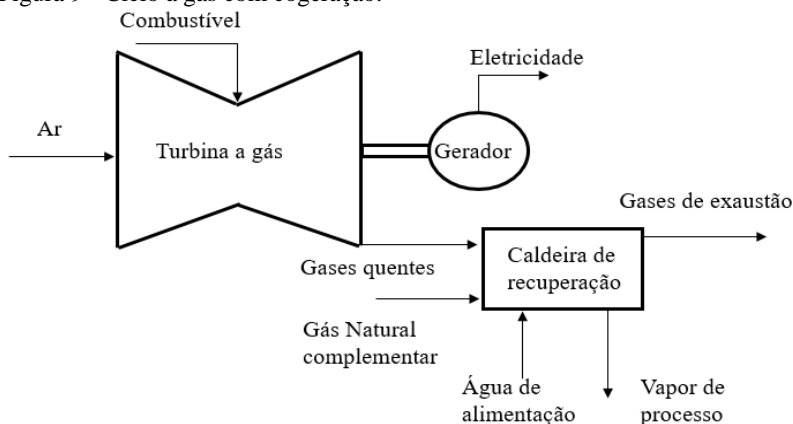
Fonte: Moraes (2007).

3.2.2 Ciclo a gás (Brayton)

O ciclo a gás é geralmente constituído por uma turbina a gás, câmara de combustão e compressor. Os gases na saída da turbina contêm grande quantidade de energia, com temperaturas entre 450 e 600 °C e

podem ser utilizados para produzir vapor em uma caldeira de recuperação, conforme ilustra a Figura 9 (TILLMAN; JAMISON, 1982; ODDONE, 2001).

Figura 9 - Ciclo a gás com cogeração.



Fonte: Adaptado de Oddone (2001).

A capacidade instalada pode variar desde 500 kW até 250 MW, com eficiência térmica de 30 a 40 %, dependendo da tecnologia utilizada. Se adotado a cogeração por meio do aproveitamento do calor residual dos gases de exaustão a eficiência térmica pode alcançar valores próximos a 80 %. Os combustíveis mais utilizados são: gás natural, derivados do petróleo, gases residuais de processo e gás de síntese provenientes da gaseificação do carvão ou da biomassa. (LIU; SHI; FANG, 2014; ISA; TAN; YATIM, 2018).

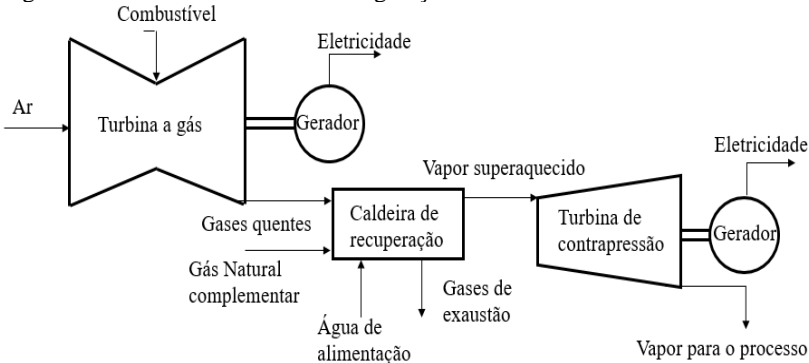
Os setores que mais investem nesta alternativa é o de alimentos e bebidas, papel e celulose e petroquímico. As principais vantagens são: manutenção simples, elevada confiabilidade, unidades compactas e grande disponibilidade de energia térmica com os gases de exaustão (FRANÇA; CASEIRO, 2008).

3.2.3 Ciclo combinado

O ciclo combinado aqui descrito é caracterizado pela combinação do ciclo a vapor e do ciclo a gás. Os gases gerados na turbina a gás são utilizados em uma caldeira de recuperação para gerar vapor e posteriormente ser expandido em uma turbina a vapor, conforme ilustra a

Figura 10. A energia elétrica é gerada tanto na turbina a gás quanto na turbina a vapor. A eficiência térmica desses ciclos pode ser da ordem de 60 % em grandes termelétricas, podendo chegar a 85 % quando aplicada a cogeração (ODDONE, 2001; BARJA, 2006).

Figura 10 - Ciclo combinado com cogeração.



Fonte: Adaptado de Petrecca (2014).

Neste ciclo a geração de energia elétrica por quantidade de combustível é maior quando comparado com ciclo a vapor ou a gás operando separadamente. A grande vantagem do ciclo combinado é a geração variável de energia elétrica e térmica, podendo satisfazer mercados específicos. Esse ciclo é utilizado para configurações acima de 20 MW de produção de energia elétrica. No Brasil a termelétrica TermoRio possui capacidade instalada de 1.040 MW (BARJA, 2006; PETRECCA, 2014).

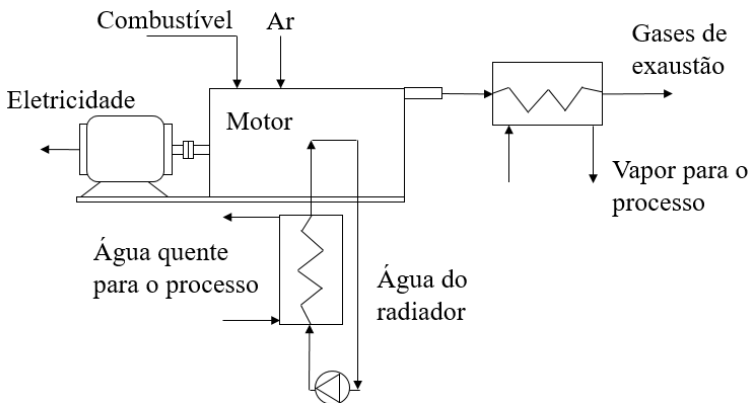
3.2.4 Ciclos Otto e Diesel

Os ciclos Otto e Diesel utilizam motores alternativos de combustão interna para produzir trabalho e energia elétrica. A energia térmica residual dos gases de exaustão pode ser utilizada para produzir vapor saturado e água quente em trocadores de calor (TILLMAN; JAMISON, 1982; ODDONE, 2001).

A geração de potência nesse ciclo pode variar de 10 kW a mais de 5 MW. A eficiência térmica é de aproximadamente 35 % para os motores ciclo Otto e de 45 % para o ciclo Diesel, sendo que valores de até 80 % podem ser alcançados quando empregada a cogeração. As principais vantagens são: arranque rápido, elevada eficiência mecânica, custos de

investimentos relativamente baixos, bom rendimento em regimes de cargas variáveis, entre outros (BARJA, 2006; LIU; SHI; FANG, 2014; ISA; TAN; YATIM, 2018). A Figura 11 ilustra o ciclo de um motor de combustão interna com cogeração.

Figura 11 - Motor de combustão interna com cogeração.



Fonte: Adaptado de Oddone (2001).

A utilização dos motores de combustão interna em cogeração ocorre quando a prioridade é a produção de energia elétrica, devido a menor vazão de gases de exaustão que possuem temperaturas em torno de 400 °C. O principal combustível utilizado no ciclo Otto é o gás natural, enquanto que o ciclo Diesel utiliza combustíveis líquidos, como o óleo combustível e o óleo Diesel.

3.3 ANÁLISE DAS UNIDADES DE PROCESSO

Para a caracterização energética dos processos industriais torna-se necessário mapear as vazões mássicas de vapor e água quente, a demanda e o consumo de eletricidade, as faixas de temperatura empregadas no processo e a relação entre o consumo de energia eletromecânica e energia térmica (razão potência/calor). Com estes parâmetros é possível trabalhar no dimensionamento de uma planta de cogeração a ser integrada no processo analisado (BALESTIERI, 2002).

Para a análise do consumo de energia térmica as temperaturas e vazões são as grandezas mais importantes. Na Tabela 10 são apresentadas as faixas usuais de temperatura para diversos processos industriais.

Tabela 10 - Faixa de utilização de temperaturas em processos.

Temperatura (°C)	Processos
$T < 80$	Aquecimento de residências e escritórios
$80 < T < 200$	Aquecimento, secagem, cocção em indústrias alimentares, sanitárias e têxteis
$200 < T < 600$	Reatores químicos, evaporação da água e desidratação de produtos
$600 < T < 900$	Reatores petroquímicos
$900 < T < 1200$	Descarbonação e preaquecimento de materiais, fornos e evapocraqueamento
$1200 < T < 1700$	Cocção de produtos argilosos (refratários)
$T > 1700$	Tratamentos metalúrgicos, fusão de materiais

Fonte: Adaptado de Balestieri (2002).

Os complexos industriais possuem grande diversidade de processos e a vazão de vapor é variável ao longo do dia. É comum a autoprodução de vapor em caldeiras de baixa pressão. Estes equipamentos normalmente operam com pressões de até 10 bar absoluto e buscam atender o consumo instantâneo de vapor saturado. Para a análise do consumo de vapor ao longo do tempo é importante verificar os picos e um valor médio que represente as necessidades do processo. A planta de cogeração e, eventualmente, os sistemas auxiliares devem ser projetados para suprir o consumo máximo de vapor saturado.

As curvas de demanda são obtidas mediante um levantamento temporal do consumo de energia térmica, na forma de vapor e água quente, bem como do consumo de energia elétrica. A definição de tais curvas é requisito básico para o dimensionamento da planta de cogeração.

O sistema a ser dimensionado deve ser capaz de atender a demanda máxima de calor e/ou eletricidade. Caso o sistema não atenda toda a demanda é necessário comprar energia de fornecedores ou optar pela geração auxiliar na própria empresa. É importante destacar que a escolha do ciclo térmico que atenda as respectivas demandas deve ser baseada em uma análise técnica e econômica.

As indústrias de alimentos e bebidas, sucroalcooleiras, papel e celulose, entre outras, necessitam de vapor em seus processos para atividades de secagem, cozimento, aquecimento, higienização e de energia elétrica para acionamento de motores, compressores, bombas, correias transportadoras e outras aplicações. Os processos industriais se distinguem pela quantidade de energia térmica e elétrica que consomem.

Neste contexto, a razão potência/calor do processo (λ_p), representada pela Equação (3.1), relaciona a demanda de energia elétrica

e térmica consumida, sendo um parâmetro importante para caracterização do processo,

$$\lambda_p = E_p / S_p \quad (3.1)$$

onde E_p é a potência elétrica do processo e S_p a térmica, em MW.

A razão potência/calor também se aplica na análise do ciclo térmico, conforme Equação (3.2),

$$\lambda_c = E_c / S_c \quad (3.2)$$

onde E_c é a potência elétrica do ciclo e S_c a térmica, em MW.

Na Tabela 11 são indicadas as faixas típicas para razão potência/calor dos principais ciclos térmicos.

Tabela 11 - Razão potência/calor gerado em ciclos térmicos.

Ciclo a Vapor	Gás	Combinado	Diesel
0,10 a 0,30 - contrapressão	0,30 a 0,80	0,60 a 1,50	0,80 a 2,40
0,40 a 1,50 - condensação			

Fonte: Balestieri (2002).

Quando a razão potência/calor é maior que a unidade (>1), significa que o ciclo possui maior capacidade de geração de energia eletromecânica, enquanto que se o valor for menor que a unidade (<1) o ciclo possui maior capacidade de geração de energia térmica. Desta forma a razão potência/calor é um parâmetro importante quando se deseja acoplar a unidade de processo com a planta de cogeração. Nos processos que necessitam maiores quantidades de energia térmica o ciclo a vapor com turbina de contrapressão e o ciclo a gás surgem como alternativas com maior potencial de aplicação. Em contrapartida, para os processos que demandam maiores quantidades de energia eletromecânica, o ciclo Diesel e o ciclo a vapor com turbina de condensação são mais apropriados. É importante destacar que a disponibilidade de combustível e questões econômicas também são fatores importantes no planejamento de uma planta de cogeração.

3.4 ANÁLISE DE PRÉ-VIABILIDADE ECONÔMICA

A análise técnica permite a proposição de várias configurações que atendam as demandas de energia da planta industrial, porém é a

análise econômica que define qual apresenta melhores condições de rentabilidade e de retorno do investimento realizado.

3.4.1 Indicadores econômicos

As centrais de cogeração geralmente necessitam de grandes investimentos, por isso a importância de realizar a análise econômica. Alguns critérios de atratividade econômica são utilizados neste trabalho, como o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o tempo de retorno do investimento (*payback* descontado).

O VPL é um conceito importante para avaliar a viabilidade de um investimento. Seu cálculo consiste na soma de todos os fluxos de caixa de um projeto, levando em consideração o investimento inicial e os fluxos de caixa (receitas menos as despesas), usando uma taxa de desconto para representar a variação do valor do dinheiro ao longo do tempo, conforme Equação (3.3). Para um projeto se tornar financeiramente viável o VPL deve ser maior que zero durante seu tempo de vida útil, ou seja, quanto maior for o VPL mais lucrativo será o projeto (SHORT; PACKEY; HOLT, 1995).

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i_n)^t} = -FC_0 + \frac{FC_1}{(1+i_n)^1} + \frac{FC_2}{(1+i_n)^2} + \dots + \frac{FC_t}{(1+i_n)^t} \quad (3.3)$$

onde FC_0 [R\$] é o investimento inicial ou CAPEX, FC_t [R\$] é o t -ésimo fluxo de caixa, t [ano] é o período no tempo analisado e i_n [%] é a taxa de desconto nominal.

Neste contexto, a taxa de desconto nominal (i_n) é considerada igual a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) sendo um parâmetro de decisão que representa o mínimo que o investidor se propõe a ganhar quando faz um investimento.

A TIR é a taxa de juros para qual o VPL dos fluxos de caixa é zero, ou seja, é a taxa que iguala o valor presente das receitas com as despesas do empreendimento, sendo calculada pela Equação (3.4). Quanto maior o valor da TIR em relação a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) maior será a rentabilidade do projeto.

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} \quad (3.4)$$

O *payback* descontado é definido como o número de anos necessários para recuperar o investimento do projeto, considerando o valor do dinheiro no tempo. É recomendado quando o investimento apresenta algum risco, já que permite uma avaliação da duração na qual o capital do investidor está em risco. Além disso, o *payback* descontado é obtido quando o fluxo de caixa descontado acumulado se torna positivo.

3.4.2 Indicadores termoeconômicos

A viabilidade econômica de plantas de cogeração também pode ser definida por indicadores termoeconômicos. O *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) representa o custo nivelado da eletricidade produzida por determinada planta, avaliando a competitividade econômica do sistema. É usual comparar o LCOE de diferentes tecnologias para identificar a que possui maior atratividade econômica. Além disso, o LCOE pode ser utilizado para avaliar se o preço da geração de uma planta de cogeração possui vantagens em relação a energia comprada da concessionária (SHORT; PACKKEY; HOLT, 1995). Neste contexto o LCOE das configurações propostas é comparado com o valor da energia comprada da concessionária local.

O LCOE [R\$/MWh] permite calcular o custo médio da eletricidade ao longo do tempo de vida da planta de cogeração, conforme Equação (3.5),

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n (CAPEX_t + OPEX_t + C_t - HC_t)(1 + i_n)^{-t}}{\sum_{t=1}^n (EL_t)(1 + i_n)^{-t}} \quad (3.5)$$

onde $CAPEX_t$, $OPEX_t$, C_t [R\$] são o custo de investimento, operação e manutenção e combustível, HC_t [R\$] é o custo evitado pelo vapor gerado (*heat credit*), EL_t [MWh] é a eletricidade produzida, i_n [%] é a taxa de desconto nominal e t [anos] o tempo de vida da planta.

Segundo a IEA (2015) o cálculo do LCOE para plantas de cogeração leva em conta os custos atribuídos a geração de eletricidade e calor. Por isso o termo *heat credit* (HC) é subtraído dos custos de investimento, operação e manutenção e combustível. Além disso, é considerado que o vapor oriundo da planta de cogeração é produzido com eficiência e custo igual ao gerado por caldeira independente. O valor utilizado para o HC está apresentado no Tabela 25 do item 6.2.2, sendo equivalente ao custo anual de geração de vapor na caldeira do sistema base.

Neste trabalho apresenta-se o *Levelized Cost of Heat* (LCOH) como uma analogia ao LCOE, com o objetivo de avaliar o custo da produção de energia térmica do sistema base (NIAN *et al.*, 2016). Para a planta de cogeração proposta o calor de processo é um coproduto do sistema, sendo seu custo de geração associado ao LCOH do sistema base, calculado conforme Equação (3.6),

$$LCOH = \frac{\sum_{t=0}^n (CAPEX_t + OPEX_t + C_t)(1 + i_n)^{-t}}{\sum_{t=1}^n (H_t)(1 + i_n)^{-t}} \quad (3.6)$$

onde H_t [MWh] é a energia térmica produzida.

É importante destacar que os custos de investimento, operação e manutenção e de cavaco de lenha são diferentes para o cálculo do LCOE e LCOH. O cálculo do LCOE considera os custos atribuídos a planta de cogeração. Em contrapartida, o LCOH leva em consideração os custos atribuídos a caldeira utilizada no sistema base.

4 SISTEMA BASE

4.1 DESCRIÇÃO DA INDÚSTRIA ESTUDADA

O presente estudo foi desenvolvido com base em dados reais de processo de uma Cooperativa Agroindustrial localizada no oeste do estado do Paraná, região que possui grande atividade econômica do setor agroindustrial. A indústria frigorífica em questão ocupa o 4º lugar no *ranking* de exportação de carne de frango, segundo dados da ABPA (2016).

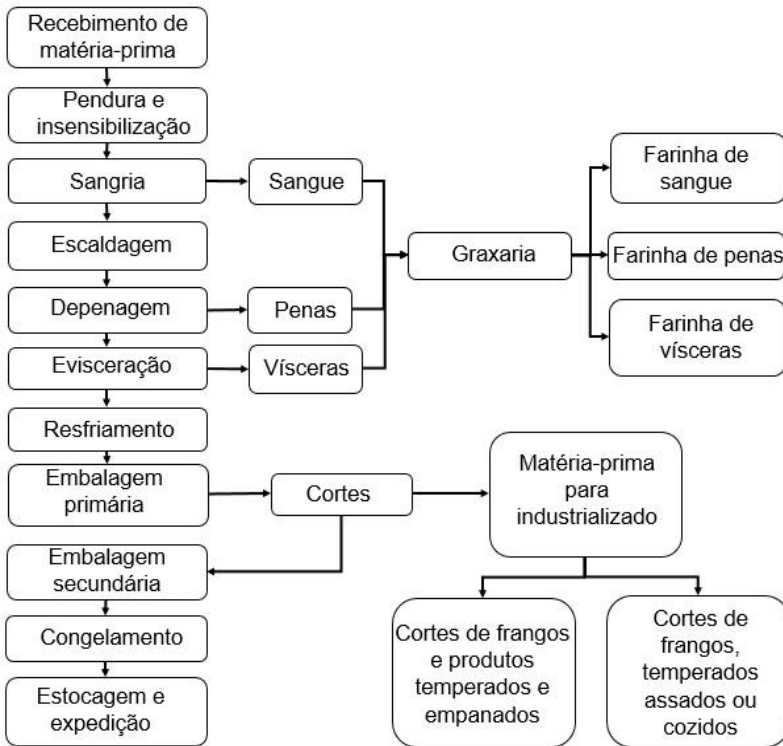
O complexo industrial é composto por um abatedouro de aves (frangos), um abatedouro de peixes, uma fábrica de produtos industrializados e uma fábrica de ração animal. Este trabalho enfoca o abatedouro de aves, que consome aproximadamente 65 % da energia elétrica e térmica do complexo.

O processo de produção de carne de frango ocorre da seguinte forma: as aves são recebidas no abatedouro e ficam em galpões de espera, sob chuveiros de água a temperatura ambiente e ventilação adequada. Posteriormente, são enviadas para o processo, onde são penduradas em transportadores aéreos (nórias) e são insensibilizadas para o abate. O processo de sangria é realizado e as aves são enviadas para a escaldagem (banho quente), com temperatura de 60 °C, para serem depenadas e limpas. Na sequência ocorre a evisceração, onde os miúdos (coração, fígado, moela, pescoço e condicionais) são separados e o restante descartado para produção de farinha. Então, as carcaças são resfriadas em tanques de resfriamento até saírem com temperaturas inferiores a 7 °C. Posteriormente, ocorre o corte das peças (asas, coxas, peito, entre outros), a embalagem e o congelamento nos túneis de congelamento e giro *freezer* e então o produto é estocado em baixas temperaturas para depois ser enviado aos clientes.

Além da carne de frango em cortes, a empresa fabrica produtos industrializados, como empanados, frangos temperados, assados e cozidos. O processo de produção é descrito na Figura 12.

As operações de abate geram subprodutos e resíduos que posteriormente devem ser processados, são estes: sangue, penas, gorduras, vísceras, animais e partes condenadas pela inspeção sanitária. Atualmente a empresa realiza o tratamento destes resíduos e os transformam em farinha. A fábrica de ração utiliza a farinha para produção de rações animais, garantindo o reaproveitamento dos resíduos gerados no abatedouro.

Figura 12 - Processo de produção de carne de frango.

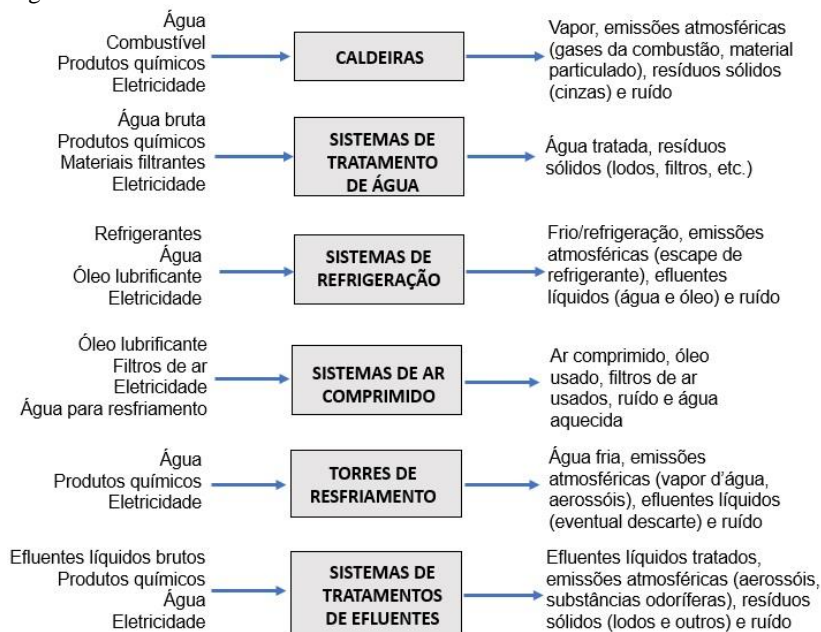


Fonte: Adaptado de Fagnani (2017).

O processo de produção de carne de frango demanda grande quantidade de vapor, água quente, água gelada, eletricidade, refrigeração, entre outras. Portanto, sistemas auxiliares são utilizados para suprir os insumos necessários para o processo de produção. A Figura 13 mostra o esquema dos principais processos de apoio, os elementos de entrada, produtos e resíduos gerados.

O regime de produção é de segunda a sexta, e eventualmente aos sábados, divididos em três turnos, primeiro (00:00 às 05:00 h), segundo (05:00 às 14:00 h) e terceiro (14:00 às 00:00 h). A produção acontece durante o primeiro e segundo turno, sendo o terceiro destinado à higienização dos equipamentos. As demandas de energia elétrica e térmica diminuem consideravelmente nos finais de semana e feriados, períodos em que não há produção.

Figura 13 - Sistemas auxiliares utilizados no abatedouro.



Fonte: Adaptado de Fagnani (2017).

A energia elétrica e térmica são as principais utilidades para o processo industrial. A seguir, estão detalhados os dados coletados na empresa, referentes ao consumo e demanda de energia elétrica e consumo de energia térmica no ano de 2017.

4.2 CONSUMO E DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA

No abatedouro, os principais consumidores de energia elétrica são: compressores do sistema de refrigeração, motores elétricos, equipamentos em geral e iluminação. A sala de máquinas, onde estão os compressores, consome grande parte da energia elétrica, cerca de 75 % do consumo total.

Neste contexto, o consumo é tratado como a energia consumida em um período de tempo, em MWh, enquanto que a demanda é a potência instantânea demandada pelo processo, em MW.

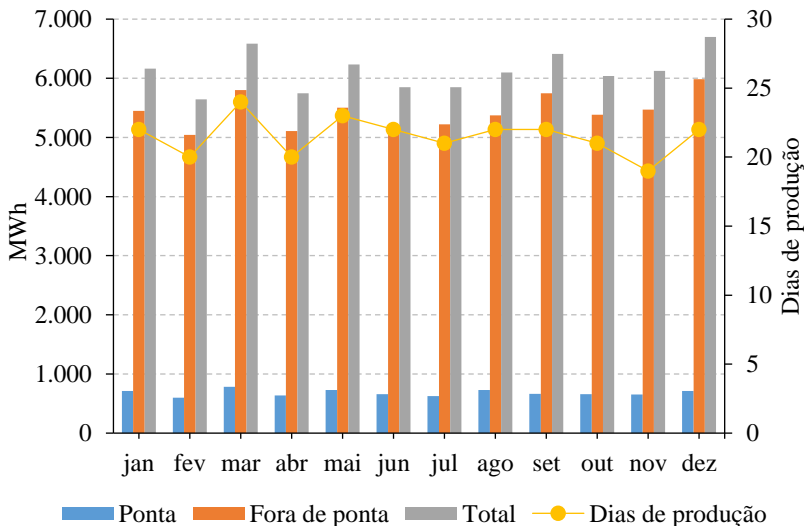
Atualmente a empresa compra parte da energia elétrica de uma concessionária local e o restante do Mercado Livre, sendo o fornecimento feito pela Companhia Paranaense de Energia (COPEL). A partir do ano

de 2017 a empresa entrou no mercado livre de energia, diminuindo significativamente o valor pago pelo MWh.

A Figura 14 apresenta o consumo de energia elétrica de janeiro a dezembro de 2017. Os dados foram coletados das faturas de energia da COPEL e do sistema de gerenciamento de cargas da empresa. O horário de ponta é considerado das 18 às 21 h, onde o preço da tarifa é maior do que no horário fora de ponta.

O consumo total de energia elétrica no abatedouro de aves tem uma variação considerável ao longo do ano. O menor consumo foi de 5.643 MWh, em fevereiro e o maior em dezembro de 6.699 MWh. Essa diferença se deve, principalmente, a quantidade de dias de produção em cada mês, sendo o menor valor em novembro, com 19 dias e o maior no mês de março, com 24 dias de produção. Outro fator, porém, menos importante é o clima, sendo que no verão o consumo tende a ser maior. O consumo no horário de ponta é em média 10 % do consumo total de energia elétrica.

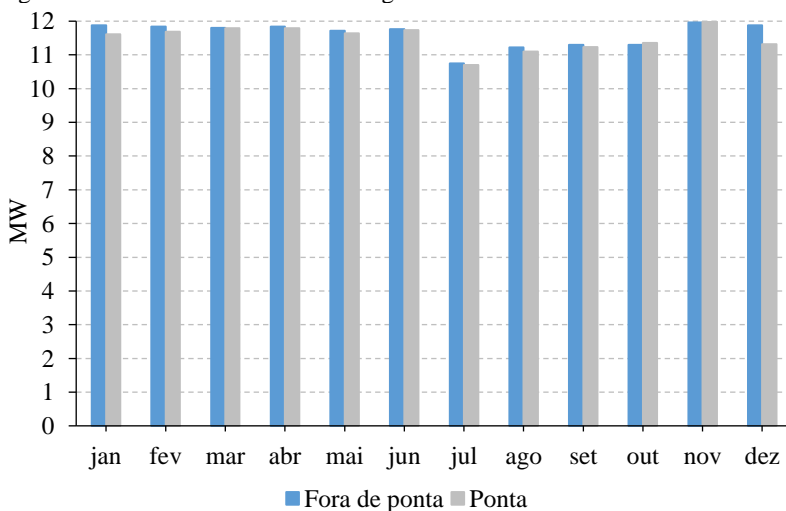
Figura 14 - Consumo de energia elétrica.



Os dados da demanda de energia elétrica do abatedouro foram coletados do sistema de gerenciamento de carga. É apresentado na Figura 15 a demanda máxima na ponta e fora de ponta para cada mês. Como pode ser observado a demanda máxima de energia elétrica variou entre 10,75 a 11,96 MW no horário fora de ponta e de 10,70 a 11,99 MW

no horário de ponta. Um dado interessante é que a demanda na ponta e fora de ponta são praticamente iguais nos meses analisados, o que apresenta uma desvantagem pois o valor pago pelo MWh no horário de ponta é maior. Neste caso é interessante fazer o gerenciamento das demandas com o objetivo de diminuir a demanda na ponta e consequentemente o custo com eletricidade.

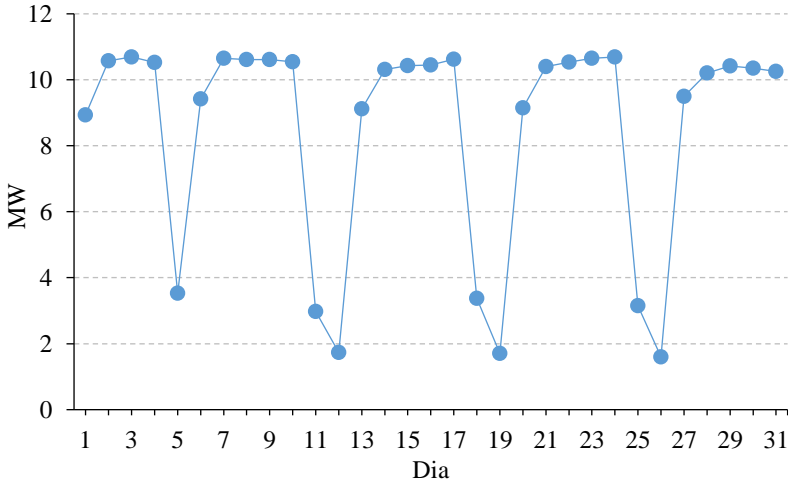
Figura 15 - Demanda máxima de energia elétrica.



A demanda de energia elétrica está diretamente relacionada com a produção. Portanto, nos finais de semana em que não há produção a demanda é menor. Na Figura 16 é apresentada a demanda de energia elétrica para o mês de março de 2017, considerando um valor médio para cada dia. Este mês teve 24 dias de produção, incluindo um sábado. Ao analisar a curva de demanda nota-se um comportamento bem definido. Durante a semana a demanda média fica em torno de 10,5 MW e nos finais de semana se reduz a valores que oscilam entre 1,60 e 3,53 MW.

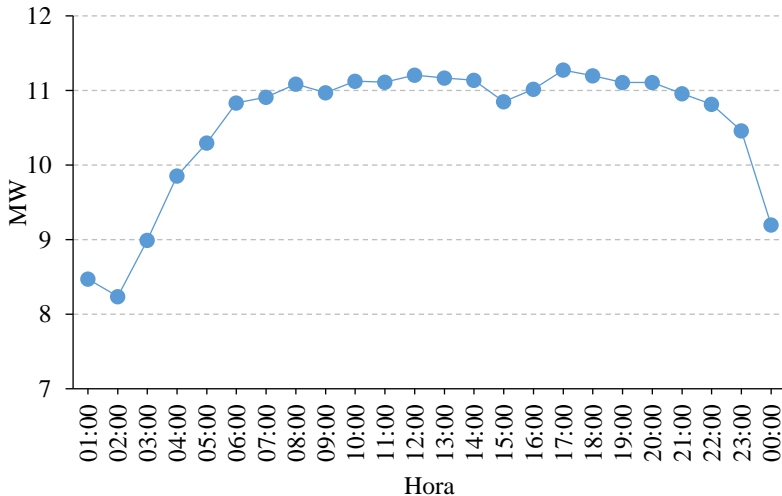
É interessante analisar o comportamento da demanda durante um dia de produção. O sistema de gerenciamento de cargas armazena os valores de demanda instantânea a cada 15 minutos. Durante o dia de produção a demanda de energia elétrica oscila de acordo com a quantidade abatida de aves, com leve queda no final do segundo turno e durante o terceiro turno, período utilizado para higienização dos equipamentos.

Figura 16 - Demanda média diária de energia elétrica.



Na Figura 17 é apresentada a curva de demanda de energia elétrica durante um dia de produção. Para cada hora tem-se um valor médio para a demanda de energia elétrica, que apresenta um comportamento mais uniforme das 05:00 às 22:00 h. A demanda média na ponta, considerando todas as medições, foi de 11 MW e fora de ponta de 10,47 MW.

Figura 17 - Demanda de energia elétrica durante um dia de produção.



Neste trabalho, optou-se por realizar o dimensionamento da planta de cogeração considerando a demanda máxima de energia elétrica para o ano de 2017, que foi de 12 MW.

4.3 CONSUMO DE ENERGIA TÉRMICA

O consumo de energia térmica se dá na forma de vapor, água quente e água gelada. No presente estudo será tratado o consumo de vapor e água quente e seu suprimento pelo sistema de cogeração.

4.3.1 Vapor saturado

A planta industrial possui um sistema de geração de vapor composto por uma caldeira que atende o consumo dos seguintes equipamentos: tanques de escaldagem, máquinas higienizadoras de gaiolas, máquinas higienizadoras de caixas brancas, depenadoras de patas, trocador de calor para aquecimento de água, além de outros setores do abatedouro, como refeitórios, lavanderias e sistema de tratamento de efluentes. Alguns equipamentos utilizam injeção de vapor e por isso o retorno de condensado fica em torno de 50 % da vazão de vapor do processo. Os principais equipamentos que consomem vapor e as respectivas vazões estão listados na Tabela 12.

Tabela 12 - Principais pontos de consumo de vapor.

Equipamento	Quantidade	Vazão (kg/h)
Tanque de escaldagem	6	500
Depenadeira de patas	3	300
Máquina de lavar gaiola	3	1500
Máquina de lavar caixas brancas	2	600
Refeitório central	1	500
Trocador de calor	1	3500
Secador de lodo	1	2000
Lavanderia	1	400

Fonte: Departamento de manutenção.

O consumo máximo de vapor no processo acontece quando todos os equipamentos operam simultaneamente e pode chegar a 16 t/h. A planta de cogeração é dimensionada para suprir a máxima vazão de vapor do processo, isso é possível quando se utiliza uma extração de vapor na turbina de condensação.

No sistema base, a caldeira utilizada para geração de vapor é do tipo flamatubular, da empresa ICAVI. Os principais dados do

equipamento são apresentados na Tabela 13. É importante destacar que a caldeira em questão fornece vapor para todo complexo industrial, sendo a maior parte consumida pelo abatedouro de frangos.

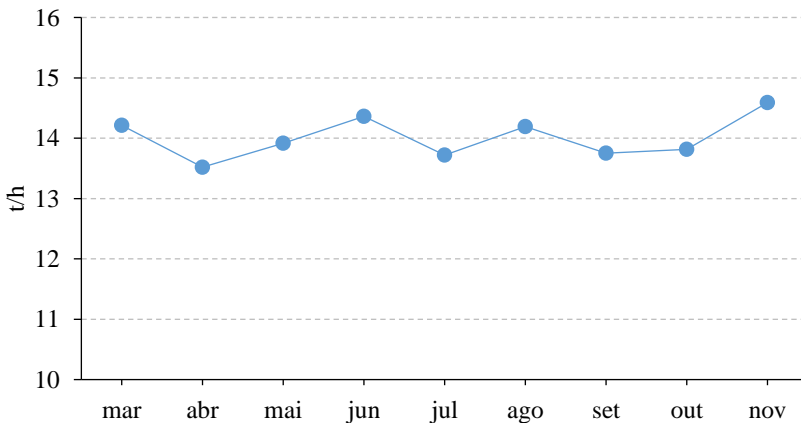
Tabela 13 - Informações técnicas da caldeira do sistema base.

Caldeira flamotubular	
Tipo de fluido	Vapor saturado
Pressão de operação	15 bar absoluto
Produção de vapor máxima	40 t/h
Temperatura máxima de projeto	197,4 °C
Combustível	Cavaco de madeira (50 % de umidade)

Fonte: Departamento de manutenção.

Atualmente a caldeira opera em carga parcial e pressão de 10 bar absoluto. Os dados de consumo de vapor de março a novembro de 2017 foram obtidos do banco de dados do equipamento e do supervisório da sala de controle da caldeira. O sistema de controle faz medições da vazão instantânea em determinados períodos. Como a caldeira fornece vapor saturado para todo o complexo, os dados foram tratados e considerado apenas a quantidade consumida pelo abatedouro. A Figura 18 mostra o perfil de consumo médio de vapor considerando os dias de produção, para os meses de março a novembro de 2017.

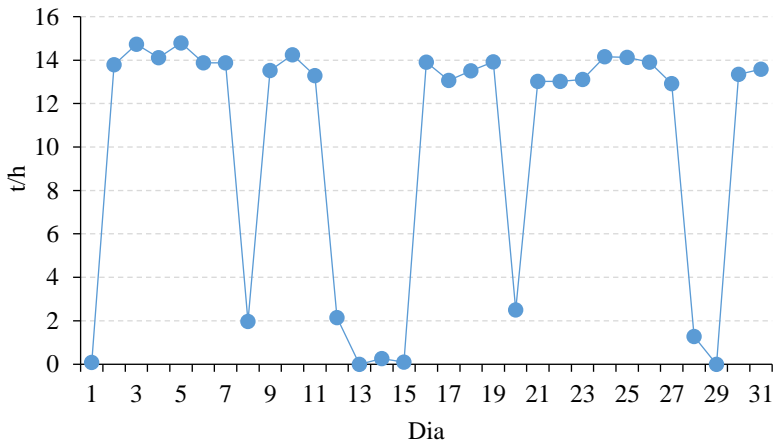
Figura 18 - Consumo médio de vapor de processo.



Na Figura 19 é apresentado o perfil de consumo médio diário de vapor saturado para o mês de outubro. Como pode ser observado, assim

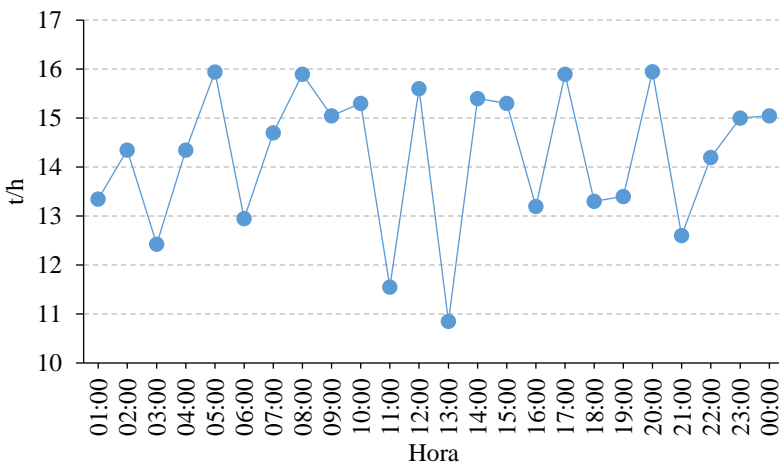
como no caso da energia elétrica, o consumo de vapor está diretamente relacionado com a produção. Desta forma, nos finais de semana e feriados quando não há produção a caldeira é desligada.

Figura 19 - Consumo médio diário de vapor de processo.



Durante o dia de produção a curva de consumo de vapor varia de acordo com a quantidade de aves abatidas. A Figura 20 mostra a curva de consumo de vapor durante um dia de produção. Como pode ser observado o consumo oscilou de 10,9 a 16 t/h.

Figura 20 - Consumo horário de vapor de processo.

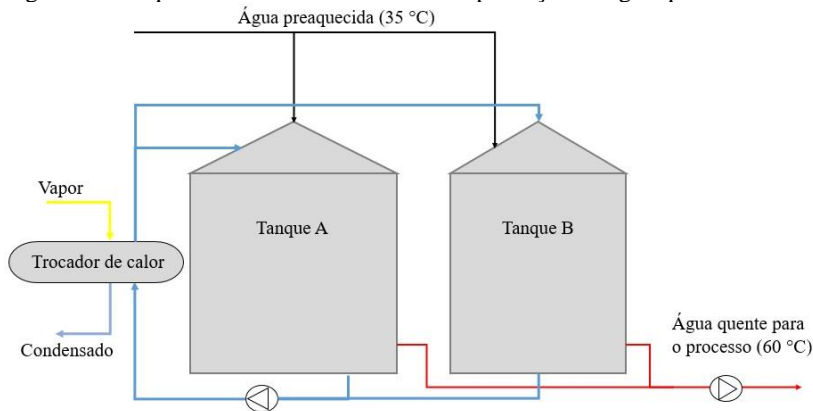


A planta de cogeração é dimensionada considerando a vazão máxima de vapor de processo de 16 t/h. Além disso, leva-se em consideração que não há consumo de vapor nos finais de semana.

4.3.2 Água quente

A água consumida no abatedouro é proveniente de dois tanques, com capacidade de armazenar 43.000 e 22.000 litros, conforme ilustra a Figura 21. A água quente chega aos tanques com temperatura de 35 °C, devido ao pré-aquecimento em trocadores de calor de um sistema de reaproveitamento da energia contida na amônia, refrigerante utilizado no sistema de refrigeração. Um trocador de calor casco e tubo, modelo TST-100, da empresa APEMA, utiliza vapor saturado para manter a temperatura da água no tanque a 60 °C, consumindo aproximadamente 3,5 t/h de vapor na condição nominal de produção de água quente.

Figura 21 - Esquema ilustrativo do sistema de produção de água quente.

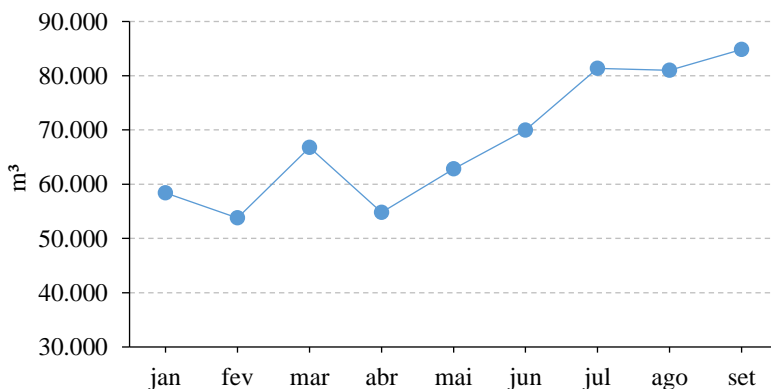


Os principais consumidores de água quente no processo são:

- Tanques de escaldagem;
- Chuveiros de lavagem das carcaças;
- Higienização dos equipamentos no terceiro turno,
- Limpeza de caixas e lavagem de caminhões;
- Cozinha, lavanderia e banheiros.

A Figura 22 mostra o consumo mensal de água quente do abatedouro (m³) para o período de janeiro a setembro de 2017.

Figura 22 - Consumo mensal de água quente.

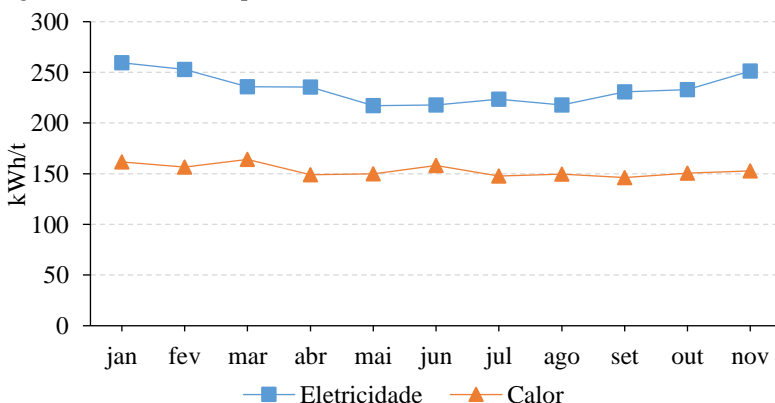


4.4 INDICADORES DO PROCESSO DE PRODUÇÃO

O consumo específico de eletricidade e calor é um parâmetro que relaciona a quantidade de energia consumida e a produção final. Conforme apresentado no item 2.2 estes indicadores são utilizados para diagnosticar a eficiência dos processos. Quanto menor for o consumo específico, geralmente dado em (kWh/t), mais eficiente é a produção.

A produção mensal de produto acabado da empresa estudada supera 26.000 t de carne de frango e, conseqüentemente, o consumo de eletricidade e calor é alto e oneroso. A Figura 23 ilustra o consumo específico de eletricidade e calor para o ano de 2017.

Figura 23 - Consumo específico de eletricidade e calor.



Para o cálculo do consumo específico de calor considera-se a vazão média de vapor para cada mês de 2017 (Figura 18) e o calor latente do vapor a 10 bar absoluto. Para janeiro e fevereiro considera-se uma vazão média de 13 t/h, pois, o consumo era suprido por outra caldeira.

Utilizando um valor médio anual para o consumo específico de eletricidade e calor da empresa estudada tem-se 234,09 kWh/t e 151,99 kWh/t, respectivamente. Na Tabela 14 estão apresentados os valores do consumo específico de energia da empresa estudada e valores citados no item 2.2.

Tabela 14 - Consumo específico de energia de várias empresas.

País	Produto	Tipo de energia	kWh/t	Autor
Europa	Bovinos	Todas as fontes	796,11	Ramirez, Patel e Blok (2006)
	Suínos		1078,89	
	Frangos		1567,77	
Portugal	A	Todas as fontes	651,28	Feliciano <i>et al.</i> , (2014)
			767,58	
Brasil	Frangos	Elétrica	268,89	Rocha, Bajay e Gorla (2010)
		Térmica	495	
Brasil	Frangos	Elétrica	165,2	Zanin <i>et al.</i> , (2002)
Brasil	Frangos	Elétrica	146,3	Bueno (2008)
Brasil	Frangos	Elétrica	225	Frozza (2013)
Brasil	Frangos	Elétrica	234,09	Empresa estudada
		Térmica	151,99	

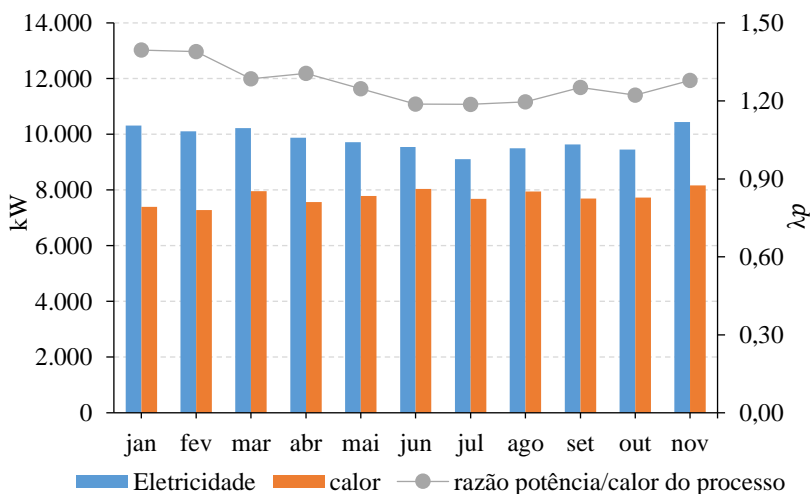
Analisando os indicadores de diferentes países nota-se uma grande diferença no consumo específico de energia. Geralmente a produção de frangos demanda uma quantidade maior de energia elétrica, pois todo o processo é automatizado, diferentemente da produção de bovinos, suínos, entre outros. Para esta análise o consumo específico em países europeus foi maior que no Brasil. De um modo geral, esse indicador depende das condições de operação do processo, níveis de pressão e propriedades termodinâmicas do vapor de processo e também do clima.

A empresa estudada apresentou consumo específico de eletricidade próximo ao indicado por Rocha, Bajay e Gorla (2010). Quando se compara com empresas brasileiras o consumo específico foi maior do que a empresa citada por Zanin *et al.*, (2002), Bueno (2008) e Frozza (2013). Vale lembrar que cada uma das empresas possui uma capacidade de produção e que este indicador depende do nível de automação das linhas de produção, eficiência dos equipamentos, etc. Em Bueno (2008), particularmente, foi contabilizado apenas o consumo de eletricidade dos equipamentos e não o consumo total da indústria, por isso

um valor baixo para o consumo específico. Muitas empresas operam abaixo da capacidade máxima de produção, esse fator aumenta o consumo específico, já que as câmaras frias são dimensionadas para a capacidade máxima e o consumo de energia varia pouco mesmo para baixa produção. A empresa estudada possui capacidade de abater 600.000 aves por dia, operando nessa condição é possível diminuir o consumo específico de eletricidade.

Outro indicador importante é a razão potência/calor (λ_p) do processo, apresentada no item 3.3. Este parâmetro relaciona a demanda de energia elétrica e térmica de um processo. A demanda elétrica é apresentada como o valor médio considerando os dias de produção de cada mês. A demanda térmica considera o consumo médio mensal de vapor e o calor latente a 10 bar absoluto. A Figura 24 mostra os dados da demanda elétrica e térmica e a razão potência/calor para cada mês.

Figura 24 - Demanda de energia elétrica e térmica e razão potência/calor.



A razão potência/calor média para 2017 foi de 1,27. Este valor indica que a demanda elétrica foi maior que a térmica. Vale lembrar que essa análise se baseia na quantidade e não na qualidade da energia.

Comparar a razão potência/calor do processo com a dos ciclos térmicos é importante quando se deseja acoplar o processo e uma planta de cogeração. Analisando a Tabela 11 do item 3.3 com base nas faixas da razão potência/calor nota-se que o ciclo a vapor com turbina de condensação possui a faixa de 0,40 a 1,50. Com isso pode-se dizer que

este ciclo é o mais apropriado para atender as demandas de eletricidade e calor de processo. Para a empresa estudada apenas o ciclo a vapor é tecnicamente possível devido a disponibilidade de biomassa, já os outros ciclos não são viáveis devido a indisponibilidade de gás natural e diesel em grande escala na região.

5 PLANTA DE COGERAÇÃO

A princípio foram consideradas duas possibilidades para o dimensionamento da planta de cogeração, sendo elas a operação em paridade térmica e paridade elétrica. Entretanto, tecnicamente a operação em paridade térmica não apresenta vantagens, visto que, o regime de produção da empresa não é constante, parando nos finais de semana. Esta condição inviabiliza a operação da planta de cogeração quando se utiliza uma turbina de contrapressão, pois não é usual interromper seu funcionamento em um curto período de tempo, devido principalmente a vulnerabilidade da turbina a vapor.

Outro fator de decisão é a razão potência/calor do processo, indicando que o ciclo a vapor com turbina de condensação e extração é a melhor opção. Portanto, a planta de cogeração a biomassa é equipada com uma turbina CEST e a análise é feita considerando a operação em paridade elétrica. Quatro configurações são analisadas (dois níveis de pressão e temperatura para a caldeira e dois tipos de turbina CEST), considerando que a planta opera com cogeração durante a semana e sem cogeração no final de semana.

5.1 MODELAGEM TERMODINÂMICA

A modelagem dos equipamentos foi feita considerando a Lei da Conservação da Massa e a Primeira Lei da Termodinâmica. As hipóteses consideradas foram operação em regime permanente, variação de energia cinética, e potencial e queda de pressão desprezíveis. A solução do sistema de equações para cada configuração foi feita utilizando o *Engineering Equation Solver®* (EES) como ferramenta computacional. A seguir estão descritos os equipamentos e as equações utilizadas no dimensionamento da planta de cogeração.

5.1.1 Caldeira

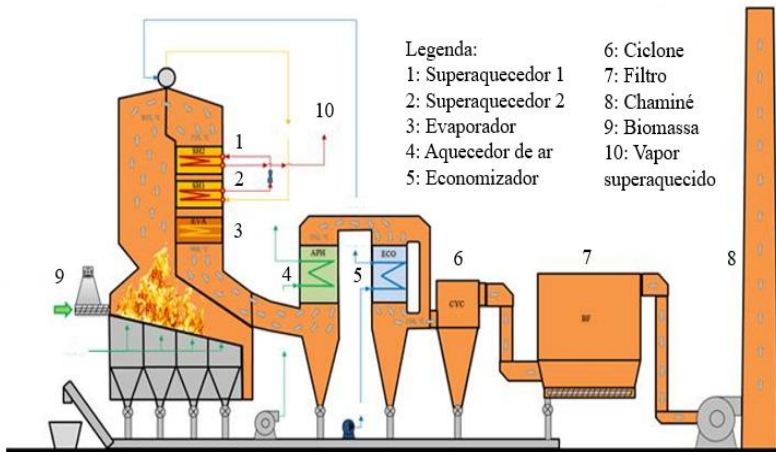
A caldeira é um equipamento que utiliza a energia química do combustível para promover a mudança de fase de água líquida para vapor. Os principais dados referentes a caldeira são: pressão, temperatura, vazão mássica de vapor superaquecido, consumo de combustível e eficiência térmica. De acordo com Bazzo (1995) a Equação (5.1) apresenta o balanço de energia na caldeira, sendo utilizada para calcular a vazão mássica de combustível [kg/s],

$$\eta_c \text{ PCI } \dot{m}_{cb} = \dot{m}_v (h_{out} - h_{in}) \quad (5.1)$$

onde η_c é a eficiência térmica, PCI [kJ/kg] o poder calorífico inferior do cavaco, \dot{m}_v [kg/s] é a vazão mássica de vapor superaquecido, h_{in} [kJ/kg] a entalpia da água de alimentação e h_{out} a entalpia do vapor gerado.

A Figura 25 ilustra o esquema construtivo da caldeira aquatubular, onde a água circula no interior dos tubos e troca calor com os gases de combustão. A biomassa utilizada é o cavaco de lenha de eucalipto, sendo queimada em uma grelha móvel e inclinada. A eficiência térmica da caldeira varia com o PCI, a umidade do cavaco, a carga de operação, entre outros. Para a modelagem da planta de cogeração optou-se em utilizar a eficiência de 86 %, dentro da faixa fornecido pelo fabricante, considerando que a caldeira esteja operando em carga parcial acima de 75 % da sua capacidade. As purgas são necessárias para retirada de impurezas, para esse trabalho foi adotado como 1,5 % da vazão mássica de vapor. A curva de eficiência da caldeira e os principais dados do cavaco de lenha estão apresentados no ANEXO A.

Figura 25 - Esquema construtivo da caldeira aquatubular.



Fonte: Fornecedor de caldeiras.

5.1.2 Turbina

As turbinas são equipamentos utilizados para geração de potência. A potência de cada estágio da turbina, considerando o sistema adiabático, é calculada pela Equação (5.2),

$$\dot{W}_{tg} = \eta_{tg,mec} \eta_{tg,el} \dot{m}_v (h_{in} - h_{out}) \quad (5.2)$$

onde \dot{W}_{tg} [kW] é a potência líquida produzida pela expansão do fluido, $\eta_{tg,mec}$ o rendimento mecânico da turbina, $\eta_{tg,el}$ o rendimento elétrico do gerador, \dot{m}_v a vazão mássica de vapor superaquecido [kg/s], h_{in} e h_{out} [kJ/kg] as entalpias na entrada e saída.

A entalpia na saída é encontrada utilizando a eficiência isentrópica da turbina, conforme Equação (5.3),

$$\eta_{tg,iso} = \frac{(h_{in} - h_{out})}{(h_{in} - h_{out,s})} \quad (5.3)$$

onde $h_{out,s}$ é a entalpia considerando o processo de expansão isentrópico $s_{in} = s_{out}$.

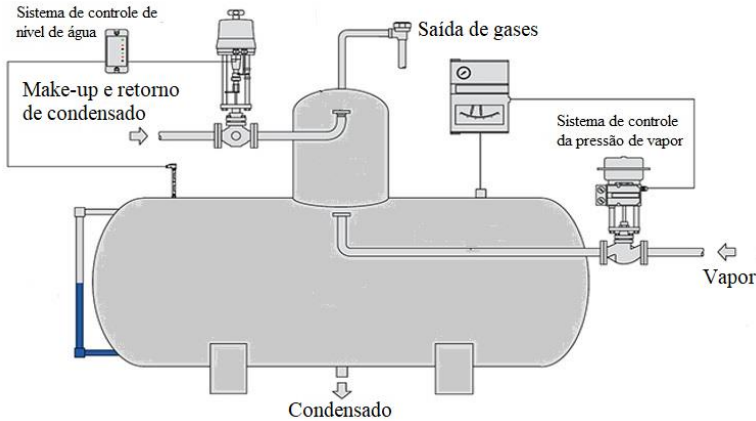
A modelagem da planta de cogeração foi feita considerando as turbinas de condensação do tipo ação e reação. As turbinas do tipo ação geralmente possuem duas ou três rodas na região de condensação com palhetas de reação. As turbinas do tipo reação, por sua vez, possuem a primeira roda de ação (conhecida como roda de regulação) e as demais de reação. O principal parâmetro do equipamento é a eficiência isentrópica, sendo maior para o tipo reação.

5.1.3 Des aerador

O desaerador é um equipamento utilizado para remoção de gases dissolvidos na água de alimentação da caldeira, cujo objetivo é proteger a planta dos efeitos de corrosão. O desaerador aqui tratado opera com pressão de 2,7 bar absoluto, equivalente a uma temperatura de saturação de 130 °C. O contato de vapor e água líquida ocorre na cúpula, onde a água é separada em pequenas gotas e envolvida em uma atmosfera de vapor que permite uma rápida transferência de calor, atingindo a temperatura de saturação e o desprendimento dos gases. Os gases liberados são eliminados para a atmosfera. O esquema construtivo deste equipamento é ilustrado na Figura 26 (SPIRAX SARCO, 2018).

O desaerador é fundamental em caldeiras de alta pressão que produzem vapor superaquecido. Nestes equipamentos é crucial que o nível de oxigênio na água seja inferior que 0,007 mg/L, porque a taxa de ataque devido a gases dissolvidos aumenta rapidamente com temperaturas mais elevadas (SPIRAX SARCO, 2018).

Figura 26 - Esquema construtivo do desaerador.



Fonte: Adaptado de Spirax Sarco (2018).

O desaerador é modelado considerando o balanço de energia, conforme Equação (5.4),

$$\sum_{i=1}^M \dot{m}_{in,i} h_{in,i} = \sum_{j=1}^N \dot{m}_{out,j} h_{out,j} \quad (5.4)$$

5.1.4 Bombas

As bombas são equipamentos utilizados para elevação da pressão de um líquido. A potência para o bombeamento, considerando o sistema adiabático, é calculada pela Equação (5.5),

$$W_b = \frac{\dot{m} (h_{in} - h_{out})}{\eta_{b,mec} \eta_{b,el}} \quad (5.5)$$

onde $\dot{m} (h_{in} - h_{out})$ representa o ganho de energia do fluido bombeado, $\eta_{b,mec}$ é eficiência do sistema mecânico (rolamento, acoplamento, perda de calor) e $\eta_{b,el}$ é a eficiência do motor elétrico.

A entalpia de saída do fluido bombeado é calculada considerando a eficiência isentrópica da bomba, conforme Equação (5.6). Para o ciclo de cogeração proposto, a eficiência isentrópica das bombas é considerada constante.

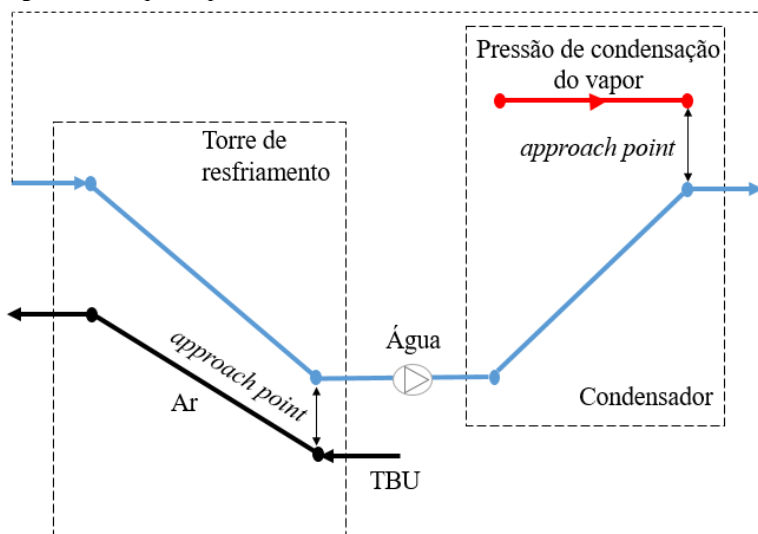
$$\eta_{b,iso} = \frac{(h_{in} - h_{out,s})}{(h_{in} - h_{out})} \quad (5.6)$$

onde $h_{out,s}$ é a entalpia considerando o processo de compressão isentrópico $s_{in} = s_{out}$.

5.1.5 Condensador e torre de resfriamento

O condensador e a torre de resfriamento são projetados para a máxima carga térmica esperada da turbina. O condensador é um trocador de calor utilizado na conversão do vapor de exaustão da turbina para o estado líquido. A condensação ocorre quando o vapor entra em contato com a superfície dos tubos, que são resfriados pela água que circula em seu interior. Segundo Lora e Nascimento (2004) o *approach point* do condensador, ou seja, a diferença entre a temperatura de condensação do vapor e a temperatura da água de resfriamento na saída do condensador varia tipicamente entre 3 e 5 °C. A Figura 27 mostra o esquema de um condensador e uma torre de resfriamento via úmida.

Figura 27 - Esquema para o condensador e a torre de resfriamento.



Fonte: Adaptado de Lora e Nascimento (2004).

O balanço de energia no condensador é utilizado para calcular a vazão mássica de água de resfriamento \dot{m}_{ag} [kg/s], conforme Equação (5.7),

$$\dot{m}_v (h_{v,in} - h_{v,out}) + \dot{m}_{ag} (h_{ag,in} - h_{ag,out}) = 0 \quad (5.7)$$

onde \dot{m}_v [kg/s] é a vazão mássica de vapor da turbina, $h_{v,in}$ [kJ/kg] é a entalpia de entrada e $h_{v,out}$ a entalpia na saída do condensador, $h_{ag,in}$ e $h_{ag,out}$ [kJ/kg] a entalpia na entrada e saída da água de resfriamento.

A torre de resfriamento utiliza o ar atmosférico em contracorrente com a água de resfriamento. A diminuição da temperatura ocorre, principalmente, pela evaporação da água na torre e também pela troca de calor por convecção com o ar. A Equação (5.8) representa o balanço de energia na torre.

$$\dot{m}_{ar}(h_{ar,in} + h_{vap,in}\omega_{in}) - \dot{m}_{ar}(h_{ar,out} + h_{vap,out}\omega_{out}) - \dot{Q}_{ag} = 0 \quad (5.8)$$

onde \dot{m}_{ar} [kg/s] é a vazão mássica de ar, ω_{in} e ω_{out} [kg água/kg ar] é a umidade absoluta na entrada e saída da torre, $h_{ar,in}$ e $h_{ar,out}$ [kJ/kg] é a entalpia de entrada e saída do ar seco na torre, h_{vap} [kJ/kg] é a entalpia do vapor de água no ar e \dot{Q}_{ag} [kW] é o segundo termo da Equação (5.7).

Um parâmetro importante no dimensionamento de uma torre de resfriamento é a temperatura de bulbo úmido (TBU) do ar. Esta temperatura determina o limite de calor a ser trocado por evaporação e é característica de cada região. A diferença entre a temperatura da água na saída da torre e a TBU do ar caracteriza o parâmetro *approach point*, sendo definido neste trabalho como 3 °C.

As perdas de água na torre estão relacionadas com a evaporação, arrasto de gotas pelo ar e purgas. A vazão da água de reposição fica em torno de 2,0 a 5,0 % da vazão total (LORA e NASCIMENTO, 2004). A Equação (5.9) é utilizada para determinar a vazão mássica de reposição referente as perdas por evaporação, as perdas pelo arrasto de gotas e purgas são calculadas considerando 1,3 % da vazão mássica de água de resfriamento.

$$\dot{m}_{ar}(\omega_{in} - \omega_{out}) + \dot{m}_{rep,evap} = 0 \quad (5.9)$$

5.1.6 Eficiência global

A eficiência térmica de plantas de cogeração é maior que os sistemas convencionais de geração de potência. Isto se deve à utilização de parte do vapor como calor de processo. A eficiência global das configurações propostas é calculada pela Equação (5.10),

$$\eta_g = \frac{(\dot{W}_{tg} + \dot{Q}_p - \dot{W}_b)}{(\dot{m}_{ch}PCI)} \quad (5.10)$$

onde \dot{W}_b [kW] é a potência total das bombas e \dot{Q}_p [kW] o calor de processo, calculado pela Equação (5.11),

$$\dot{Q}_p = \dot{m}_{\text{ext},p} h_{1V} \quad (5.11)$$

onde $\dot{m}_{\text{ext},p}$ [kg/s] é a vazão mássica de vapor saturado utilizada no processo e h_{1V} [kJ/kg] o calor latente do vapor saturado.

5.2 INFORMAÇÕES TÉCNICAS E ECONÔMICAS

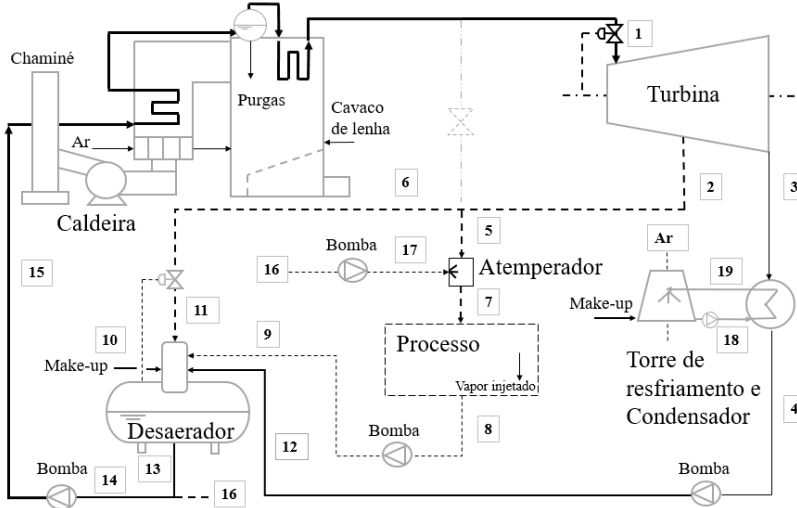
O levantamento das informações necessárias para a análise técnica e econômica foi feito em conjunto com fornecedores de caldeiras, turbinas, torres de resfriamento e sistema de tratamento de água. O principal objetivo é garantir a proposição de uma planta de cogeração que apresente viabilidade técnica e econômica e que esteja comercialmente disponível. Portanto, as configurações e parâmetros operacionais propostos representam condições reais de operação.

A Figura 28 ilustra o esquema da planta de cogeração a biomassa com turbina de condensação e extração. O vapor superaquecido é produzido na caldeira por meio da combustão de cavaco de lenha e entra na turbina (1) expandindo-se até a pressão de extração (2), onde parte do vapor é extraído (5) para o atemperador, dispositivo utilizado para converter o vapor superaquecido, por meio da injeção de água líquida (17), em vapor saturado requerido no processo (7). O vapor saturado alimenta um conjunto de equipamentos, onde condensa transferindo calor latente nos diferentes níveis de pressão estabelecidos em cada etapa do processo. O condensado e o vapor *flash* formado na passagem pelos purgadores são armazenados em um tanque atmosférico. Do total de vapor saturado utilizado no processo, cerca de 50 % é efetivamente retornado com pressão equivalente do desaerador (9).

A expansão do vapor na turbina continua até o estado termodinâmico estabelecido no condensador (3), onde ocorre condensação por ação da água de resfriamento (18). O condensado é então bombeado para o desaerador (12). A água de resfriamento que deixa o condensador retorna à torre de resfriamento (19). A extração de vapor alimenta a demanda do processo e também o vapor superaquecido (11) necessário para o funcionamento do desaerador. A reposição (10) é utilizada para suprir as perdas no ciclo devido ao vapor injetado diretamente no processo e purgas na caldeira. Do desaerador, o condensado é enviado para a caldeira (15), fechando o ciclo a vapor.

As condições de projeto para a simulação da planta de cogeração são estabelecidas com base nos dados coletados na empresa estudada e nos dados levantados com empresas fornecedoras de equipamentos, conforme Tabela 15.

Figura 28 - Esquema da planta de cogeração a biomassa com turbina CEST.



Para a simulação da planta é considerada a operação durante a semana com cogeração e final de semana sem cogeração. Deve-se isso à extração de vapor para o processo que durante a semana é de 16 t/h e no final de semana, quando não há consumo de vapor no processo, é de 0 t/h.

Tabela 15 - Condições de projeto para simulação da planta.

Parâmetros	Valor considerado	Unidade
Capacidade da planta	12	MWe
Vazão máxima de vapor de processo	16	t/h
Retorno de condensado ¹	50	%
Pressão de extração	10	bar absoluto
Pressão de condensação ²	0,105	bar absoluto
Eficiência da caldeira ²	86	%
PCI (base úmida)	10.366	kJ/kg
Eficiência mecânica da turbina ²	96	%
Eficiência elétrica do gerador ²	97	%
Eficiência isentrópica das bombas ³	78	%
Eficiência eletromecânica das bombas ³	96	%

Fonte: ¹Medido; ²Fornecedores de equipamentos; ³Burin (2015).

O ciclo a vapor é equipado com caldeira de alta pressão que produz vapor superaquecido. Os níveis de pressão absoluta e temperatura para as configurações estão apresentados na Tabela 16. O orçamento mostrado na última coluna refere-se ao custo de investimento da caldeira, incluindo o desaerador, a montagem e os impostos.

Tabela 16 - Dados técnicos e econômicos das caldeiras.

Equipamento	Vazão mássica (t/h)	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Orçamento 10 ³ (R\$)
C1	60	43	450	26.355
	72	43	450	29.820
C2	60	68	520	27.825
	72	68	520	31.426

Fonte: Fornecedor de caldeiras.

A variação das propriedades termodinâmicas do vapor superaquecido influencia diretamente na vazão mássica necessária para geração de 12 MWe e também no consumo de cavaco de lenha (t/h).

A turbina de condensação possui uma extração a 10 bar absoluto para atender a demanda de vapor superaquecido do desaerador e a demanda térmica do processo. Na Tabela 17 são apresentadas as principais características técnicas e econômicas do equipamento. O preço das turbinas varia de acordo com o tipo, sendo as de reação mais caras, e também com as propriedades termodinâmicas do vapor, ou seja, quanto maior os valores de pressão e temperatura na entrada maior o preço. O orçamento inclui a turbina, o gerador e o condensador.

Tabela 17 - Dados técnicos e econômicos das turbinas.

Equipamento	Tipo	Eficiência isentrópica	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Orçamento 10 ³ (R\$)
TG1	Ação	0,725 ^a ;0,673 ^b	43	450	10.700
			68	520	11.200
TG2	Reação	0,883 ^a ;0,785 ^b	43	450	11.950
			68	520	12.500

^aPonto 1 ao 2, ^bPonto 2 ao 3 da Figura 28

Fonte: Fornecedor de turbinas.

A partir do esquema base apresentado pela Figura 28 e das especificações das caldeiras e das turbinas são propostas quatro configurações, a considerar: dois parâmetros para operação da caldeira e dois tipos de turbina. Então, as configurações são identificadas neste trabalho como C1/TG1, C1/TG2, C2/TG1, C2/TG2.

A torre de resfriamento a ser acoplada no condensador também foi dimensionada e o orçamento foi feito juntamente com um fornecedor. Os principais parâmetros técnicos e econômicos estão listados na Tabela 18.

Tabela 18 - Dados técnicos e econômicos da torre de resfriamento.

Parâmetro	Valor	Unidade
Carga Térmica ¹	31.365	kW
Vazão máxima água de resfriamento ¹	2.700	m ³ /h
Dimensões externas ¹	19.820 x 8.690 x 8.930	mm
Temperatura da água entrada/saída	43/33	°C
Temperatura de Bulbo Úmido	30	°C
Vazão máxima de ar ¹	876.960	m ³ /h
Temperatura do ar entrada/saída	30/35	°C
Umidade relativa do ar entrada/saída	70/100	%
Orçamento ¹	700	10 ³ R\$

Fonte: ¹Fornecedor da torre de resfriamento.

A água de alimentação da caldeira deve ser desmineralizada e polida para evitar danos causados pela corrosão e incrustações. Para garantir tais características é necessário anexar à planta de cogeração um sistema de tratamento de água para controlar o nível de cloretos, sílica, ferro, cobre, potencial Hidrogeniônico (pH), alcalinidade, condutividade, entre outros, com valores apresentados no ANEXO A. Os principais dados referentes ao sistema estão listados na Tabela 19. Os custos referentes ao tratamento de água estão relacionados com os produtos químicos utilizados no sistema de osmose reversa.

Tabela 19 - Dados técnicos e econômicos do sistema de tratamento de água.

Parâmetro	Valor	Unidade
Vazão máxima de reposição	10	m ³ /h
Custo do tratamento de água	2,5	R\$/m ³
Orçamento	500	10 ³ R\$

Fonte: Fornecedor de sistema de tratamento de água.

Para a análise econômica os seguintes pressupostos econômicos foram adotados, conforme Tabela 20. A TMA de 10 % ao ano é o valor adotado pela empresa, que se refere ao interesse pessoal do investidor.

Tabela 20 - Pressupostos econômicos para a simulação da planta.

Parâmetro	Valor	Unidade
Taxa mínima de atratividade	10	%
Tempo de vida útil do projeto	25	anos

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A seguir são apresentados os resultados obtidos pela análise técnica e de pré-viabilidade econômica das configurações propostas. É feita uma discussão considerando os dados essenciais de cada análise.

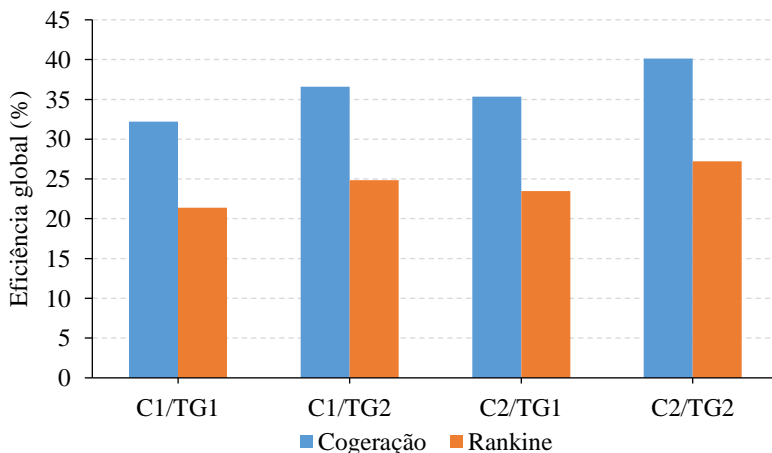
6.1 ANÁLISE TÉCNICA

6.1.1 Operação nas condições de projeto

Os principais dados relacionados com a simulação da planta de cogeração são: (i) eficiência global (%); (ii) consumo de biomassa (t/h); (iii) vazão mássica de vapor superaquecido (t/h) e (iv) consumo de água (t/h).

Na Figura 29 é apresentada a eficiência global para cada configuração, considerando a operação durante a semana (modo cogeração) e final de semana (ciclo Rankine). É importante destacar que no final de semana não há demanda de energia térmica do processo, sendo assim a planta opera sem cogeração e a eficiência global diminui. Observa-se que a configuração C2/TG2 apresentou os maiores valores de eficiência, 40,15 % para operação durante a semana e 27,23 % no final de semana. Deve-se isso aos parâmetros da caldeira C2, como pressão de 68 bar e temperatura de 520 °C e a maior eficiência isentrópica da TG2.

Figura 29 - Eficiência global das configurações propostas para operação nas condições de projeto.



A planta C1/TG1 possui a menor eficiência global para operação durante a semana (32,22 %) e final de semana (21,40 %). Os níveis de pressão e temperatura são parâmetros que influenciam na eficiência de cada configuração, porém a eficiência isentrópica da turbina é o fator que mais afeta a eficiência global. Por exemplo, a configuração C2/TG1 possui caldeira com pressão e temperatura maiores que a C1/TG2, entretanto sua eficiência global em ambas as condições de operação é menor devido a TG1 possuir menor eficiência isentrópica.

Outra variável importante para definição da melhor configuração é o consumo de cavaco de lenha. No projeto da planta de cogeração espera-se conseguir o menor consumo possível devido aos custos para aquisição deste combustível. Na Tabela 21 estão apresentados os resultados da operação na condição de projeto para as configurações propostas considerando a capacidade da planta de 12 MWe. Observa-se que a configuração C2/TG2 possui o menor consumo de cavaco de lenha, sendo 17,99 t/h durante a semana e 15,14 t/h final de semana.

O consumo de água também é um fator importante para a escolha da planta de cogeração. Neste trabalho este consumo se refere ao *make-up* do ciclo a vapor e da torre de resfriamento. Novamente a planta C2/TG2 apresenta a melhor condição, com consumo de 45,04 t/h durante a semana e de 44,56 t/h no final de semana. Quanto menor o consumo de água mais vantajoso se torna o empreendimento, seja do ponto de vista técnico, econômico ou ambiental.

Após a análise da eficiência global, consumo de cavaco e consumo de água pode-se identificar que a configuração C2/TG2 possui as melhores condições para operação, apresentando a maior eficiência global e conseqüentemente o menor consumo de cavaco de lenha e de água. Outro fator importante é o consumo de vapor superaquecido, permitindo a proposição de uma caldeira com menor custo de investimento.

Na Figura 30 está apresentada a configuração C2/TG2 considerando a operação durante a semana onde se aplica a cogeração. Os pontos estão enumerados e apresentam valores de pressão absoluta (bar), temperatura (°C), entalpia (kJ/kg) e vazão mássica (t/h). Na Figura 31 estão apresentados os resultados referentes a operação no final de semana, considerando o ciclo Rankine sem cogeração. Os resultados para a simulação das demais configurações estão apresentados no APÊNDICE A.

Tabela 21 - Resultados para as configurações propostas para operação nas condições de projeto.

Parâmetro	Unidade	Valor							
		C1/TG1		C1/TG2		C2/TG1		C2/TG2	
Modo	-	Cogeração	Rankine	Cogeração	Rankine	Cogeração	Rankine	Cogeração	Rankine
Vazão de vapor	t/h	72,14	62,01	63,54	53,47	62,61	53,78	55,19	46,44
Consumo de cavaco	t/h	22,45	19,30	19,77	16,64	20,41	17,53	17,99	15,14
Eficiência global	%	32,22	21,40	36,61	24,85	35,36	23,47	40,15	27,23
Consumo de água	t/h	64,87	63,06	52,93	51,21	55,83	55,22	45,04	44,56
Potência das bombas	kW _e	128,6	110,4	113,1	95,18	177,3	152,1	156,1	131,4

Figura 30 - Operação durante a semana da configuração C2/TG2.

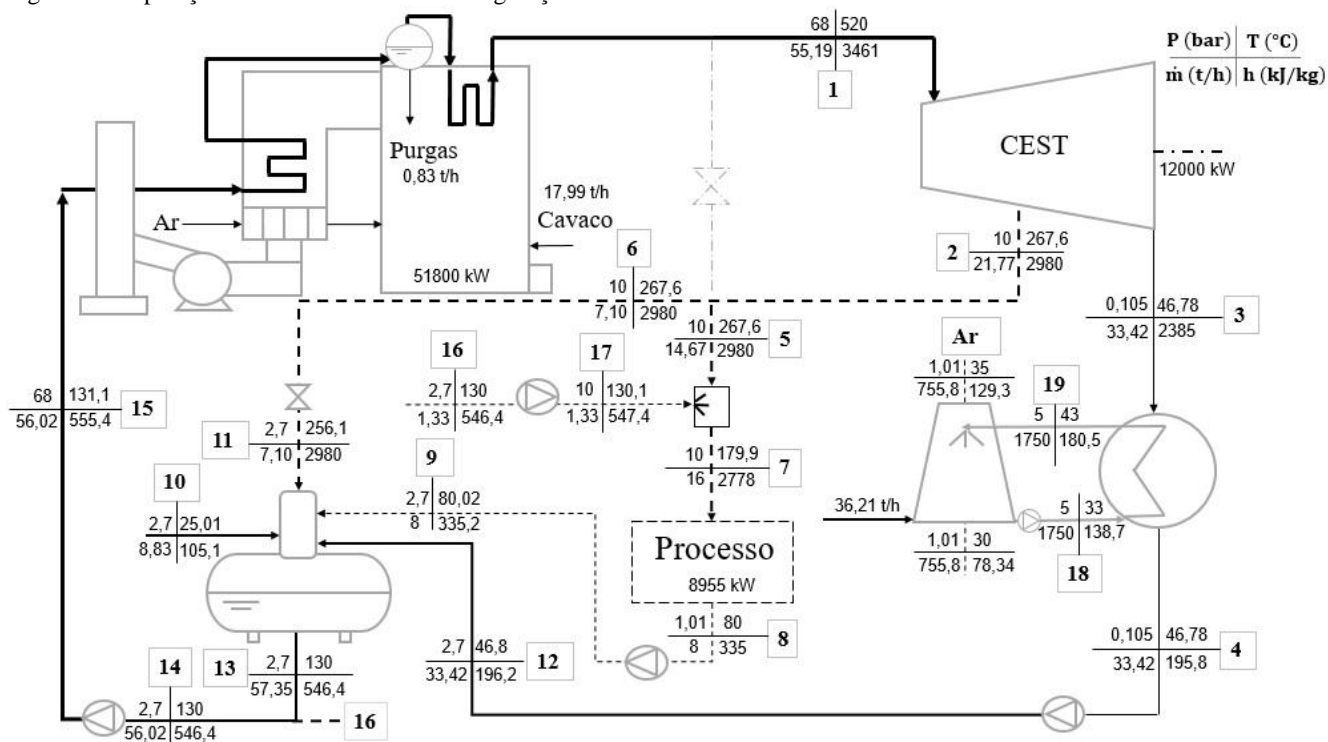
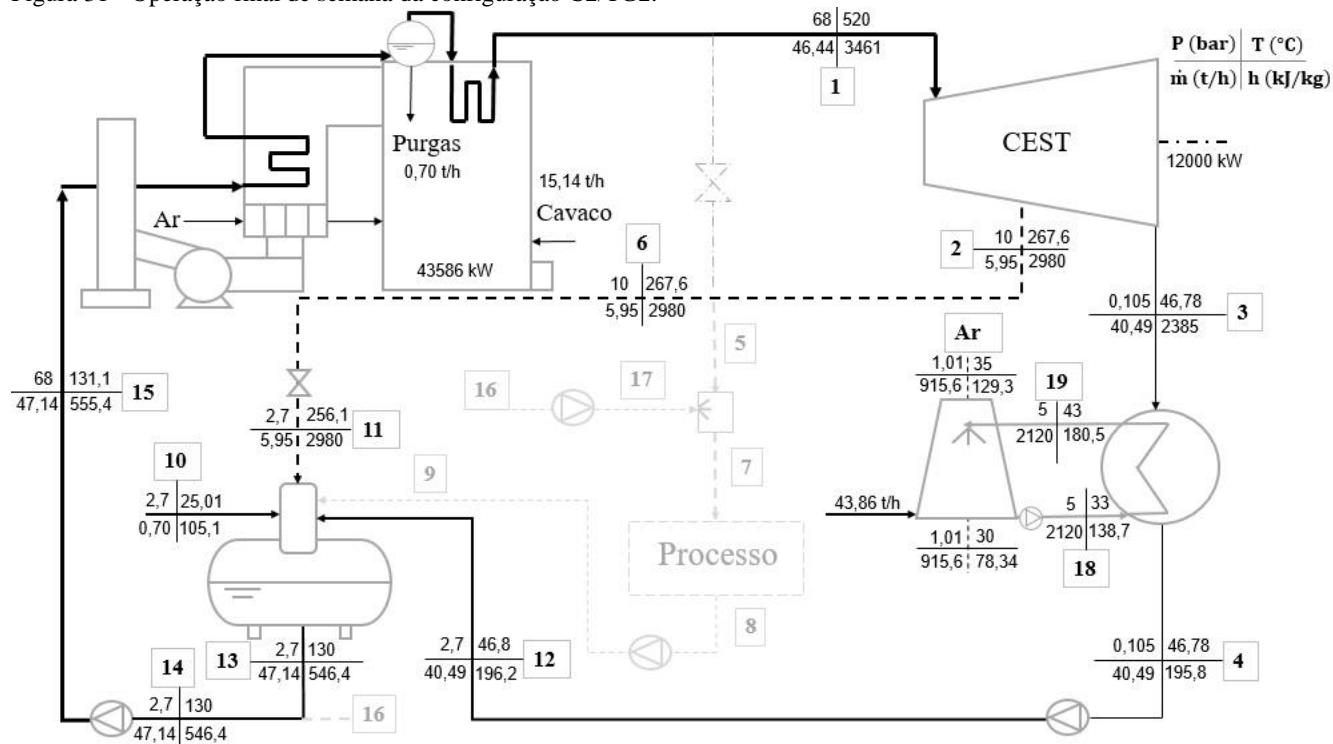
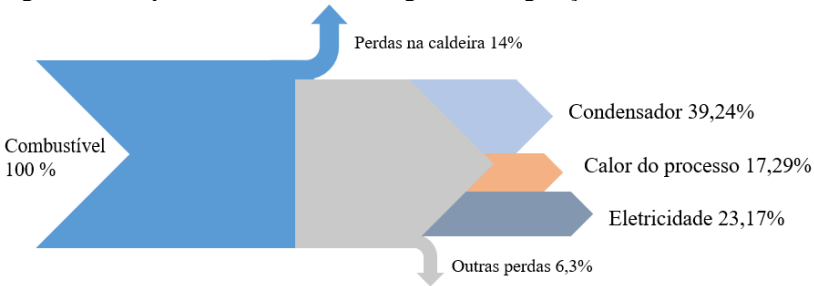


Figura 31 - Operação final de semana da configuração C2/TG2.



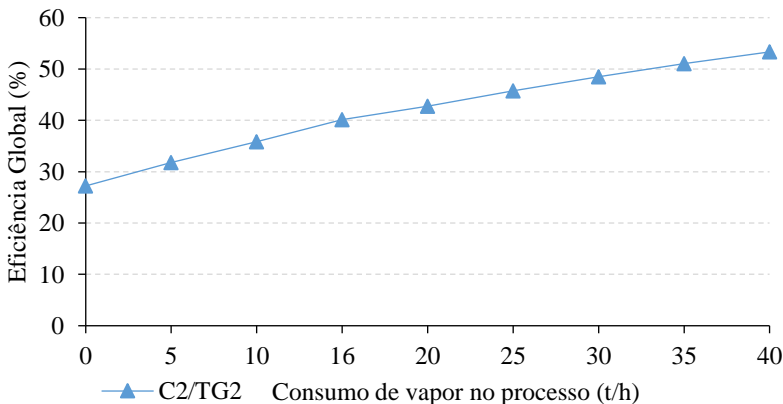
A Figura 32 mostra o diagrama de fluxo de energia para a planta C2/TG2 operando durante a semana. A energia do combustível é utilizada para gerar eletricidade e como calor de processo. As perdas ocorrem na caldeira, no condensador, além de perdas no processo, perdas elétricas no gerador e mecânicas na turbina. Mesmo para operação com cogeração, a eficiência global encontrada foi relativamente baixa. Deve-se isto ao fato da demanda de energia térmica do processo ser menor que a de energia elétrica. Pode-se perceber que grande parte da energia do combustível está sendo rejeitada no condensador.

Figura 32 - Esquema dos fluxos de energia na configuração C2/TG2.



Para a configuração C2/TG2 é feita análise de sensibilidade para a eficiência global da planta de cogeração em função do consumo de vapor de processo, conforme Figura 33. A análise é feita considerando a vazão de vapor variando entre 0 a 40 t/h, sendo mantida constante a potência gerada pela turbina.

Figura 33 - Relação entre o consumo de vapor do processo e a eficiência global.



Analisando os resultados observa-se que a prática da cogeração é importante para aumentar a eficiência global do ciclo. Considerando o cenário sem cogeração a eficiência global é de 27,23 %. Em contrapartida para um consumo de vapor no processo de 40 t/h, a eficiência global da planta C2/TG2 alcança 53,33 %.

6.1.2 Operação anual

Os dados referentes à operação anual das configurações propostas estão apresentados na Tabela 22. Para a análise considera-se operação das configurações em carga nominal de 12 MWe e o fator de capacidade é calculado para operação anual de 8040 horas.

Tabela 22 - Dados da operação anual.

Parâmetro	Unidade	Valor			
		C1/TG1	C1/TG2	C2/TG1	C2/TG2
Configuração	-	C1/TG1	C1/TG2	C2/TG1	C2/TG2
Fator de capacidade	%	0,9178	0,9178	0,9178	0,9178
Energia Elétrica	MWh	96.480	96.480	96.480	96.480
Energia Térmica	MWh	51.430	51.430	51.430	51.430
Energia combustível	MWh	498.898	436.987	453.457	397.630
Eficiência Global	%	29,65	33,85	32,62	37,20
Consumo de cavaco	t	173.262	151.761	157.481	138.093
Consumo de água	m ³	517.397	421.606	447.472	361.024

O consumo anual de biomassa para as configurações propostas assume valores significativos. A planta C2/TG2 apresenta o menor consumo, de 138.093 t. O cavaco de lenha utilizado na planta de cogeração origina-se da prática da silvicultura de eucalipto. No APÊNCIDE B é feita uma estimativa da área plantada de floresta energética para suprir o consumo anual da planta C2/TG2.

6.2 ANÁLISE DE PRÉ-VIABILIDADE ECONÔMICA

6.2.1 Indicadores econômicos

A análise de pré-viabilidade econômica foi feita para cada configuração. O *Capital Expenditure* (CAPEX) inclui o valor da caldeira, da turbina, da torre de resfriamento e do sistema de tratamento de água. Trata-se do custo de investimento inicial do projeto. Para essa análise considera-se que o investimento inicial provém de recursos próprios da

empresa estudada. O *Operational Expenditure* (OPEX) inclui os custos de operação e manutenção anual, incluindo mão-de-obra, tratamento de água e manutenção dos equipamentos. O custo do cavaco de lenha para cada configuração é calculado considerando o consumo anual apresentado na Tabela 22 e o valor pago pela tonelada de cavaco em 2017, de 155 R\$/t. Na Tabela 23 estão apresentados os custos para cada configuração.

Tabela 23 - Custos das configurações propostas.

Configuração	CAPEX 10 ³ (R\$)	OPEX 10 ³ (R\$/ano)	CAVACO 10 ³ (R\$/ano)
C1/TG1	41.720,00	2.531,13	26.855,61
C1/TG2	42.970,00	2.291,66	23.522,92
C2/TG1	43.826,50	2.356,32	24.409,50
C2/TG2	41.525,00	2.140,20	21.404,38

Na Tabela 24 estão apresentados os resultados das receitas e despesas e o respectivo valor do fluxo de caixa anual, que é calculado considerando a soma das receitas e custo evitado menos as despesas. O custo evitado é o valor pago pela conta de eletricidade e para produzir vapor no sistema base existente na empresa, enquanto que a receita é referente a venda de excedente de energia elétrica. Por sua vez, as despesas anuais são: custo do cavaco de lenha, OPEX, contrato de demanda e consumo de energia. O contrato de demanda é necessário para garantir o suprimento de eletricidade em caso de falhas na operação da planta de cogeração e também para o período de manutenção. O consumo de energia se refere ao valor consumido durante a parada da planta de cogeração para manutenção, estimada em 30 dias. Este custo é calculado com base nas tarifas cobradas pela concessionária local. Os cálculos detalhados das receitas e despesas estão apresentados no APÊNDICE C.

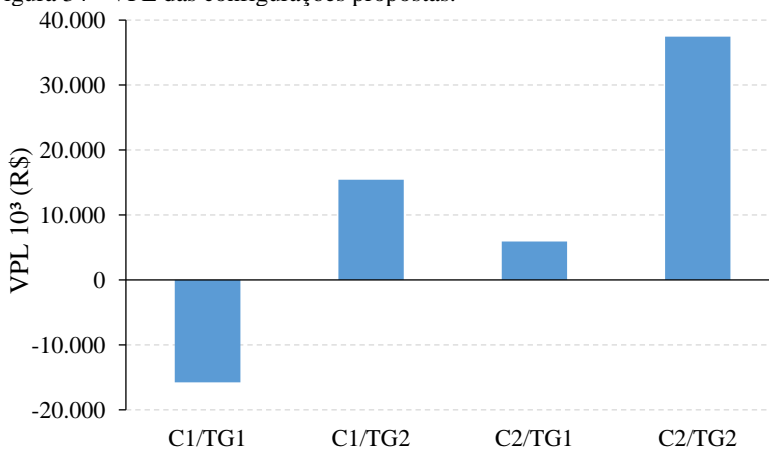
Tabela 24 - Fluxo de caixa anual para as configurações propostas.

Configuração	Custo evitado 10 ³ (R\$)	Receitas 10 ³ (R\$)	Despesas 10 ³ (R\$)	Fluxo de caixa 10 ³ (R\$)
C1/TG1	32.202,69	5.872,18	35.214,98	2.859,89
C1/TG2	32.202,69	5.872,18	31.642,81	6.432,06
C2/TG1	32.202,69	5.872,18	32.594,06	5.480,81
C2/TG2	32.202,69	5.872,18	29.372,82	8.702,05

Com os dados apresentados é feito o cálculo do VPL, TIR e *payback* descontado para as configurações propostas. A Figura 34 mostra

o valor do VPL para cada planta. A configuração C1/TG1 apresenta o VPL negativo, ou seja, durante o período de vida útil da planta o retorno é menor que o investimento, sendo inviável economicamente. Já as configurações C1/TG2, C2/TG1 e C2/TG2 apresentam o VPL positivo, portanto o investimento inicial foi pago e apresenta um rendimento de 15,41, 5,92 e 37,46 milhões, respectivamente.

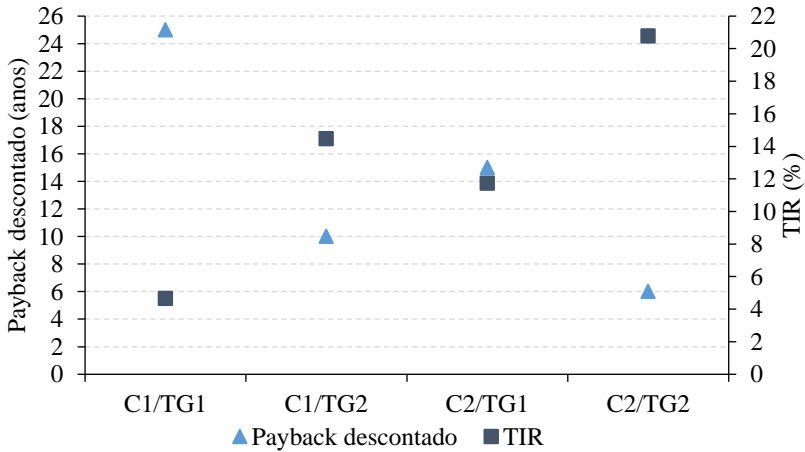
Figura 34 - VPL das configurações propostas.



A TIR e o *payback* descontado estão apresentados na Figura 35. Estes indicadores se relacionam da seguinte forma: quando o VPL é positivo a TIR é maior que a TMA e o *payback* descontado é menor que o tempo de vida útil da planta. Em contrapartida, para um VPL negativo a TIR é menor que a TMA e o *payback* descontado maior que o tempo de vida útil da planta. Percebe-se que para a configuração C1/TG1, que possui VPL negativo, a TIR é de 4,66 % e o *payback* descontado é superior a 25 anos. Entretanto, para a configuração C2/TG2 que possui VPL positivo, a TIR é de 20,77 % sendo maior que a TMA e o *payback* descontado de 6 anos.

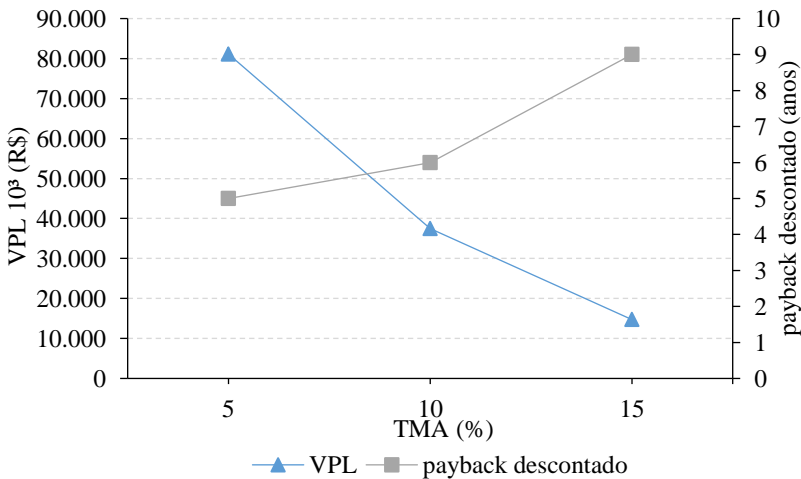
Embora o CAPEX e OPEX sejam parecidos para todas as configurações, o custo do cavaco de lenha é que influencia a viabilidade econômica. Como visto anteriormente a planta C2/TG2 apresenta o menor consumo de combustível, o que resulta em uma despesa anual menor em comparação com as outras configurações. Portanto, a configuração C2/TG2, além de apresentar viabilidade técnica, possui os melhores indicadores econômicos.

Figura 35 - *Payback* descontado e TIR para as configurações propostas.



A TMA utilizada para a análise econômica foi de 10 %. Porém, como este é um valor que depende do interesse do investidor, é feita uma análise de sensibilidade do VPL e *payback* descontado em relação a TMA para a configuração C2/TG2. A Figura 36 mostra que o VPL diminui e o tempo de retorno do investimento aumenta com o aumento da TMA. Quando a TMA for igual à TIR, o VPL é zero e o tempo retorno de investimento é igual ao tempo de vida útil da planta.

Figura 36 - Relação do VPL e *payback* descontado com a TMA.



6.2.2 Indicadores termoeconômicos

O LCOH é calculado com os dados da caldeira do sistema base, modelo ICF-4015, conforme apresentado na Tabela 25. Para a planta de cogeração o vapor de extração é considerado um coproduto do sistema, sendo assim o custo relacionado a produção de vapor do sistema base é relacionado com o custo da produção de vapor pela planta de cogeração.

Tabela 25 - Dados da caldeira do Sistema Base.

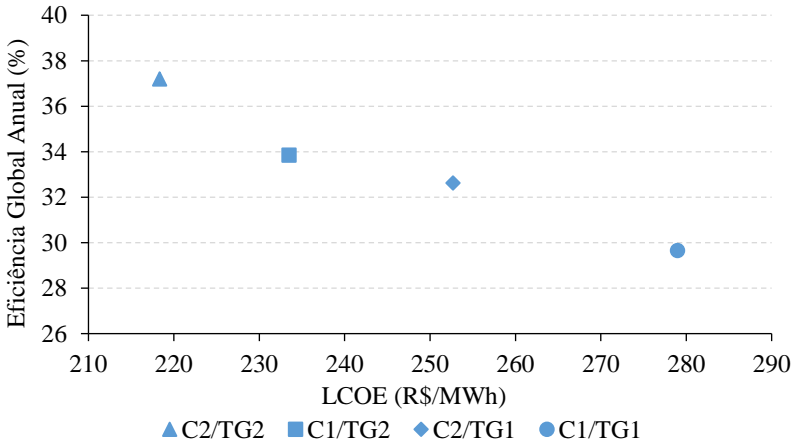
Parâmetros	Unidade	Valor
Custo da caldeira instalada (CAPEX)	R\$	12.000.000
Custo de operação e manutenção (OPEX)	R\$/ano	535.840
Custo do combustível	R\$/ano	3.074.198
Tempo de vida do equipamento	anos	25
Pressão absoluta	bar	10
Tempo de operação	h	6192
Vazão média de vapor	t/h	16
Energia do vapor	MWh	55455,55
LCOH	R\$/MWh	74,62
Custo Anual	R\$	4.138.038

O LCOE é calculado para as configurações propostas com base nos dados do CAPEX, OPEX e CAVACO apresentados na Tabela 23. O *heat credit* é considerado como o custo anual para geração de vapor no sistema base, apresentado na Tabela 25. A geração anual de eletricidade das configurações está apresenta na Tabela 22.

Na Figura 37 estão apresentados os valores do LCOE e a eficiência global anual para as quatro configurações. Pode-se perceber que a planta C2/TG2 possui as melhores condições de operação, tanto pela eficiência global, de 37,20 %, quanto pelo LCOE de 218,36 R\$/MWh. Em 2017 a empresa estudada pagou em média 382,06 R\$/MWh para a concessionária local, valor superior ao encontrado para todas as configurações estudadas. A planta de cogeração permite que o custo nivelado da energia seja mais barato, mostrando que existe o benefício econômico quando se emprega a cogeração.

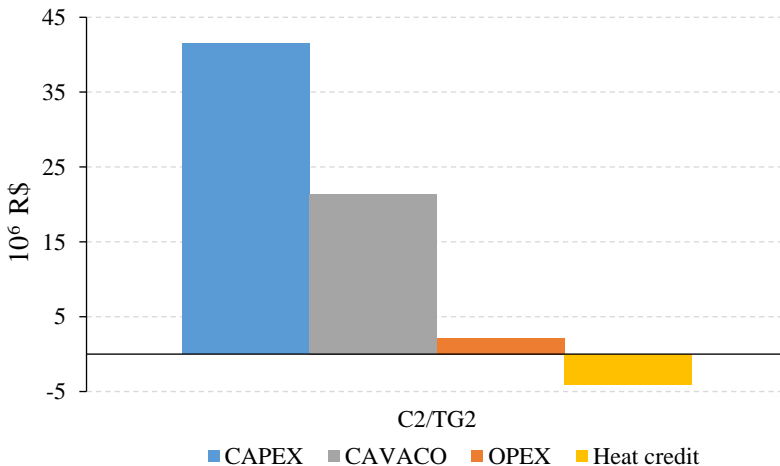
A caldeira do sistema base apresentou um custo de R\$ 41,77 para produzir uma tonelada de vapor.

Figura 37 - LCOE e eficiência global das configurações propostas.



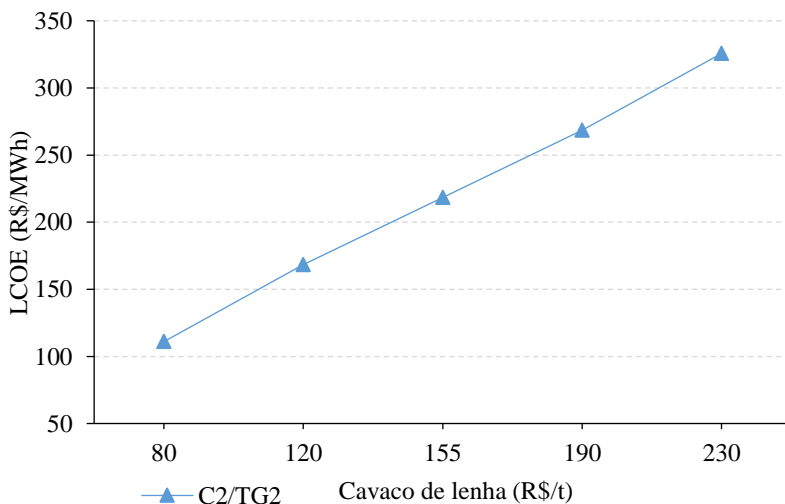
Na Figura 38 estão apresentados o custo referente ao investimento inicial e os custos anuais de operação e manutenção, cavaco de lenha e *heat credit*. A planta de cogeração utiliza uma fonte primária de energia e a transforma em eletricidade e calor, por isso para o cálculo do LCOE é subtraído o valor referente a produção de calor, já que se pretende quantificar o custo nivelado atribuído somente à eletricidade.

Figura 38 - Custos de operação e *heat credit* da planta C2/TG2.



Para a configuração C2/TG2 é feita uma análise de sensibilidade do LCOE (R\$/MWh) em função do preço do cavaco de lenha (R\$/t), já que o custo relacionado ao consumo de cavaco representa mais de 90 % das despesas anuais de operação. Analisando a Figura 39 percebe-se a influência do preço do cavaco de lenha sobre o custo nivelado da eletricidade, ou seja, o preço elevado do cavaco de lenha pode inviabilizar a instalação da planta de cogeração. Entretanto, o preço do cavaco a 80 R\$/t resulta no LCOE de 111,01 R\$/t, valor que representa grande atratividade para comercialização de eletricidade.

Figura 39 - Relação entre o LCOE e o preço do cavaco de lenha.



Uma maneira de reduzir o custo do cavaco de lenha é a produção própria de floresta energética, já que o valor de compra inclui os gastos para manejo da floresta e também a margem de lucro do produtor. A proximidade com o consumidor final também é um fator que diminui o custo da tonelada de cavaco, devido ao custo com transporte, mão-de-obra, entre outros. No APÊNDICE B é feito o cálculo da área plantada de floresta energética para abastecimento da planta C2/TG2.

7 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi delineado o estudo de viabilidade técnica e pré-viabilidade econômica referente à utilização da cogeração a biomassa, considerando diferentes configurações, para suprir a demanda máxima de energia elétrica e térmica de uma indústria frigorífica de frangos. Para tanto, foi realizado trabalho de campo visando o mapeamento do consumo e demanda de energia elétrica e demanda de energia térmica do sistema base em 2017. Adicionalmente, foi realizada a avaliação do LCOH para o sistema de geração de vapor que atende o abatedouro. As principais conclusões decorrentes deste estudo são apresentadas na sequência.

Como primeiro ponto a ser observado, pôde-se identificar que os valores de eficiência global para as configurações possuem valores relativamente baixos quando aplicado o conceito de cogeração. Isso ocorre porque a razão potência/calor é de 1,27, e conseqüentemente a parcela referente ao calor de processo é menor do que a de eletricidade. A configuração C2/TG2 que utiliza uma caldeira de 68 bar, 520 °C e 60 t/h de capacidade e turbina do tipo reação apresentou os melhores resultados de eficiência para operação durante a semana e final de semana, sendo 40,15 e 27,23 %, respectivamente. A configuração C2/TG2 também apresentou o menor consumo anual de cavaco de lenha, de 138.093 t, menor consumo de água, de 361.024 m³ e a maior eficiência global anual, de 37,20 %.

De acordo com a análise de sensibilidade, percebeu-se que a variação da vazão de vapor do processo influencia a eficiência global da planta de cogeração, onde o aumento da eficiência é justificado pela maior demanda de calor pelo processo. Para a vazão de vapor de processo de 40 t/h consegue-se uma eficiência global de 53,33 %.

Sob o ponto de vista econômico, a configuração C2/TG2 apresentou os valores mais atrativos para o VPL e TIR e o menor *payback* descontado. O VPL para o tempo de vida de 25 anos e TMA de 10 % foi de R\$ 37,46 milhões, a TIR de 20,77 % e o *payback* descontado de 6 anos. Estes indicadores sinalizam uma boa atratividade econômica do projeto. A configuração C1/TG1 apresentou VPL negativo, TIR menor que a TMA e *payback* descontado maior que 25 anos. Embora as configurações C1/TG2 e C2/TG1 tenham apresentado valores de VPL positivos e TIR maiores que a TMA, os valores de *payback* descontado foram elevados, de 10 e 15 anos, respectivamente.

A análise de sensibilidade do VPL e *payback* descontado, variando a TMA entre 5 e 15 %, mostrou que a configuração C2/TG2 é atrativa sob

o ponto de vista econômico, porém o *payback* descontado aumenta para 9 anos quando a TMA é de 15 %.

O LCOE das configurações determina o valor da eletricidade produzida na planta de cogeração. Portanto, todas as configurações apresentaram LCOE menor do que o valor pago para concessionária local, que em média é 382,06 R\$/MWh. A configuração C2/TG2 apresentou o menor valor, de 218,36 R\$/MWh.

A análise de sensibilidade do LCOE em função do preço do cavaco para a configuração C2/TG2 mostrou a grande influência do preço do combustível. Conclui-se que mesmo o cavaco de lenha custando 230 R\$/t a produção de energia na planta de cogeração é ainda mais barata do que o valor pago para a concessionária. Entretanto, quando se pensa em vender o excedente de eletricidade é mais vantajoso para a condição em que o cavaco custa 80 R\$/t.

Com os resultados obtidos neste trabalho pode-se concluir que a cogeração é uma alternativa interessante para suprir as demandas de energia elétrica e térmica de indústrias frigoríficas. Avaliando sob o ponto de vista da análise técnica a planta C2/TG2 apresentou as melhores condições de operação, que inclui maior eficiência global e menor consumo de combustível e de água. Deve-se isto ao nível de pressão e temperatura da caldeira e o tipo de turbina CEST utilizada, sendo que o tipo reação se torna mais atrativo em termos de eficiência. Na análise de pré-viabilidade econômica notou-se que o preço do cavaco de lenha representou o maior custo, sendo o principal fator para a viabilidade da planta de cogeração. Para a configuração C2/TG2 o *payback* descontado de 6 anos indica atratividade econômica do empreendimento.

Como trabalhos futuros, sugere-se:

- Avaliar oportunidades de aumento da eficiência do ciclo por meio do reaquecimento intermediário de vapor, preaquecimento regenerativo e caldeiras de leito fluidizado;
- Avaliar a oportunidade de produção de frio através de chillers de absorção com vapor extraído da turbina, frente à demanda de frio e capacidade frigorífica da planta industrial.
- Estudar a viabilidade técnica e econômica de um sistema híbrido composto pelo sistema de compressão de amônia e *chillers* de absorção alimentados pela extração de vapor.

Como grande parte da eletricidade é consumida pelo sistema de refrigeração, a demanda máxima pode ser reduzida e uma planta menos robusta pode ser utilizada, apresentando maior eficiência global e menor consumo de biomassa.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABIA. **Números do setor**, 2015. Disponível em < <https://www.abia.org.br/vsn/>>. Acesso em 15 janeiro, 2018.

ABIB. **Atlas brasileiro biomassa florestal e industrial**, 2015. Disponível em < <https://www.biomassabioenergia.com.br/>>. Acesso em 10 janeiro, 2018.

ABPA. **Relatório Anual**, 2017. Disponível em < http://abpa-br.com.br/storage/files/3678c_final_abpa_relatorio_anual_2016_portugues_web_reduzido.pdf >. Acesso em 10 de janeiro, 2018.

ACR. **Anuário estatístico de base florestal**, 2016. Disponível em < http://www.acr.org.br/download/biblioteca/ACR_2016.pdf >. Acesso em 25 de maio, 2018.

ANEEL. **Leilão de geração A-4**, 2018. Disponível em < http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/leilao-de-geracao-a-4-termina-com-desagio-de-59-07-/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em 04 de abril, 2018.

BALESTIERI, J. A. P. **Cogeração: geração combinada de eletricidade e calor**. Florianópolis: editora da UFSC, 2002.

BARJA, G. J. A. **A cogeração e sua inserção ao sistema elétrico**. 2006. 171 f. Dissertação (Mestrado em Ciências Mecânicas) – Universidade de Brasília, Brasília, 2006.

BASSOLS, J.; KUCKELKORN, B.; LANGRECK, J.; SCHNEIDER, R.; VEELKEN, H. Trigenation in the food industry. **Applied Thermal Engineering**, v. 22, p. 595-602, 2002.

BAZZO, E. **Geração de Vapor**. 2 ed. Florianópolis: Editora da UFSC, 1995.

BUENO, L. G. F. **Diagnóstico do uso de energia elétrica de um frigorífico de frangos de corte enfatizando medidas de eficiência energética**. 2008. 175 f. Tese (Doutorado em Engenharia Agrícola) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008.

BURIN, E. L. K. **Plantas de cogeração do setor sucroalcooleiro assistidas por concentradores solar parabólicos**. 2015. 157 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.

CALDERAN, R; SPIGA, M; VESTRUCCHI, P. Energy modeling of a cogeneration system for a food industry. **Energy**, v. 17, n. 6, p. 609-616, 1992.

COELHO, S. T. **Mecanismos para implementação da cogeração de eletricidade a partir de biomassa: um modelo para o estado de São Paulo**. 1999. 278 f. Tese (Doutorado em Energia) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 1999.

COGEN. **Cogeração no brasil**, 2017. Disponível em < <http://www.cogen.com.br/cogeracao/cogeracao-no-brasil/biomassa>>. Acesso em 25 abril, 2018.

COPEL. **Alta tensão: tarifas vigentes**, 2017. Disponível em < <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Faltatensao%2Fpagecopel2.nsf%2Fdocs%2F56242463F0DFB7F403257F09007358CB>>. Acesso em 10 de abril, 2018.

CORTEZ, L. A. B.; LORA, E. E. S.; GÓMEZ, E. O. **Biomassa para energia**. Campinas: Editora Unicamp, 2008.

EPE. **Balanco Energético Nacional 2017: Ano base 2016**. Rio de Janeiro, 2017. Disponível em < https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2017.pdf > Acesso em 10 de janeiro, 2018.

FAGNANI, K. C. **Comparação do potencial energético do lodo gerado no tratamento físico-químico de efluentes provenientes do abate de aves utilizando diferentes coagulantes**. 2017. 142 f. Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Bioprodutos Agroindustriais) – Universidade Federal do Paraná, Palotina, 2017.

FELICIANO, M.; RODRIGUES, F.; GONÇALVES, A.; SANTOS, J. M. R. C. A.; LEITE, V. Assessment of energy use and energy efficiency in two Portuguese slaughterhouses. **International Journal of**

Environmental and Ecological Engineering, v. 14, n. 4, p. 253-257, 2014.

FRANÇA, A. F. R. T.; CASEIRO, L. P. V. C. **Cogeração e trigerção**. Relatório planejamento e produção de eletricidade, 2008. Disponível em <<http://www.marioloureiro.net/tecnica/co-trigeracao/Trigeracao.pdf>>. Acesso em 07 de fevereiro, 2018.

FROZZA, J. F. **Eficiência energética em indústrias frigorífica: desafio de implantação**. 2013. 127 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2013.

HORLOCK, J. H. **Cogeneration: combined heat and power**. New York: Pergamom, 1987.

IEA. **Combined Heat and Power: evaluating the benefits of greater global investment**, 2008. Disponível em < https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/chp_report.pdf >. Acesso em 10 de janeiro, 2018.

IEA. **Projected Costs of Generating Electricity**, 2015. Disponível em < <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf> >. Acesso em 10 de maio, 2018.

ISA, N. M.; TAN, C. W.; YATIM, A. H. M. A comprehensive review of cogeneration system um a microgrid: A perspective from architecture and operating system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 2236-2263, 2018.

LIU, M.; SHI, Y.; FANG, F. Combined cooling, heating and power systems: a survey. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 35, p. 1-22, 2014.

LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. **Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação**. Rio de Janeiro: Interciência, 2004. v. 1.

MCKENDRY, P. Energy production from biomass (part 1): overview of biomass. **Bioresource Technology**, v. 83, p. 37-46, 2002a.

MCKENDRY, P. Energy production from biomass (part 2): conversion technologies. **Bioresource Technology**, v. 83, p. 47-54, 2002b.

MORAIS, C. F. **Metodologia de análise de desempenho de turbinas a vapor operando em ciclos convencionais e combinado**. 2007. 341 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2007.

NIAN, V.; SUN, Q.; MA, Z.; LI, H. A comparative cost assessment of energy production from central heating plant or combined heat and power plant. **Energy Procedia**, v. 104, p. 556-561, 2016.

NUNES, J; SILVA, P. D; ANDRADE, L. P; GASPAR, P. D. Keys points on the energy sustainable development of the food industry: case study of the Portuguese sausages industry. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 57, p. 393-411, 2016.

ODDONE, D. C. **Cogeração: uma alternativa para a produção de eletricidade**. 2001. 82 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001.

PEREIRA, M. F. **Análise exergoambiental da cadeia produtiva da biomassa energética florestal**. 2017. 110 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2017.

PETRECCA, G. **Energy conversion and management: principles and applications**. 1 ed. Londres: Springer, 2014.

RAMÍREZ, C. A.; PATEL, M.; BLOK, K. How much energy to processo ne pound of meat? A comparison of energy use and specific consumption in the meat industry of four European countries. **Energy**, v. 31, p. 2047-2063, 2006.

REIS, J. A. **Projeto e montagem de um sistema compacto de cogeração: aplicação da análise exergoeconômica**. 2006. 162 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2006.

ROCHA, C. R.; BAJAY, S. V.; GORLA, F. D. **Oportunidades de eficiência energética para a indústria: relatório setorial: alimentos e bebidas**. Brasília: CNI, 2010.

RODRIGUES, L. C. E. **Gerenciamento da produção florestal**. Departamento de ciências florestais, 1991. Disponível em < <http://www.ipef.br/publicacoes/docflorestais/cap13.pdf>>. Acesso em 01 de maio, 2018.

SHORT, W.; PACKKEY, D. J.; HOLT, T. **A Manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies**. 1 ed. Colorado: National Renewable Energy Laboratory, 1995.

SINE. **Média salarial**, 2018. Disponível em < <https://www.sine.com.br/media-salarial>>. Acesso em 05 de abril, 2018.

SORDI, A.; SOUZA, S. N. M; GALDINO, A. P. M.; OLIVA, C. A. **Planta de cogeração num frigorífico de frangos com cavaco de pinus como fonte primária**, 2002. Disponível em < http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?pid=MSC0000000022002000200040&script=sci_arttext>. Acesso em 05 de junho, 2017.

SPIRAX SARCO. **Pressurised Deaerators**, 2018. Disponível em: < <http://www.spiraxsarco.com/Resources/Pages/Steam-Engineering-Tutorials/the-boiler-house/pressurised-deaerators.aspx>>. Acesso em 13 de fevereiro, 2018.

TAKAKI, A. T. **Análise do aproveitamento do gás natural em plantas de cogeração e trigeriação de energia em indústrias frigoríficas**. 2006. 159 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2006.

TILLMAN, D. A; JAMISON, R. L. Cogeneration with wood fuels: a review. **Fuel Processing technology**, v. 5, p. 169-181, 1982.

VIRMOND, E. **Aproveitamento do lodo de tratamento primário de efluentes de um frigorífico como fonte de energia**. 2007. 134 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007.

ZANIN, A.; SOUZA, S. N. M.; KOLLING, E. M.; SORDI, A. **Perfil do consumo de energia elétrica no abate de frangos de corte – estudo de caso**, In: Encontro de Energia no Meio Rural, 4, 2002. Disponível em <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC000000022002000200037>. Acesso em 05 de junho, 2017.

APÊNDICE A - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DA PLANTA DE COGERAÇÃO

As configurações propostas foram modeladas conforme descrito no item 5.1. Os resultados da operação das configurações C1/TG1, C1/TG2 e C2/TG1 durante a semana e no final de semana estão apresentados nas Figuras 40, 41, 42, 43, 44 e 45.

Figura 40 - Operação durante a semana da configuração C1/TG1.

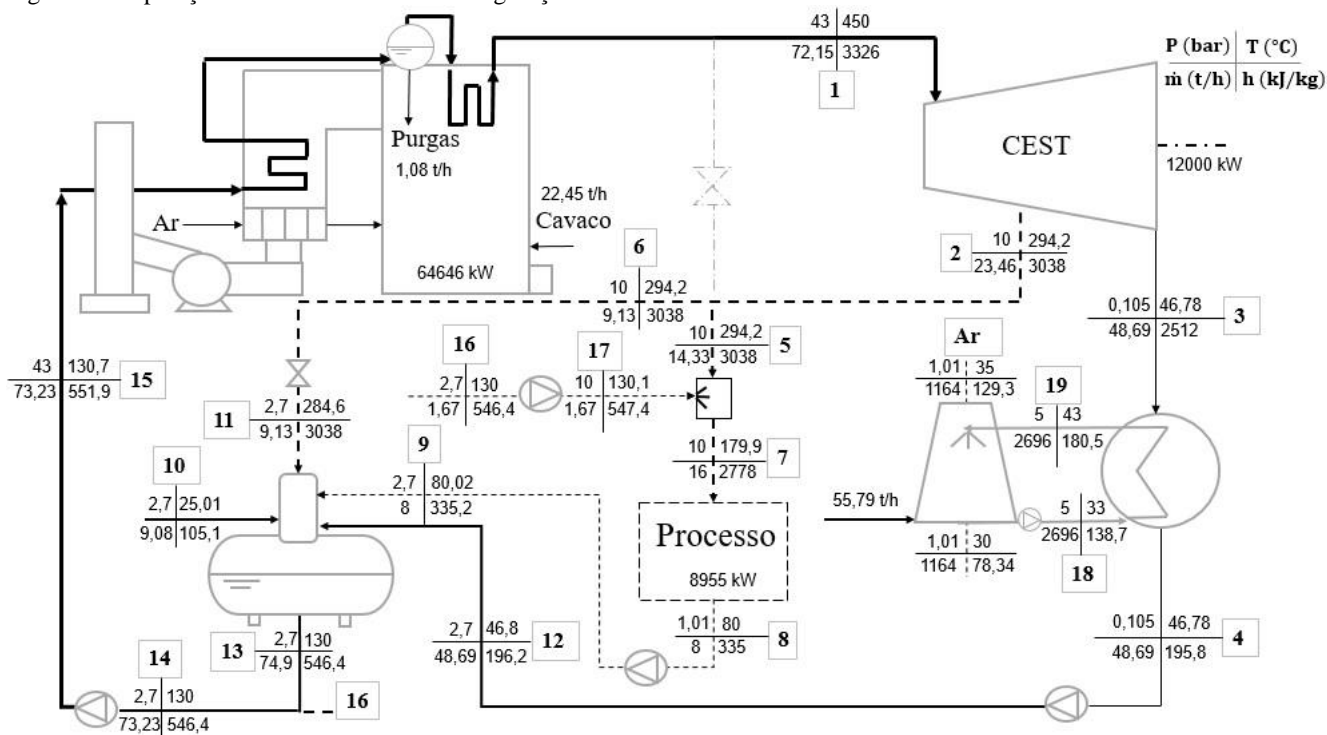


Figura 41 - Operação final de semana da configuração C1/TG1.

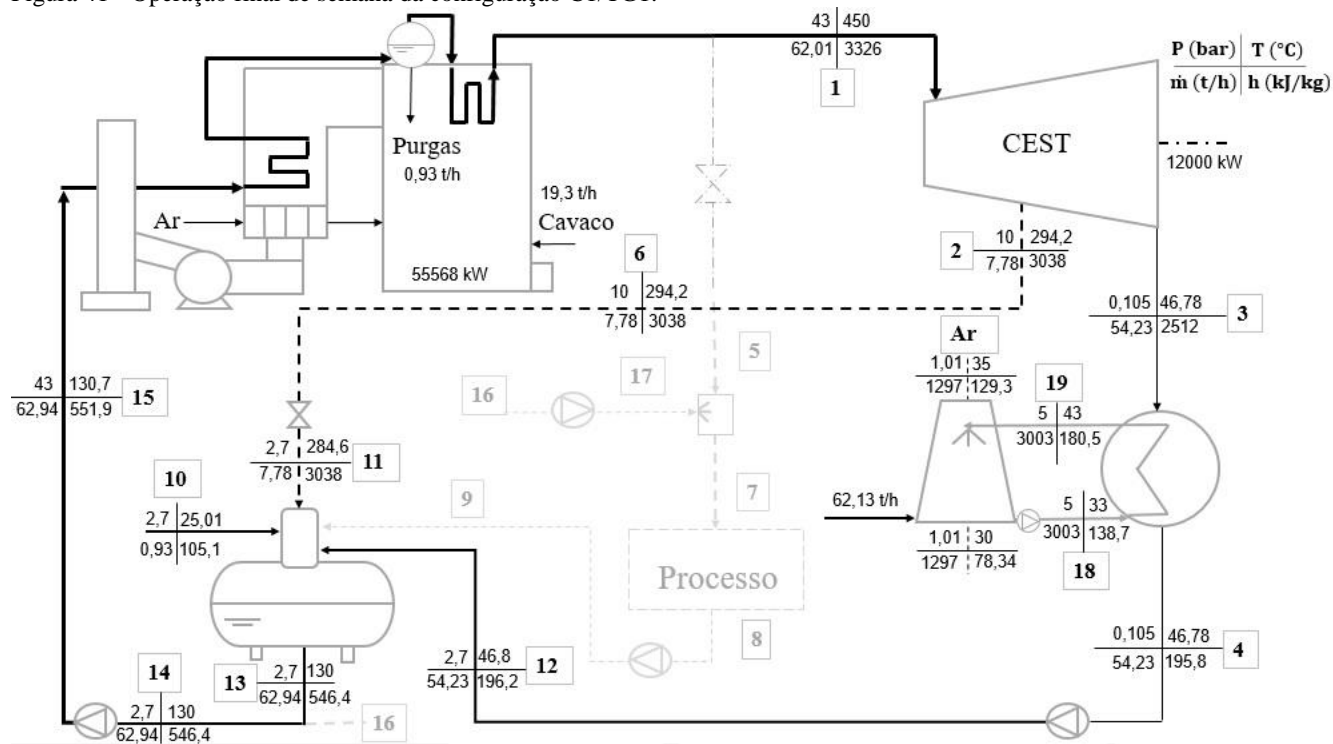


Figura 42 - Operação durante a semana da configuração C1/TG2.

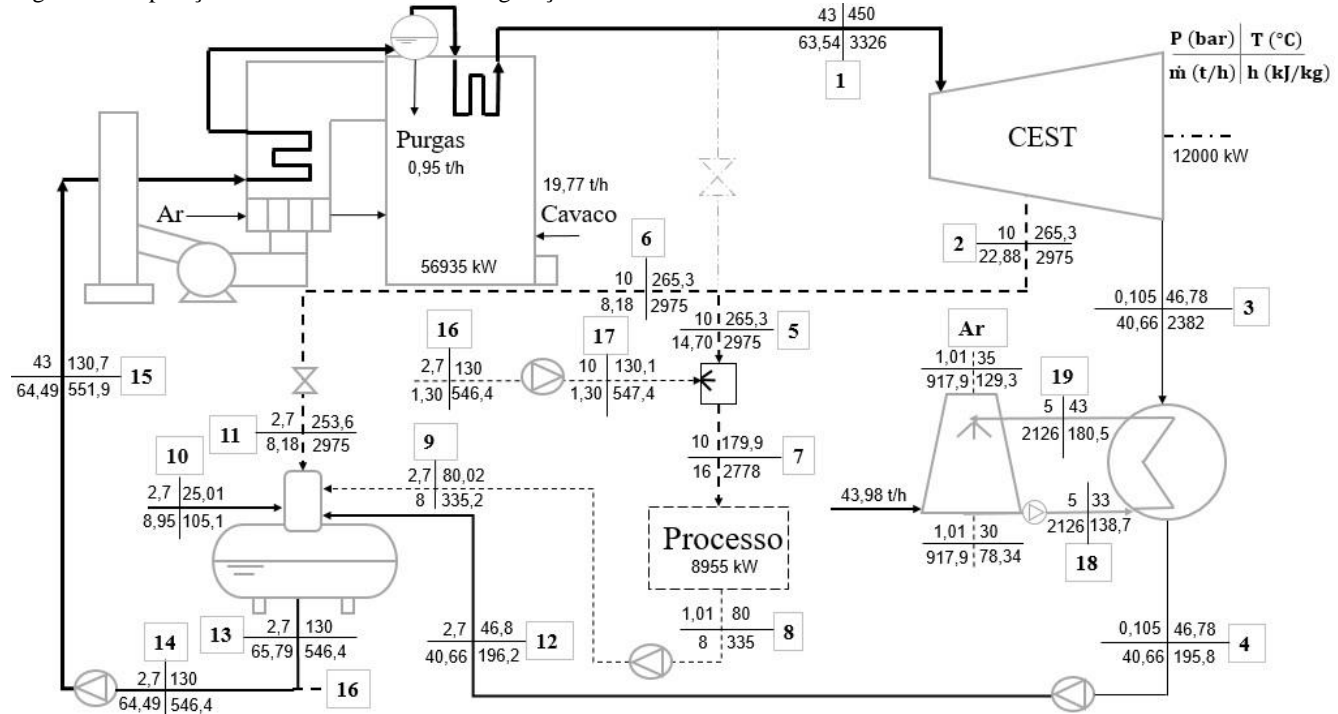
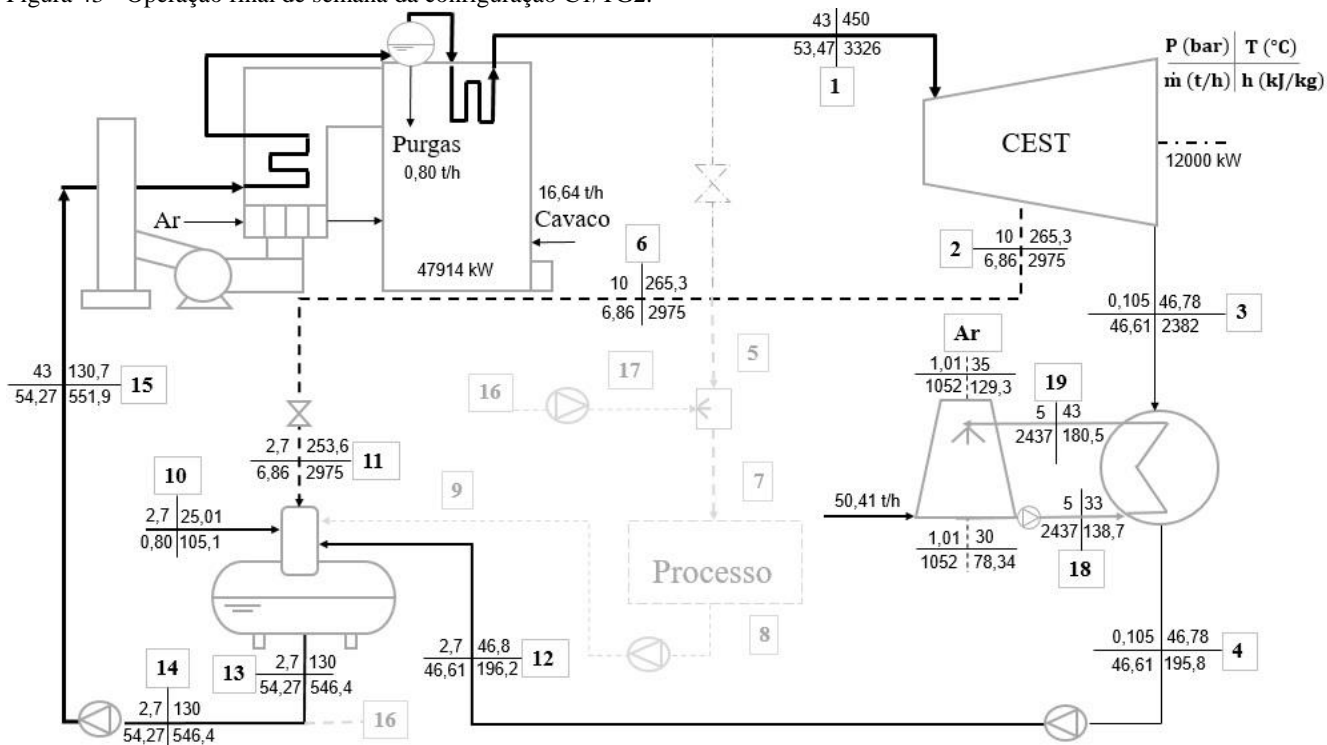


Figura 43 - Operação final de semana da configuração C1/TG2.



APÊNDICE B - ESTIMATIVA DA ÁREA PLANTADA DE FLORESTA ENERGÉTICA PARA ABASTECIMENTO DA PLANTA DE COGERAÇÃO

O cálculo da área plantada de floresta energética, necessária para o abastecimento do consumo de cavaco de lenha da planta de cogeração está baseado na metodologia descrita no trabalho de Pereira (2017).

Para o desenvolvimento do cálculo foi considerado as seguintes premissas: as áreas destinadas à silvicultura, em geral, são divididas em talhões de terra. Diferentes talhões podem significar agrupamentos de árvores plantadas em diferentes períodos. Isto significa que numa determinada área destinada à silvicultura pode-se realizar colheitas de árvores anualmente e sistematicamente, conforme o manejo dos talhões. No intuito de se modelar este manejo e o consequente estoque de biomassa, considera-se um caso hipotético em que cada um dos 8 talhões possui uma área de 1 hectare (ha) e a diferença de idade de 1 ano, conforme Figura 46.

Figura 46 - Área planta de floresta energética em 8 talhões.

T1 1 ano	T2 2 anos	T3 3 anos	T4 4 anos
T5 5 anos	T6 6 anos	T7 7 anos	T8 8 anos

Fonte: Adaptado de Pereira (2017).

Considera-se que os talhões apresentam idades que variam de 1 a 8 anos, sendo que este último é o ano da colheita. Sendo assim, nesta área em análise, todo ano há um talhão pronto para a colheita e a soma do estoque de biomassa é constante ao longo dos anos. É claro que, para que esta análise seja verdadeira, os talhões devem apresentar o mesmo Incremento Médio Anual (IMA) em $\text{m}^3/\text{ha}/\text{ano}$. Para este trabalho adotou-se o IMA de $30 \text{ m}^3/\text{ha}$ (ACR, 2016). A densidade da madeira foi considerada de $700 \text{ kg}/\text{m}^3$ (RODRIGUES, 1991).

Desta forma, o cômputo da quantidade de biomassa acumulada (BA), em m^3 , na área de 8 talhões, sendo colhidos anualmente quando completam 8 anos de idade, pode ser apurado pelo somatório dos incrementos anuais de cada talhão, conforme a Equação (B.1).

$$BA = IMA n \left(\frac{1+n}{2} \right) \quad (B.1)$$

onde n é o número de talhões, o qual coincide com a idade de colheita, que neste caso $n = 8$. Então, a quantidade média de biomassa acumulada por área, BAA (t/ha) é obtida pela Equação (B.2).

$$BAA = \frac{BA \rho}{1000 n} \quad (B.2)$$

onde ρ é a densidade da madeira (kg/m³).

Para o cálculo da área plantada de floresta energética para o abastecimento da planta de cogeração leva-se em consideração o consumo anual de cavaco da configuração C2/TG2. Na Tabela 26 estão apresentados os resultados do cálculo da biomassa acumulada, biomassa acumulada por área e a área plantada de floresta energética.

Tabela 26 - Resultados dos cálculos para área total de floresta energética.

Parâmetro	Valor	Unidade
Biomassa Acumulada	1.080	m ³
Biomassa Acumulada por Área	94,5	t/ha
Consumo anual C2/TG2	138.093	t
Área colhida por ano	1.461,30	ha
Área total da floresta energética	11.690,39	ha

A floresta energética para suprir o consumo da planta de cogeração é composta por 8 talhões de 1.461,30 ha com diferença de 1 ano de idade, totalizando uma área de 11.690,39 ha, cerca de 117 km². Com base na mesma lógica apresentada na Figura 46, cada talhão será colhido e transformado em cavaco de lenha quando tiver 8 anos de idade. Portanto, para o abastecimento anual da planta de cogeração é preciso que uma área de aproximadamente 15 km² com idade de 8 anos esteja pronta para ser colhida e transformada em cavaco de lenha. O manejo dos talhões permite que a cada ano um talhão esteja pronto para ser colhido, garantido assim o suprimento de cavaco de lenha para a operação da planta de cogeração.

APÊNDICE C - DESPESAS E RECEITAS DAS CONFIGURAÇÕES PROPOSTAS

A seguir estão apresentados os cálculos do fluxo de caixa para a análise econômica. São consideradas as despesas (OPEX, contrato de demanda e consumo de energia elétrica) e receitas (custo evitado de energia elétrica e vapor e venda de excedente).

C.1. OPERATIONAL EXPENDITURE (OPEX)

Os custos aqui tratados foram obtidos junto aos fornecedores de cada equipamento, incluindo o custo com manutenção, equipe de funcionários para operação da planta de cogeração e custo para tratamento de água do ciclo a vapor. Na Tabela 27 é apresentado o custo total de manutenção referente aos principais equipamentos da planta.

Tabela 27 - Custo anual de manutenção.

Equipamento	Custo (R\$)
Caldeira	120.000,00
Turbina	200.000,00
Torre de resfriamento	56.000,00
Total	376.000,00

A Tabela 28 mostra o custo total referente a mão-de-obra para operação da planta de cogeração. Leva-se em conta o salário médio para cada função, baseado no Site Nacional de Emprego (SINE) somado aos impostos para compor o custo mensal e anual de cada função.

Tabela 28 - Custo anual de mão-de-obra.

Função	Quantidade	Custo mensal (R\$)	Custo anual (RS)
Operador Caldeira	3	11.160,00	145.080,00
Operador Turbina	3	11.160,00	145.080,00
Operador Pátio de biomassa	3	11.160,00	145.080,00
Líder da planta	1	20.000,00	260.000,00
Técnico Mecânica	1	6.400,00	83.200,00
Técnico Elétrica	1	6.400,00	83.200,00
Total	12	66.280,00	861.640,00

Na Tabela 29 é apresentado o custo anual referente ao tratamento de água para a caldeira e torre de resfriamento. Cada configuração possui uma vazão de reposição (t/h) e um consumo anual de água (m³). Para o cálculo considera-se o valor médio de 2,5 R\$/m³ para o tratamento de água.

Tabela 29 - Custo anual de tratamento de água.

Configuração	Consumo (m ³)	Custos (R\$)
C1/TG1	517.396,97	1.293.492,43
C1/TG2	421.606,11	1.054.015,29
C2/TG1	447.471,94	1.118.679,86
C2/TG2	361.024,48	902.561,21

C.2. CONTRATO DE DEMANDA E CONSUMO DE ELETRICIDADE

O contrato de demanda se refere ao valor anual pago para a concessionária local. Considera-se a demanda de 12 MW na ponta e fora de ponta. Este contrato é necessário para garantir o fornecimento de energia elétrica em caso de problemas na operação da planta de cogeração e também para o consumo de eletricidade durante o período de manutenção da planta de cogeração.

A Tabela 30 mostra as tarifas aplicadas a alta tensão, estes valores são baseados na Resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), N° 2.255 de 20 de junho de 2017. A Empresa estudada se enquadra no subgrupo A2, com tensão de 138 kV.

Tabela 30 - Tarifas aplicadas a alta tensão.

MODALIDADE TARIFÁRIA AZUL					
SUBGRUPO	Ponta R\$/kW	TUSD		TE	
		Fora de ponta R\$/kW	TUSD consumo R\$/kWh	Ponta R\$/kWh	Fora de Ponta R\$/kWh
A2 (88 a 138 kV)	14,18	5,89	0,03107	0,36491	0,23881

Fonte: Adaptado de COPEL (2017).

Para o contrato de demanda considera-se os valores de Tarifa do Uso de Sistema de Distribuição (TUSD) e impostos (ICMS, PIS/PASEP e COFINS) que somados são 34 %. Para o custo referente ao consumo utiliza-se a Tarifa de Energia (TE) que inclui a parcela de transporte,

perdas e encargos. A Tabela 31 mostra o custo anual referente ao contrato de demanda e o consumo de eletricidade.

Tabela 31 - Custos de contrato de demanda e consumo de eletricidade.

Item	Ponta	Fora de ponta
Demanda média (kW)	10.000	10.000
TUSD (R\$/kW)	14,18	5,89
TUSD energia consumida (R\$/kWh)		0,03107
TE (R\$/kWh)	0,36491	0,23881
Custo contrato demanda (R\$)	2.736.172,80	1.136.534,40
Custo TUSD (R\$)		278.779,92
Energia consumida (kWh)	613.800	6.079.968
Custo energia comprada (R\$)	223.981,76	1.452.490,18
Custo Total (R\$)		5.827.959,06

C.3. CUSTO EVITADO COM ELETRICIDADE E VAPOR

O custo evitado com eletricidade leva em consideração o valor total pago em 2017. Os dados foram coletados da fatura de energia elétrica e estão apresentados na Tabela 32.

Tabela 32 - Custo evitado com eletricidade.

Mês/2017	Consumo (MWh)	R\$/MWh	Custo (R\$)
Janeiro	6.163,28	386,08	2.379.526,63
Fevereiro	5.642,95	385,92	2.177.699,68
Março	6.586,39	384,78	2.534.343,24
Abril	5.743,99	378,70	2.175.261,33
Maiο	6.231,38	387,61	2.415.360,24
Junho	5.849,84	384,11	2.246.979,25
Julho	5.850,55	378,88	2.216.656,22
Agosto	6.100,05	378,88	2.311.186,80
Setembro	6.413,11	375,58	2.408.658,23
Outubro	6.039,70	370,99	2.240.658,74
Novembro	6.125,30	385,24	2.359.685,55
Dezembro	6.699,10	387,91	2.598.632,31
Total	73.445,64	-	28.064.648,22

O cálculo do consumo de eletricidade leva em conta o consumo na ponta e fora de ponta e as respectivas tarifas. Os dados apresentados representam o consumo total mensal e um valor médio mensal para o MWh, que para o ano de 2017 foi de 382,06 R\$/MWh.

O custo evitado com vapor está apresentado na Tabela 25, considerando o consumo de energia térmica em 2017, de 55.455,55 MWh, e o LCOH de 74,62 R\$/MWh, resultando no custo de R\$ 4.138.038,10, valor utilizado como HC para o cálculo do LCOE da planta de cogeração.

C.4. VENDA DE EXCEDENTE DE ELETRICIDADE

A planta de cogeração foi dimensionada para a demanda máxima de energia elétrica de 12 MW. Portanto, a energia produzida é maior que a energia consumida e tem-se o excedente de energia que pode ser vendido. O cálculo é feito considerando um valor de 198,94 R\$/MWh, valor do leilão de geração A-4 para térmicas a biomassa de abril de 2018 (ANEEL, 2018). A Tabela 33 apresenta os valores da energia produzida, consumida e excedente (MWh), considerando a energia produzida pela planta de cogeração e a consumida pela empresa em 2017.

Tabela 33 - Excedente de eletricidade.

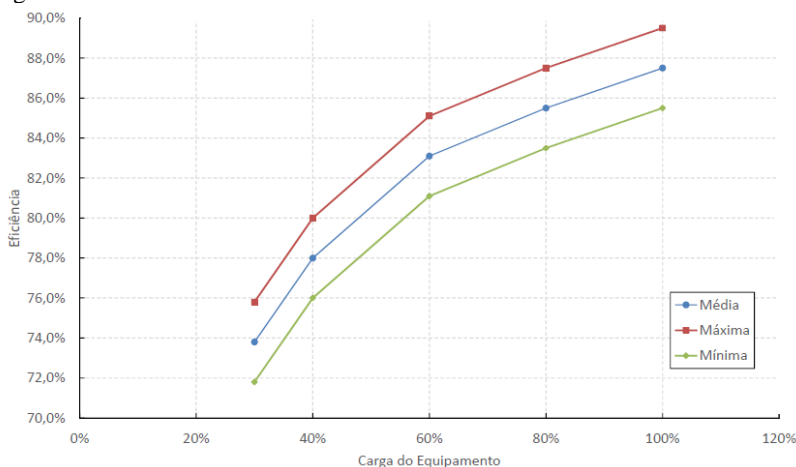
Mês/2017	Produção de eletricidade (MWh)	Consumo de eletricidade (MWh)	Excedente (MWh)
Janeiro	8928	6163,27	2764,73
Fevereiro	8064	5642,95	2421,05
Março	8928	6586,39	2341,61
Abril	8640	5743,99	2896,01
Mai	8928	6231,38	2696,62
Junho	8640	5849,84	2790,16
Julho	8928	5850,55	3077,45
Agosto	8928	6100,05	2827,95
Setembro	8640	6413,11	2226,89
Outubro	8928	6039,70	2888,30
Novembro	8640	6125,30	2514,70
Dezembro	288	216,10	71,90
Total	96480	66962,64	29517,36

Então, a receita com a venda de excedente é de R\$ 5.872.184,33.

ANEXO A - DADOS RELEVANTES DA CALDEIRA E DO CAVACO DE LENHA

A curva de eficiência da caldeira é fornecida considerando a operação em carga parcial e utilizando cavaco de lenha como combustível. Na Figura 47 estão ilustradas as curvas de eficiência máxima, média e mínima. Para o presente estudo é considerado eficiência de 86 %, considerando que a caldeira opere em carga parcial a partir de 75 % e que a umidade máxima do cavaco seja de 50 %.

Figura 47 - Curva de eficiência da caldeira.



Fonte: Fornecedor de caldeira.

A qualidade da água da caldeira influencia diretamente no desempenho do equipamento e na vida útil do mesmo. Por isso a água utilizada é submetida a um tratamento para garantir as propriedades ideais para seu uso na caldeira. O sistema de tratamento de água é dimensionado para suprir a vazão média de 10 m³/h. A Tabela 34 mostra os principais parâmetros para a água de alimentação e os parâmetros utilizados para o controle da qualidade da água na caldeira.

O cavaco de lenha de eucalipto utilizado pelo sistema base tem sua composição definida conforme Tabela 35. A empresa estudada possui um galpão para estocagem do cavaco e os valores apresentados se referem à análise elementar do cavaco utilizado no sistema base.

Tabela 34 - Parâmetros para caldeira de até 68 bar.

Parâmetros		
	Água de alimentação	
Oxigênio dissolvido		<0,007 mg/L
Ferro total		<0,020 mg/L
Cobre total		<0,01 mg/L
Dureza total		<0,05 mg/L em CaCO ₃
pH a 25 °C		de 8,8 a 9,6
	Água da caldeira	
Sílica		< 8 mg/L em SiO ₂
Alcalinidade total		< 100 mg/L em CaCO ₃
Condutividade específica		< 200 µS/cm a 25 °C
pH		de 9,6 a 10,2
Cloretos		< 30 mg/L
Fosfato		de 2 a 10 mg/L PO ₄

Fonte: Fornecedor de caldeira.

Tabela 35 - Composição do cavaco.

Elemental	Base seca e livre de cinzas (%)	Base úmida (%)
Carbono	46,3	29,4
Hidrogênio	6,4	4,1
Nitrogênio	0,4	0,3
Oxigênio	46,9	29,8
Umidade	-	36,2
Cinzas	-	0,2
Total	100,0	100,0

Fonte: Departamento de Gestão Ambiental.

O PCI utilizado para o cavaco de lenha é de 10.366 kJ/kg. Na Tabela 36 está apresentado o Poder Calorífico do cavaco. Os valores são obtidos por meio da utilização de uma bomba calorimétrica.

Tabela 36 - Poder calorífico do cavaco de lenha.

Poder calorífico	kJ/kg
PCS (base seca)	19.040,17
PCS (base úmida)	12.149,53
PCI (base úmida)	10.366

Fonte: Departamento de Gestão Ambiental.