# CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNÓLOGICA DE MINAS GERAIS Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia

Rizzia Costa Souza

Análise de aproveitamento energético do biogás na usina de cogeração existente de uma indústria alimentícia: estudo de caso na Bem Brasil Alimentos S. A.

> Belo Horizonte 2019

Rizzia Costa Souza

Análise de aproveitamento energético do biogás na usina de cogeração existente de uma indústria alimentícia: estudo de caso na Bem Brasil Alimentos S. A.

> Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia, em associação ampla entre o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais e a Universidade Federal de São João Del Rei, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestra em Engenharia da Energia.

Orientador: Prof. Dr. Frederico Romagnoli Silveira Lima Coorientador: Prof. Dr. Paulo Eduardo Lopes Barbieri

Belo Horizonte 2019

## Souza, Rizzia Costa S725a Análise de aproveitamento energético do biogás na usina de cogeração existente de uma indústria alimentícia: estudo de caso na Bem Brasil Alimentos S.A. / Rizzia Costa Souza. -- Belo Horizonte, 2019. 117f.: il. Dissertação (mestrado) - Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia em associação ampla com a Universidade Federal de São João Del Rei, 2019. Orientador: Prof. Dr. Frederico Romagnoli Silveira Lima Coorientador: Prof. Dr. Paulo Eduardo Lopes Barbieri Bibliografia 1. Eficiência Energética. 2. Energia elétrica e calor - Cogeração. 3. Biogás. I. Lima, Frederico Romagnoli Silveira. II. Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais. III. Título CDD 621.042

## Rizzia Costa Souza

Análise de aproveitamento energético do biogás na usina de cogeração existente de uma indústria alimentícia: estudo de caso na Bem Brasil Alimentos S. A.

> Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia, em associação ampla entre o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais e a Universidade Federal de São João Del Rei, como reguisito parcial para a obtenção do título de Mestra em Engenharia da Energia.

Aprovado em 10 de julho de 2019.

Banca Examinadora

Prof<sup>o</sup>. Dr<sup>o</sup>.

Frederico Romagnoli Silveira Lima

Prof<sup>o</sup>. Dr<u><sup>o</sup>.</u>

Paulo Eduardo Lopes Barbieri

Prof⁰. Dr⁰.

José Leôncio Fonseca de Souza

Drº. Claudio Homero Ferreira da Silva

## AGRADECIMENTOS

Ao professor Frederico Romagnoli Silveira pela atenção e perseverança ao me orientar ao longo deste trabalho e por todo o conhecimento compartilhado.

Aos professores do Programa de Pós-graduação em Engenharia da Energia do CEFET-MG pelos ensinamentos doados durante as aulas ministradas.

Ao professor Felipe Ponce Arrieta, da PUC Minas, por disponibilizar o laboratório com o *software* de uso deste trabalho e por toda a atenção e ensinamentos.

Aos colegas de trabalho da Efficientia e da Cemig, em especial ao Alex Pércio Leandro, com quem pude contar para obter muitas das informações técnicas contidas neste trabalho.

À Bem Brasil Alimentos S.A. por compartilhar os dados técnicos de sua operação industrial e possibilitar a realização deste trabalho.

Ao Tarcísio Filó pelo incentivo e apoio, essenciais para que eu não desistisse.

Aos meus pais por todo esforço de me proporcionar uma educação digna, base para que eu chegasse até aqui.

"Parti para minha mais longa travessia e, mesmo que ela só durasse esse único dia, eu havia escapado do maior perigo de uma viagem, da forma mais terrível de naufrágio: não partir."

Amyr Klink

#### RESUMO

O conceito de eficiência energética quando aplicado em indústrias pode resultar em ganhos econômicos e ambientais significativos. Em grande parte dessas plantas, tem-se a demanda de energia térmica e elétrica, fazendo com que sistemas de cogeração sejam uma aplicação adequada, principalmente quando se trata de indústrias alimentícias. Em seus processos, tem-se a geração de resíduos e efluentes com alta carga orgânica que necessitam de tratamento adequado, sendo este muitas vezes a biodigestão com a formação de biogás. Entretanto, para cogerações existentes, a inserção do biogás como combustível é possível sob diferentes arranjos energéticos, sendo necessária uma avaliação do modelo que proporciona a maior relação custo-benefício. Dessa forma, o presente trabalho busca determinar o sistema energético mais adequado em termos de eficiência e geração elétrica para a cogeração existente de uma indústria alimentícia considerando a inserção de biogás como combustível por meio de simulações no software GateCycle. Além disso, foi realizada uma análise de custo-benefício entre os arranjos energéticos estudados, considerando seus custos de implantação e manutenção. Como resultado, todos os arranjos propostos são tecnicamente viáveis, no entanto, aquele que traz o melhor retorno financeiro ao investidor é a inserção do biogás na caldeira existente, tendo sua co-combustão com a biomassa. Para esse arranjo energético, é prevista uma economia de aproximadamente R\$ 1,6 milhão ao ano com a redução no consumo de biomassa e, para um fluxo de caixa de dez anos, o retorno do investimento indica TIR de 653% e Pavback de 0.15 anos.

Palavras-chave: Cogeração; Biogás; GateCycle; Eficiência Energética.

#### ABSTRACT

The concept of energy efficiency when applied in industries can result in significant economic and environmental gains. In most of these plants, there is the demand for thermal and electric energy, making cogeneration systems an adequate application, especially when it comes to food industries. In its processes, there is the generation of waste and effluents with high organic load that need adequate treatment, which is often biodigestion with the formation of biogas. However, for existing cogenerations, the insertion of biogas as a fuel is possible under different energy arrangements, requiring an evaluation of the model that provides the highest cost-benefit ratio. Thus, the present work seeks to determine the most appropriate energy system in terms of efficiency and electric generation for the existing cogeneration of a food industry considering the insertion of biogas as fuel through simulations in the GateCycle software. In addition, a cost-benefit analysis was performed between the energy arrangements studied, considering their implementation and maintenance costs. As a result, all the proposed arrangements are technically viable. However, the one that brings the best financial return to the investor is the insertion of the biogas in the existing boiler, having its co-combustion with biomass. For this energy arrangement, savings of approximately R\$ 1.6 million per year are expected with a reduction in biomass consumption and, for a ten-year cash flow, the return on investment indicates an IRR of 653% and a payback of 0,15 years.

Keywords: Cogeneration, Biogas, GateCycle, Energy Efficiency.

# LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Evolução da capacidade instalada de cogeração a biomassa no Brasil14
Figura 2 – Comparação entre os fluxos energéticos na turbina a vapor quando se aplica a cogeração19
Figura 3 – Comparação entre os fluxos energéticos na turbina a gás quando se aplica a cogeração19
Figura 4 – Comparação entre os fluxos energéticos em motores quando se aplica a cogeração20
Figura 5 – Ciclo de geração de potência a vapor21
Figura 6 – Esquema de combinação dos ciclos Brayton e Rankine
Figura 7 – Fluxo energético em um ciclo combinado Brayton-Rankine
Gráfico 1 – Parcela de cogeração a partir da bioenergia e da matriz elétrica na Europa31
Quadro 1 – Dados de formação do biogás para resíduos da indústria de batatas35
Quadro 2 – Impurezas presentes no biogás e efeitos causados
Figura 8 – Fluxograma representando o processo de cogeração existente na Bem Brasil51
Quadro 3 – Componentes do sistema de cogeração52
Figura 9 – Premissas adotadas para a implementação da caldeira no GateCycle55
Figura 10 – Dados de saída da turbina a vapor para a cogeração existente56
Figura 11 – Simulação da cogeração existente no GateCycle57
Quadro 4 – Descrição dos componentes da simulação58
Quadro 5 – Arranjos energéticos identificados60
Figura 12 – Arranjos 1 a 5 implementados junto à cogeração existente61
Figura 13 – Detalhe do Arranjo 1: Co-combustão de biomassa e biogás62
Figura 14 – Detalhe do Arranjo 2: Combustão do biogás em uma turbina a gás63
Figura 15 – Detalhe do Arranjo 3: Queima do biogás na turbina a gás e aproveitamento dos gases de exaustão63
Figura 16 – Detalhe do Arranjo 4: Queima do biogás em um motor de combustão interna64
Figura 17 – Detalhe do Arranjo 5: Queima do biogás em um motor de combustão interna e aproveitamento dos gases de exaustão64

Figura 18 – Fluxograma do processo de produção da Bem Brasil, com destaque para etapas que utilizam vapor a partir do sistema de cogeração existente	ι as 69
Figura 19 – Ciclo sustentável provido pelo tratamento anaeróbio de resíduos orgânicos	71
Figura 20 – Características do biogás inseridas na simulação do Arranjo 1	75
Figura 21 – Diagrama da simulação do Arranjo 1	76
Figura 22 – Frações dos combustíveis na caldeira com co-combustão (Arranjo 1)	77
Figura 23 – Turbina a gás implementada no GateCycle	79
Figura 24 – Diagrama da simulação do Arranjo 2	80
Figura 25 – Diagrama da simulação do Arranjo 3	82
Figura 26 – Motor de combustão interna implementado no GateCycle	84
Figura 27 – Características do motor e do combustível	85
Figura 28 – Diagrama da simulação do Arranjo 4	86
Figura 29 – Características do motor para o Arranjo 5	88
Figura 30 – Diagrama da simulação do Arranjo 5	89
Gráfico 2 – Redução do consumo de biomassa	91
Gráfico 3 – Potência total dos Arranjos propostos	91
Gráfico 4 – Eficiência elétrica global dos Arranjos propostos	92

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Condições de operação da usina de cogeração existente da Bem Brasil	54
Tabela 2 – Características da biomassa	70
Tabela 3 – Composição do biogás gerado na Bem Brasil	72
Tabela 4 – Geração de biogás prevista para a unidade da Bem Brasil	72
Tabela 5 – Relação de unidades volumétricas e mássicas do biogás	74
Tabela 6 – Fração de energia do biogás em relação à energia da biomassa	78
Tabela 7 – Cálculo da potência total e da eficiência elétrica para o Arranjo 2	81
Tabela 8 – Cálculo da potência total e da eficiência elétrica para o Arranjo 3	83
Tabela 9 – Cálculo da potência total e da eficiência elétrica para o Arranjo 4	87
Tabela 10 – Cálculo da potência total e da eficiência elétrica para o Arranjo 5	90
Tabela 11 – Levantamento de custos dos insumos da Bem Brasil	92
Tabela 12 – Custos dos equipamentos avaliados	93
Tabela 13 – Economia de biomassa prevista com o Arranjo 1	94
Tabela 14 – Economia de energia elétrica prevista para os Arranjos 2 a 5	94
Tabela 15 – Resultados financeiros dos Arranjos Energéticos	95

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABIA	Associação Brasileira da Indústria de Alimentos
AEBIOM	Associação Europeia de Biomassa (European Biomass Association)
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CH <sub>4</sub>	Metano
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
DBO	Demanda Bioquímica de Oxigênio
DQO	Demanda Química de Oxigênio
EPA	Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos ( <i>Environmental Protection Agency</i> )
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica (Electric Power Research Institute)
GATE	Software Gas Turbine Evaluation
$H_2S$	Gás sulfídrico
IEA	Agência Internacional de Energia (International Energy Agency)
MCI	Motor de combustão interna
MME	Ministério de Minas e Energia
MtCO <sub>2</sub>	Milhões de toneladas de dióxido de carbono
N <sub>2</sub>	Nitrogênio
$NH_3$	Amônia
NOx	Óxidos de nitrogênio
O&M	Operação e Manutenção
PCI	Poder Calorífico Inferior
PIB	Produto Interno Bruto
ppm	Partes por milhão
SO <sub>2</sub>	Dióxido de enxofre
SV	Sólidos voláteis
tep	Tonelada equivalente de petróleo
TG	Turbina a gás
TIR	Taxa Interna de Retorno
UASB	Reator que promove a biodigestão (Upflow Anaerobic Sludge Blanket)
UTE	Usina Termoelétrica
VPL	Valor Presente Líquido

# SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 Objetivos	15
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	17
2.1 Sistemas de Cogeração	17
2.1.1 Sistemas Típicos de Cogeração	18
2.1.1.1 Sistemas de Geração a Vapor	20
2.1.1.1.1 Caldeira	22
2.1.1.1.2 Turbina a Vapor	23
2.1.1.2 Turbina a Gás	24
2.1.1.3 Motor de Combustão Interna	25
2.1.2 Ciclos Combinados	26
2.1.2.1 Combinação de Turbina a Gás e Turbina a Vapor	26
2.1.2.2 Combinação de Motores de Combustão Interna e Turbina a Vapor	28
2.2 Bioenergia	29
2.2.1 Bioenergia no Brasil e no Mundo	30
2.2.2 Características do Biogás	32
2.2.3 Biogás na Indústria Alimentícia	33
2.2.4 Utilização Energética do Biogás	35
2.2.4.1 Combustão em Caldeira	37
2.2.4.2 Combustão em Turbinas a Gás	39
2.2.4.3 Combustão em Motores de Combustão Interna	40
2.2.4.4 Biogás em Ciclos Combinados e Cogeração	42
2.3 O <i>Software</i> GateCycle	42
2.3.1 História do GateCycle	43
2.3.2 Aplicações do GateCycle	43
3 METODOLOGIA	46
3.1 Princípio de Funcionamento do GateCycle	47
3.2 Eficiência dos Ciclos	48
3.3 Validação Teórica do Modelo	50
3.4 Alternativas para a Utilização de Biogás	60
3.5 Levantamento de Custos	65

3.6 Cálculo de Retorno do Investimento	65
4 ESTUDO DE CASO	67
4.1 Bem Brasil Alimentos S.A.	67
4.2 Cogeração Existente	69
4.3 Características dos Combustíveis	70
5 RESULTADOS E DISCUSSÃO	73
5.1 Análise dos Arranjos Propostos	73
5.1.1 Arranjo 1: Co-combustão	74
5.1.2 Arranjo 2: Turbina a Gás	78
5.1.3 Arranjo 3: Turbina a Gás e Gases de Exaustão	81
5.1.4 Arranjo 4: Motor de Combustão Interna	
5.1.5 Arranjo 5: Motor de Combustão Interna e Gases de Exaustão	
5.1.6 Resultado Consolidado da Análise dos Arranjos Propostos	
5.2 Custos de Insumos, Implantação e Operação	
5.3 Análise de Retorno Financeiro dos Arranjos	
6 CONCLUSÃO	
7 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS	
REFERÊNCIAS	
Apêndice A – Relatório de Simulação da Cogeração Existente	
Apêndice B – Relatório de Simulação do Arranjo 1	106
Apêndice C – Relatório de Simulação do Arranjo 2	
Apêndice D – Relatório de Simulação do Arranjo 3	109
Apêndice E – Relatório de Simulação do Arranjo 4	
Apêndice F – Relatório de Simulação do Arranjo 5	
Apêndice G – Fluxo de Caixa para a Implantação dos Arranjos Energéticos	

## 1 INTRODUÇÃO

A eficiência energética tem ganhado maiores atenções por contribuir na resolução de problemas como consumo de energia e emissões de poluentes. Assim, a eficiência, em diferentes formas, pode resultar em ganhos energéticos e, consequentemente, econômicos e ambientais (HIEU; DENYSOVA, 2014). Considerando o aumento constante de demanda de energia no mundo e as matrizes existentes, sendo grande parte com fontes finitas de combustível, há duas formas de superar essa adversidade. Uma seria a implementação e o aprimoramento das formas de energia renovável, como a solar e a eólica e a outra seria aperfeiçoar os métodos de conversão existentes de modo a fazer uso das fontes de energia de forma mais eficiente, como os sistemas de cogeração (ÇAKIR; ÇOMAKLI; YUKSEL, 2012).

A cogeração se caracteriza pela produção de mais de uma forma útil de energia a partir de uma mesma fonte e sua principal vantagem é elevar o nível de eficiência dos combustíveis como fontes de geração de energia térmica e elétrica. Além disso, com o aumento de eficiência, tem-se a redução relativa no consumo de combustíveis e, consequentemente, a diminuição de emissão de gases do efeito estufa, podendo chegar a até 50% em algumas situações (KANOGLU; DINCER, 2009).

No início dos anos 2000, a energia elétrica era ofertada a um preço relativamente baixo e havia alta disponibilidade de energia hidrelétrica, sendo fatores que acabaram limitando o emprego da cogeração. Entretanto, a redução dos recursos hídricos e a preocupação quanto à conservação da energia têm permitido o aumento de interesse para os sistemas de geração combinada de calor e potência no Brasil (LORA; NASCIMENTO, 2004a).

Em 2004, a cogeração foi responsável pela oferta de 7,2% da energia elétrica consumida no país. A expectativa de crescimento da cogeração no Brasil está concentrada na indústria, em que é possível fazer uso das utilidades calor e eletricidade, o que aumenta a rentabilidade da instalação sem que haja aumento de impactos ambientais (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2007b). Atualmente, a capacidade instalada de plantas de cogeração em operação no Brasil é de 18.171 MW, sendo que a cogeração a partir da biomassa de cana representa 62% de toda a cogeração existente no país, enquanto que a biomassa de madeira 4% (800 MW) e o biogás 2% (350 MW) (DATACOGEN, 2018). Como pode ser observado na Figura 1, a capacidade instalada de plantas de cogeração a biomassa tem apresentado um constante crescimento, podendo ser percebida a maior presença de outras biomassas que não o bagaço de cana, tradicionalmente o insumo que mais se destaca para esse tipo de geração.



Figura 1 – Evolução da capacidade instalada de cogeração a biomassa no Brasil

Quanto ao cenário mundial, a China se destaca com a maior capacidade instalada de usinas de cogeração no mundo. Em 2000, essa capacidade era de 30 GW, atingindo 80 GW em 2006 e 167 GW em 2010, o que equivale a 23% da capacidade total do país. De fato, o maior aumento em cogeração nos últimos anos ocorreu na China, mas entre os combustíveis utilizados nesses sistemas, grande parte é carvão e gás natural. Os Estados Unidos têm a capacidade instalada de 70 GW em cogeração, o que equivale a cerca de 7% do parque gerador total. Dessa geração, 25 MW é do setor industrial, 2 GW do setor comercial e 43 GW no setor elétrico, incluindo unidades de ciclo combinado com queima de gás natural que comercializam vapor com unidades industriais ou aquecimento doméstico em um raio próximo (MAIZE, 2015).

Uma maneira de aliar economia de energia e a utilização de fontes renováveis é a combinação de sistemas de cogeração e o uso de biogás (BASRAWI; YAMADA; NAKANISHI, 2011). Os resíduos de biomassa gerados nas indústrias alimentícias se aplicam bem como matéria prima para a digestão anaeróbia. Como produtos desse processo, tem-se o biogás e o digestato, que pode ser utilizado como fertilizante. Assim, o processo de biodigestão contorna o problema de tratamento dos resíduos gerados no processo industrial alimentício, além de gerar uma fonte energética renovável que pode incrementar a eficiência energética da planta (BOZYM *et al.*, 2015).

A representatividade da indústria de alimentos no Brasil tem ganhado mais força nos últimos anos. Em 2016, o setor industrial apresentou queda no consumo de energia, entretanto, para o setor de alimentos e bebidas, houve uma variação positiva de 3,2%. Além disso, cerca de 28% do consumo de energia industrial no país pertence ao setor de alimentos e bebidas ou 9,2% de toda a energia consumida quando são analisados todos os setores. O setor industrial é aquele com maior parcela de consumo de biomassa, de 49,7%, e entre as tipologias industriais, a de alimentos e bebidas é a que mais utiliza a biomassa para fins energéticos, com 28% (EPE, 2017).

Em termos econômicos, segundo a Associação Brasileira das Indústrias de Alimentação – ABIA (2018), no período entre 2010 e 2016, o faturamento desse setor saltou de R\$ 274,6 bilhões para R\$ 497,3 bilhões, ou seja, cerca de 81%. A taxa média de crescimento da indústria de alimentação nacional está em torno de 11,5% ao ano, o que tem garantido uma presença média de 9% na composição do PIB do país.

Neste trabalho é apresentado um estudo sobre a utilização energética do biogás em um sistema de cogeração existente de uma indústria alimentícia, considerando as particularidades técnicas de sistemas típicos de cogeração e seus diferentes arranjos. Entre os sistemas estudados, busca-se aquele que apresente a melhor relação de custo benefício quanto à eficiência elétrica por meio de simulação no *software* GateCycle e quanto aos respectivos investimentos necessários por meio de análises financeiras.

#### 1.1 Objetivos

O objetivo geral do estudo foi avaliar, por meio do *software* GateCycle, os sistemas energéticos em escala comercial aplicáveis à usina de cogeração existente de uma indústria alimentícia que permitam a inserção de biogás como combustível. Os objetivos específicos foram:

- Implementar e validar o modelo da usina de cogeração existente no software GateCycle;
- Identificar os arranjos energéticos aplicáveis ao sistema atual, em escala comercial e que permitem a inserção do biogás como insumo energético;
- Implementar os arranjos de cogeração sugeridos no software GateCycle;
- Calcular os valores de eficiência elétrica para cada um dos arranjos energéticos e comparar com os resultados das simulações;

- Realizar uma pesquisa de preços praticados no mercado quanto à implantação e operação dos arranjos energéticos identificados;
- Baseando-se na relação de custo benefício a partir dos resultados financeiros e de eficiência elétrica, indicar o sistema mais adequado para o caso estudado.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta seção, é apresentado o levantamento bibliográfico que ampara os resultados e discussão deste trabalho, estando entre os tópicos os sistemas de cogeração, a bioenergia e as características do *software* GateCycle.

#### 2.1 Sistemas de Cogeração

Segundo Boyce (2010), entre os tipos de termoelétricas, pode-se citar:

- Termoelétricas a turbina a vapor que seguem o Ciclo Rankine com a produção de vapor em caldeiras com alta pressão e temperatura que se expande em uma turbina conectada a um gerador, que produz a energia elétrica;
- Termoelétricas a turbina a gás em que o ar é comprimido e passa por uma câmara de combustão, atingindo alta temperatura e pressão, que se expande ao passar por uma turbina a gás conectada a um gerador, que produz a energia elétrica, seguindo o Ciclo Brayton;
- Com ciclo combinado, em que o calor residual de um sistema energético é utilizado para a geração de vapor que é aplicado em uma turbina de um sistema secundário para a produção de energia elétrica adicional. Normalmente, é uma combinação entre o Ciclo Brayton e o Ciclo Rankine, mas essa combinação pode se dar entre demais ciclos energéticos;
- Cogeração, que por definição, é a produção de duas ou mais formas de energia em única unidade de geração, sendo a aplicação mais comum a geração de energia elétrica e vapor para processos específicos.

Assim, entre as termoelétricas, a cogeração é a produção combinada de energia elétrica ou mecânica e energia térmica útil em um único processo tecnológico. A eletricidade produzida em uma cogeração pode ser usada na própria unidade em que foi gerada ou pode ser distribuída pela rede elétrica e a energia térmica, usualmente, é utilizada na própria planta industrial seja via vapor ou calor. Como há a produção de dois tipos de energia a partir de um mesmo processo, há considerável ganho energético quando se compara com as tecnologias de geração de energia térmica e elétrica separadamente. A principal vantagem técnica em

sistemas de cogeração é o aumento de eficiência no uso de um combustível (RAJ; INIYAN; GOIC, 2011).

A cogeração permite a geração distribuída, a recuperação de calor residual e a integração de diversos sistemas energéticos, variando entre tecnologias, aplicações térmicas e tipos de combustíveis, inclusive em infraestruturas existentes. A biomassa é um exemplo de combustível aplicado na cogeração, tendo as principais indústrias consumidoras as indústrias no setor de papel e celulose, serrarias e de alimentos, aliando a geração de vapor e eletricidade, sendo ambos demandas energéticas para seus processos (EPA, 2007).

Dado o cenário econômico, ambiental e regulatório, algumas mudanças no setor energético têm sido percebidas com o uso da cogeração. Muitas centrais de utilidades estão passando por uma transição para uma geração mais limpa, com maior eficiência e modelos de negócios inovadores e, com isso, a cogeração é propriamente aplicada (LARSON; OVERTON, 2017). A cogeração não representa uma única tecnologia, mas um sistema energético integrado que pode ser modificado dependendo das necessidades de energia e de consumo (EPA, 2007).

#### 2.1.1 Sistemas Típicos de Cogeração

Os acionadores primários dos sistemas de cogeração podem ser tanto turbinas a vapor como turbinas a gás e motores de combustão interna, incluindo os ciclos combinados. Em todos esses sistemas ocorre, necessariamente, a rejeição de calor não convertido em potência de eixo e que pode, então, ser utilizada para atender uma demanda térmica (LORA; NASCIMENTO, 2004a).

Para as formas de energia em separado, a eficiência é menor que 40%, enquanto que, para sistemas de cogeração, esse número fica em torno de 75%. Há não somente a economia quanto aos custos de energia, mas também a redução de emissões poluentes (LARSON; OVERTON, 2017). Com a aplicação da cogeração, os sistemas energéticos mais tradicionais apresentam maiores eficiências, principalmente devido ao aproveitamento de calor residual, como pode ser observado nos fluxos de energia a partir de um combustível nas Figuras 2 a 4.

Figura 2 – Comparação entre os fluxos energéticos na turbina a vapor quando se aplica a cogeração



Fonte – Adaptado de Lora e Nascimento (2004a)

Figura 3 - Comparação entre os fluxos energéticos na turbina a gás quando se aplica a cogeração



Fonte – Adaptado de Lora e Nascimento (2004a)

Fluxo energético em turbinas a gás:

Figura 4 – Comparação entre os fluxos energéticos em motores quando se aplica a cogeração

Fluxo energético em motores de combustão interna:



Fonte – Adaptado de Lora e Nascimento (2004a)

#### 2.1.1.1 Sistemas de Geração a Vapor

Em uma central termoelétrica a vapor, grande parte do calor produzido na queima do combustível é perdido, seja pela água de resfriamento dos condensadores ou para a atmosfera pelas torres de resfriamento, e a cogeração busca aproveitar esse fluxo de calor em processos industriais ou rede de calefação, o que aumenta a eficiência energética do ciclo. Nas indústrias, é comum a utilização de calor em um nível de temperatura não tão elevado, em torno de 120°C a 200°C, que é faixa típica de temperatura para processos como secagem, cozimento e evaporação. Para a produção dessa energia térmica, são utilizados combustíveis em que a temperatura de chama atinge 1400°C a 1800°C, ou seja, nesse processo, parte de uma energia térmica de alta qualidade é utilizada para atender uma demanda de energia de baixa qualidade. Dessa forma, mesmo caldeiras e fornos com excelentes rendimentos energéticos destroem, irreversivelmente, mais da metade da qualidade do fluxo de calor. Com a produção de calor e trabalho úteis, a cogeração diminui as perdas de energia e atende ambas as demandas de energia com quase o mesmo consumo de combustível. Assim, os níveis elevados de eficiência para a cogeração implicam na redução do consumo de

combustíveis e demais custos associados, incluindo o custo ambiental (LORA; NASCIMENTO, 2004a).

A seleção de um gerador de vapor e suas características é definida conforme a demanda de uma determinada instalação industrial, seja para calefação ou geração de energia elétrica considerando fatores como: disponibilidade energética, pressão e temperatura do vapor desejadas, variação da demanda do vapor, eficiência térmica desejável, espaço disponível e custos de instalação, operação e manutenção (PERA, 1990).

Segundo Lora e Nascimento (2004a) e como pode ser observado na Figura 5, as plantas de potência a vapor simples se dividem em quatro sistemas, considerando seus componentes principais:

- Principais equipamentos do ciclo, que incluem caldeira, turbina a vapor, condensador e bomba de água de alimentação;
- Equipamentos de manuseio e alimentação do combustível e exaustão dos gases à atmosfera pela chaminé;
- Equipamentos do sistema de resfriamento de água do condensador e reposição de água;
- Equipamentos que convertem a energia mecânica em energia elétrica, em especial o gerador elétrico.



Figura 5 – Ciclo de geração de potência a vapor

Fonte – Adaptado de Lora e Nascimento (2004a)

Assim, no processo de geração de eletricidade, tem-se a conversão da energia química do combustível em energia térmica na forma de calor, convertida em energia mecânica pela rotação nas pás da turbina a vapor. Já no gerador elétrico, a energia mecânica se converte em energia eletromagnética e, por fim, em eletricidade, que é a utilidade final desejada. O ciclo de geração de potência a vapor pelo ponto de vista termodinâmico é conhecido como ciclo Rankine, cuja modelagem termodinâmica é fundamentada segundo as propriedades do fluido e as equações: conservação da massa; primeira lei da termodinâmica e segunda lei da termodinâmica. Para essa modelagem, algumas condições de contorno são aplicadas, entre elas:

- Transferência de calor entre o sistema e o meio ambiente é desprezada;
- As energias cinética e potencial são desprezadas;
- Cada componente opera em regime permanente;
- Todos os processos são internamente reversíveis;
- Não existe perda de pressão, seja no condensador, caldeira ou tubulações.

### 2.1.1.1.1 Caldeira

As caldeiras a vapor são trocadores de calor complexos que produzem vapor a partir de uma energia térmica proveniente da queima de um combustível com a presença de ar e um fluido vaporizante e se constituem de diversos equipamentos adequadamente integrados para que se tenha o maior rendimento térmico possível. A fonte produtora de calor não precisa ser necessariamente um combustível, podendo também ocorrer o aproveitamento de calores residuais de outros processos da planta industrial, de fluidos de escape de motores de combustão ou de turbinas a gás, sendo o gerador de vapor, nesse caso, chamado de caldeira de recuperação (PERA, 1990).

A eficiência térmica da caldeira está relacionada com as perdas de calor que podem se dar em diferentes pontos, por diferentes motivos (LORA; NASCIMENTO, 2004a):

- Perda pelos gases de escape quando esses estão a uma temperatura acima de 120°C, o que pode indicar uma área de troca de calor insuficiente nas superfícies do pré-aquecedor de ar e no economizador;
- Perda devido a uma combustão química incompleta comprovada pela presença de monóxido de carbono, hidrogênio, metano, fuligem, entre outros. Para esse

caso, como causas tem-se o ar secundário insuficiente ou o tempo de permanência dos gases na fornalha insuficiente, problemas com a aerodinâmica da fornalha que podem levar a um arraste excessivo, alta umidade do combustível sólido, granulometria do mesmo abaixo do limite mínimo, operação deficiente do queimador, entre outros;

 Perdas ao meio ambiente, quando a temperatura externa das tubulações da caldeira é maior que a temperatura ambiente.

#### 2.1.1.1.2 Turbina a Vapor

A turbina a vapor é um dispositivo termodinâmico que converte energia em alta pressão e temperatura em uma potência de eixo que rotaciona um gerador e produz energia elétrica. Diferente das cogerações com turbina a gás e motor de combustão interna, em que o calor é um produto secundário da eletricidade, a cogeração com turbina a vapor normalmente gera energia elétrica como um produto secundário da geração de calor (vapor). A energia é transferida da caldeira para a turbina por meio do vapor de alta pressão, que promove a geração de eletricidade no gerador acoplado à turbina. Com isso, as turbinas a vapor podem operar com uma enorme variedade de combustíveis, de gás natural a resíduos sólidos, incluindo carvão mineral, madeira, etc. Ainda na cogeração, o vapor em baixa pressão extraído da turbina a vapor pode ser utilizado diretamente ou convertido em outras formas de energia térmica (EPA, 2007). As turbinas são subdivididas em:

- Condensação: aplicadas para a geração de eletricidade somente. O vapor de alta pressão passa por uma expansão e já em baixa pressão com o estado de vapor saturado é direcionado a um condensador em condições de vácuo;
- Condensação com extração: turbinas que possuem aberturas para a extração de parte do vapor em pressões intermediárias para processos ou aquecimento;
- Contrapressão: todo o fluxo de vapor é extraído para um processo a uma pressão pré-estabelecida.

As turbinas a vapor são uma das tecnologias mais antigas e versáteis ainda em produção comercial. A geração de energia a partir de turbinas a vapor tem sido realizada por cerca de cem anos e essa tecnologia tem sido altamente aplicada em sistemas de cogeração (EPA, 2007).

#### 2.1.1.2 Turbina a Gás

A tecnologia das turbinas a gás foi desenvolvida na década de 1930 para a propulsão de aeronaves. A sua utilização para geração de eletricidade teve início nas décadas de 1940 e 1950, mas somente em 1980 as melhorias quanto à eficiência e confiabilidade resultaram em um aumento dessa aplicação para geração de energia elétrica. A eficiência teórica de uma turbina é em função da temperatura de entrada e da razão de pressão na mesma. Quando ambas são mais elevadas, a eficiência elétrica atingida é maior (EPA, 2007).

A câmara de combustão é onde ocorre a queima de combustível fornecido pelo injetor com uma grande quantidade de ar proveniente do compressor e ocorre a liberação de calor de forma que o ar é expandido e acelerado para que se tenha uma corrente suave e uniforme do gás quente, necessária à turbina. A quantidade de combustível adicionada à corrente de ar está relacionada ao aumento da temperatura requerida, que é limitada pela temperatura que o material das palhetas da turbina pode atingir. Os compressores são muito sensíveis a depósitos em suas palhetas e bocais, logo sujidades como poeira, vapores, entre outros devem ser removidos para manter uma máxima eficiência. Por isso, filtros de ar ou lavadores são essenciais para turbinas a gás que operam em atmosferas contaminadas (LORA; NASCIMENTO, 2004b).

A potência da turbina e a taxa de calor melhoram na medida em que a temperatura de entrada do ar no compressor diminui. Como exemplo, para um modelo de turbina a gás da GE, a potência de saída de projeto é atingida na temperatura ambiente de 15°C. Quando essa temperatura atinge 27°C, há uma perda de cerca de 10% na potência de saída (LORA; NASCIMENTO, 2004b). As turbinas podem variar desde 30 kW até 250 MW (EPA, 2007). Conforme informações dos fabricantes, o intervalo de manutenção em turbinas a gás é de 8.000 horas e a vida útil de aproximadamente 80.000 horas, ou cerca de 10 anos. Após cerca de 40.000 horas, é indicada uma revisão geral, incluindo a substituição da seção de ar quente (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2010).

Turbinas a gás podem ser aplicadas em sistemas de cogeração, gerando eletricidade e aproveitando-se o calor residual contido nos gases de exaustão. Os gases de exaustão de uma turbina a gás em um ciclo simples representam uma enorme quantidade de desperdício de energia. Dependendo do tamanho da turbina a gás, a vazão mássica varia entre 1,8 kg/s para uma unidade de 180 kW a 500 kg/s para uma turbina de 143 MW (BOYCE, 2010).

#### 2.1.1.3 Motor de Combustão Interna

Os motores de combustão interna (MCI) permitem a transformação da energia química do combustível em trabalho mecânico, sendo o fluido de trabalho resultado da combustão da mistura ar-combustível em uma câmara de combustão. Entre as máquinas térmicas, é a tecnologia mais difundida, dada a sua simplicidade, robustez e alta potência em relação ao peso do equipamento. Devido a essas características, essas máquinas são altamente empregadas em elementos de propulsão, para a geração de energia elétrica contínua e sistemas de acionamento imediato, de bombas, compressores ou outro tipo de carga estacionária. Fatores adicionais quanto ao uso de motores são o curto tempo de montagem da central e a rápida entrada em operação, além de serem bem apropriados para as condições de partida e paradas diárias. Quanto aos tipos de MCI, há o rotativo, incluindo a grande maioria das turbinas a gás, e o tipo alternativo ou a pistão, que são subdivididos em motores de ignição por centelha (Otto) e por compressão (Diesel). Os motores Otto fazem uso de uma mistura de ar e combustível que é admitida na câmara de combustão e inflamada por meio de uma vela de ignição, enquanto que nos motores Diesel o ar é admitido na câmara de combustão e é comprimido até uma pressão e temperatura suficiente para que ocorra a combustão espontânea quando ocorrer a injeção do combustível (LORA; NASCIMENTO, 2004b).

Historicamente, motores Diesel são o tipo mais popular para a geração de eletricidade, entretanto, devido às preocupações com emissões de poluentes associados com NOx e particulados, sua utilização tem se reduzido (EPA, 2007). Tanto os motores Diesel quanto a gás são competitivos devido à alta eficiência térmica, principalmente em casos em que a operação se dá com cargas parciais. Além disso, a eficiência elétrica dos motores não sofre grandes impactos devido às condições ambientais locais, como é o caso das turbinas a gás (LORA; NASCIMENTO, 2004b). Motores de combustão interna são disponíveis para a geração de energia elétrica em potências que variam entre poucos quilowatts até mais de 5 MW (EPA, 2007). Essa flexibilidade fez com que essa tecnologia fosse altamente aplicada no setor de transporte, mas também em cogerações de pequena escala, combinando a geração de energia e a recuperação de calor a partir dos gases de exaustão e da água de resfriamento (PERIS; NAVARRO-ESBRÍ; MOLÉS, 2013).

A eficiência elétrica do conjunto motogerador é a eficiência mecânica do motor multiplicada pela eficiência do gerador. Para motores com ignição a compressão, a eficiência elétrica encontra-se entre 30% e 44%, enquanto que em motores Otto esse valor é de 34% a 42%. Na medida em que se aumenta a potência elétrica, aumenta-se também a eficiência do motor, seja Diesel ou Otto (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2010). De modo a garantir a

eficiência e o pleno funcionamento do motor, os fabricantes recomendam uma revisão completa a cada 45.000 horas de operação ou cerca de 5 anos (VALENTE, 2015).

#### 2.1.2 Ciclos Combinados

Visando a um máximo aproveitamento energético aliado a um aumento progressivo no custo do combustível e uma legislação ambiental mais exigente, a recuperação de calor pelo uso da energia residual presente em um fluxo de gases tem sido cada vez mais aplicada no setor industrial. A maximização da recuperação de calor acontece com a combinação de eletricidade e o uso de calor em um processo produtivo e permite uma eficiência de utilização de até 90% da energia fornecida pelo combustível. As técnicas de recuperação de calor são comumente aplicadas em indústrias de processamento de alimentos e em centrais termoelétricas, onde se combinam ciclos a gás com ciclos de vapor por meio de uma caldeira de recuperação, que é um trocador de calor em contracorrente composto por superaquecedor, evaporador e economizador. Os gases passam sequencialmente por esses componentes, desde a entrada até a saída de forma a se ter o máximo de recuperação de calor e, consequentemente, máxima geração de vapor (LORA; NASCIMENTO, 2004b).

#### 2.1.2.1 Combinação de Turbina a Gás e Turbina a Vapor

Um ciclo combinado típico utiliza os gases de exaustão de uma turbina a gás para produzir vapor em uma caldeira para posterior utilização em uma turbina de condensação. As eficiências térmicas de ciclos combinados podem chegar a 60%, sendo que em um sistema desse tipo, a turbina a gás produz cerca de 60% da energia e a turbina a vapor entre 30% e 40%. A combinação de turbina a gás com turbina a vapor é uma proposta interessante principalmente para a geração de energia elétrica em conjunto com processos industriais que demandam vapor (BOYCE, 2010).

O ciclo combinado Brayton com turbina a gás e Rankine com turbina a vapor é o mais desenvolvido e difundido. Os gases de exaustão da turbina a gás podem ser utilizados para pré-aquecer o ar da combustão em um gerador de vapor ou para preaquecimento de água de alimentação dos geradores de vapor. Para ambos os casos, a utilização do calor residual é menor que em uma caldeira de recuperação (LORA; NASCIMENTO, 2004b). Como pode ser

observado na Figura 6, os gases de exaustão da turbina a gás são utilizados na caldeira, seja de recuperação ou existente, para produzir vapor superaquecido a ser expandido na turbina a vapor (BOYCE, 2010).



Figura 6 - Esquema de combinação dos ciclos Brayton e Rankine

Fonte – Adaptado de BOYCE (2010)

Nesse tipo de ciclo combinado, cerca de 40% da energia térmica que entra no Ciclo Brayton se converte em energia elétrica na turbina a gás e, ainda, cerca de 20% é convertida em energia elétrica na turbina a vapor, como pode ser visto no esquema da Figura 7 (BOYCE, 2010).



Figura 7 - Fluxo energético em um ciclo combinado Brayton-Rankine

Fonte – Adaptado de BOYCE (2010)

As turbinas a gás na faixa de potência entre 1 MW e 15 MW são classificadas como de médio porte e os gases de exaustão são usados em plantas de processo para a geração de vapor. Inclusive, as plantas de cogeração em ciclo combinado gás-vapor usualmente utilizam turbinas de médio porte e apresentam altos valores de eficiência (LORA; NASCIMENTO, 2004b). Na formação de vapor a partir dos gases de exaustão da turbina a gás, as temperaturas e pressões a serem atingidas encontram-se na ordem de 426°C a 649°C e 68 a 102 bar, respectivamente. Segundo Boyce (2010), plantas com ciclo combinado apresentam algumas vantagens, como alta eficiência térmica, entre 50% e 65%, partida rápida (cerca de duas horas) e relativo baixo custo de implantação, em torno de US\$ 600 a US\$ 900/kW. O custo de manutenção está em um patamar similar ao de plantas de cogeração.

#### 2.1.2.2 Combinação de Motores de Combustão Interna e Turbina a Vapor

A partir da análise realizada por Wang *et al.* (2011), o potencial de recuperação do calor de exaustão e sua conversão em energia mecânica ou elétrica é significativa, sendo que até 50% da exergia de gases de exaustão pode ser aproveitada em um sistema de recuperação

associado ao ciclo Rankine. Esse sistema pode prover um aumento de até 10% na geração de eletricidade.

Antes de serem lançados na atmosfera, os gases de exaustão do processo de combustão do motor passam por um silenciador ou, para a aplicação de uma cogeração, são direcionados a uma caldeira de recuperação, aproveitando a energia térmica armazenada para a geração de vapor, que pode ser utilizado na própria planta (LORA; NASCIMENTO, 2004b). Além dos gases de combustão, é possível a recuperação de energia térmica a partir do circuito de arrefecimento e óleo lubrificante (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2010), que possuem energia similar, mas a alta temperatura dos gases de exaustão os tornam mais atrativos termodinamicamente quando analisados por uma perspectiva exergética (SPROUSE; DEPCIK, 2013). A temperatura dos gases de combustão é de cerca de 460°C a 550°C e, para a recuperação de seu calor, são utilizados trocadores de calor geralmente na forma de casco e tubos e os meios de transferência térmica são usualmente o vapor a diferentes pressões, água quente e óleo térmico (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2010).

A água de resfriamento é chamada de circuito de alta de temperatura comparada com o óleo lubrificante e a sua energia térmica é maior até que aquela presente nos gases de exaustão. A energia térmica disponível na água de resfriamento depende do nível de geração do motor, sendo que sua temperatura raramente excede 95°C e a máxima temperatura de retorno é usualmente entre 70°C e 85°C. Um constante fluxo mássico de 1 kg/s tem sido considerado, sendo possível generalizar para qualquer motor (PERIS; NAVARRO-ESBRÍ; MOLÉS, 2013).

#### 2.2 Bioenergia

Segundo a IEA (2019), a bioenergia é aquela energia gerada a partir da conversão de produtos sólidos, líquidos e gasosos derivados de biomassa. Como os combustíveis fósseis estarão limitados ou exauridos em um longo prazo, a sociedade tem se dedicado a uma maior utilização de fontes de energia renováveis. A bioenergia é essencial em muitos países em desenvolvimento, chegando a 35% de sua demanda de energia (CIOABLA *et al.*, 2012). Há muitas vantagens em se optar pela biomassa em vez de combustíveis fósseis para a geração de energia. Os benefícios estão entre redução de gases do efeito estufa e outros poluentes, economia de custos energéticos, desenvolvimento econômico local e redução de resíduos. Além disso, a biomassa é mais flexível, podendo gerar eletricidade e calor, e é mais segura frente a demais fontes renováveis por ser uma fonte perene (EPA, 2007).

Por definição, a biomassa utilizada para aproveitamento energético é uma fonte primária de energia, de origem animal ou vegetal e não fóssil. Conforme as origens, os tipos de biomassa podem ser classificados como biomassa energética florestal, biomassa energética agropecuária e agroindustrial, bem como seus resíduos e subprodutos, e ainda rejeitos urbanos (EPE, 2017). A biomassa contém energia química que pode ser liberada diretamente por meio da combustão, ou ser convertida em produtos energéticos por diferentes processos, como gases combustíveis, óleos vegetais, etanol, entre outros (MME, 2007a).

#### 2.2.1 Bioenergia no Brasil e no Mundo

Conforme o Ministério de Minas e Energia (2019), a relação entre as emissões de CO<sub>2</sub> originadas pelo uso da energia e a demanda total de energia para o Brasil em 2018 ficou em 1,42 tCO<sub>2</sub>/tep, o que é muito inferior à média mundial, de 2,33 tCO<sub>2</sub>/tep. Tal fato se deve às expressivas participações da energia hidráulica e da bioenergia na matriz energética brasileira. Os resíduos combustíveis da biomassa no Brasil ainda carecem de avaliações mais precisas quanto ao seu potencial de recuperação economicamente viável, além de análises de ciclos de vida como produtos energéticos. Há pouca informação disponível sobre esses parâmetros, mas estudos começam a ser desenvolvidos de forma mais consistente frente às expectativas de valorização de tais resíduos para aplicações sustentáveis. Assim, a quantificação da geração de resíduos, bem como de seu conteúdo energético são os primeiros passos para avaliar o seu potencial de uso, em especial para a geração de energia elétrica (MME, 2007b).

A biomassa tem uma grande representatividade na energia renovável consumida nos países da União Europeia, com uma participação de 61%. A bioenergia é a principal fonte para uso térmico com 88% nos consumos de calefação e refrigeração. Já para fins de energia elétrica essa participação fica em 6%, sendo que, desse montante, 51% é a partir de biomassa e 34% a partir de biogás (BIOMASSA & BIOENERGIA, 2018).

Segundo a Associação Europeia de Biomassa – AEBIOM, a bioenergia representa 18% da produção de energia elétrica renovável na União Europeia e 60,4% da energia elétrica provinda de biomassa é por meio de plantas de cogeração. Considerando todo o parque gerador da União Europeia, somente 11,7% das usinas são de cogeração, o que leva a concluir que há um espaço a ser desenvolvido quanto ao uso de bioenergia em plantas de cogeração (AEBIOM, 2017). O Gráfico 1 ilustra esses dados.



Gráfico 1 – Parcela de cogeração a partir da bioenergia e da matriz elétrica na Europa

Fonte – Adaptado de AEBIOM (2017)

Na União Europeia, as fontes renováveis de energia têm sido mais aplicadas na cogeração, sendo que, nos últimos dez anos, essa participação dobrou, chegando a 20% nas usinas de cogeração. A cogeração é a melhor forma de aumentar a eficiência na produção de energia por meio da biomassa e do biogás, que pode alcançar mais de 70%, enquanto que termoelétricas a biomassa chegam a cerca de 33% (COGEN EUROPE, 2018).

O desenvolvimento da matriz de biogás como uma fonte de energia no Brasil implica na redução do consumo de combustíveis fósseis e de emissões de CO<sub>2</sub> e o entendimento disso como um produto com valor econômico pode contribuir para o tratamento de resíduos orgânicos gerados em muitos setores industriais e comerciais no país e que é precário em muitas regiões. Em substituição a combustíveis fósseis, a utilização de biogás como fonte de energia considerando seu potencial máximo de geração baseado nas diferentes fontes orgânicas, como aterros sanitários, vinhaça, resíduos de animais, entre outros, pode evitar a emissão de 19,8 MtCO<sub>2</sub>/ano, o que representa aproximadamente 5% das emissões no país, apresentando, assim, o potencial para atingir as metas de redução de emissões esperadas pelo governo brasileiro no acordo de Paris, em 2016. Além do mais, a geração de eletricidade a partir do biogás não é intermitente, como a energia solar e eólica (SANTOS *et al.*, 2018).

Segundo o Ministério de Minas e Energia (2019), em 2018, usinas de biogás representavam uma potência instalada de 140 MW, o que é pouco representativo frente às demais fontes e equivalente a 0,1% da potência total instalada. A produção de biogás no Brasil ainda é incipiente, enquanto que na Europa, esse combustível tem sido incorporado à matriz energética há bastante tempo.

Em toda a Europa, 52,3 TWh foram produzidos a partir do biogás em 2013, com destaque para a Alemanha, Itália, Reino Unido e República Tcheca. A eletricidade gerada a

partir de biogás na Alemanha foi quase 27 TWh em 2013, suprindo a energia de mais de 7,5 milhões de casas, além da geração de mais de 41.000 empregos. A expectativa é de que a produção de eletricidade a partir do biogás na Europa em 2020 seja de aproximadamente 65 TWh (SANTOS *et al.*, 2018). Na Alemanha, o biogás tem a principal utilização na geração descentralizada de energia na própria unidade industrial na forma de calor e eletricidade combinados, ou seja, cogeração, que pode ser realizada por diversos equipamentos (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2015a).

#### 2.2.2 Características do Biogás

O biogás é considerado um biocombustível e a energia gerada a partir da sua utilização é classificada como renovável (SANTOS *et al.*, 2018). A sua formação é um processo biológico em que um material orgânico se decompõe na ausência de ar e com a ação biológica de micro-organismos, mais especificamente, a fermentação pela ação de bactérias. A biomassa a ser fermentada é chamada de substrato (DEUBLEIN; STEINHAUSER, 2008) e a digestão anaeróbia pode ser considerada como um ecossistema onde micro-organismos trabalham para transformar matéria orgânica em metano, dióxido de carbono, água, sulfeto de hidrogênio, amônia e novas células bacterianas (SANTOS *et al.*, 2018).

Segundo Varnero *et al.* (2012), a composição do biogás depende do tipo de substrato, das condições de decomposição, do tipo de biodigestor e do tempo de retenção hidráulica. O biogás consiste principalmente de metano (55% a 70%) e dióxido de carbono (30% a 45%), mas também apresenta em sua composição algumas impurezas, entre elas sulfeto de hidrogênio, amônia, vapor de água, poeira, nitrogênio e siloxanos (DEUBLEIN; STEINHAUSER, 2008). Devido à presença de impurezas e componentes não combustíveis, em comparação com o poder calorífico do gás natural (36 MJ/m<sup>3</sup>), o poder calorífico do biogás é relativamente baixo (em torno de 21,5 MJ/m<sup>3</sup>) (HOSSEINI *et al.*, 2016).

Na digestão anaeróbia, além da produção de biogás, há a geração do produto secundário, sendo o biofertilizante ou adubo orgânico. O fornecimento suficiente de matéria orgânica e o atendimento da demanda de nutrientes das plantas e do tipo de solo são necessários à gestão sustentável de solos agrícolas. Dado o aumento de preços de adubos minerais nos últimos anos, o transporte e a deposição de adubos orgânicos e biofertilizantes têm se tornado viáveis economicamente, fazendo com que o seu transporte seja compensado pelo seu valor nutritivo. Além disso, o balanço energético em adubações com biofertilizantes e adubos orgânicos é mais favorável do que aquelas que fazem uso de material mineral

(MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2010). O digestato pode ser aplicado em fertilização vegetal, inclusive com uma absorção mais rápida pelo solo, reduzindo o risco de perda de nitrogênio pela emissão de amônia. Além disso, a digestão anaeróbia reduz os odores desses materiais em até 80% (WEILAND, 2010).

#### 2.2.3 Biogás na Indústria Alimentícia

Nos últimos anos, o aumento no consumo de energia devido ao rápido desenvolvimento industrial tem ameaçado o equilíbrio ambiental. A geração de resíduos alimentícios também pode resultar em emissões poluentes caso não seja bem administrada. Esses resíduos apresentam alta concentração de componentes orgânicos biodegradáveis e podem ser digeridos anaerobicamente para a produção de biogás, que é um tipo de bioenergia. O tratamento de resíduos alimentícios por processos anaeróbios pode maximizar a eficiência de produção de metano e hidrogênio para um potencial uso energético. Até o momento, a digestão anaeróbia é o método biológico mais adequado para o tratamento de resíduos alimentícios e recuperação de biogás. Tratar o resíduo alimentício e gerar energia elétrica demonstra que essa fonte pode complementar a matriz elétrica entre tantas outras fontes renováveis. Em teoria, uma tonelada de resíduo alimentício tem o potencial de produção de 247 m<sup>3</sup> de metano e a geração de cerca de 89,78 GJ ou 847 kWh de energia elétrica (THI, 2017).

Grande parcela da energia proveniente de fontes renováveis será originada de resíduos orgânicos a partir da indústria alimentícia (DEUBLEIN; STEINHAUSER, 2008). Os resíduos gerados no processamento industrial de alimentos correspondem a um interessante substrato para a aplicação da digestão anaeróbia (FIORE *et al.*, 2016). Nas plantas onde os processos industriais geram quantidades significativas de resíduos com poder calorífico, é mais barato e mais eficiente fazer uso desses resíduos como combustíveis do que adquirir e transportar um combustível de um fornecedor externo (LARSON; OVERTON, 2017).

O processamento de matérias-primas agrícolas leva à produção de resíduos em forma líquida e sólida com bom potencial para a geração de biogás. A DQO (Demanda Química de Oxigênio) e a DBO (Demanda Bioquímica de Oxigênio) caracterizam efluentes com baixo teor de sólidos. Grandes diferenças entre DQO e DBO são indicativos de baixa capacidade de degradação dos substratos e a DBO é a referência mais importante para processos biológicos. Os valores de DBO nos efluentes podem variar entre 1.000 mg DBO/L em indústria de laticínios até mais de 20.000 mg DBO/L em cervejarias. Para a produção de biogás, a lagoa

anaeróbia coberta é uma alternativa para o tratamento de resíduos industriais. Para efluentes líquidos industriais com alta carga orgânica, há a opção de utilização de um reator UASB (*Upflow Anaerobic Sludge Blanket*), que é mais compacto, entretanto, mais exigente com relação ao processo. Essa tecnologia é pouco aplicada no Brasil devido aos altos custos envolvidos. O aproveitamento energético de substratos de origem industrial requer maiores custos de investimento e operação e só se justificam quando a produção de biogás atinge taxas consideravelmente altas. Considerando o caso estudado neste trabalho, grandes quantidades de resíduos orgânicos são geradas em indústrias de batatas, seja nos efluentes ou nos restos de produção (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2015b).

Resíduos de batata são considerados complexos devido à alta concentração de sólidos suspensos, de fração insolúvel de demanda química de oxigênio (DQO) e quantidades significativas de substâncias que levam à formação de espuma, como proteínas e lipídios, com potencial para causar sérios problemas ambientais (BARAMPOUTI; VLYSSIDES, 2005). Além disso, cerca de 5 a 8 m<sup>3</sup> de água podem ser consumidos por tonelada de batata. Dadas essas características, o tratamento anaeróbio é um método adequado para o tratamento de efluentes das indústrias de processamento da batata. É possível aplicar tanto o método aeróbio quanto anaeróbio como tratamentos dos efluentes gerados. O processo anaeróbio apresenta vantagens quando se compara ao tratamento aeróbio, como menos formação de lodo, maior geração de biogás, remoção de patógenos, menor consumo de energia e menos espaço requerido. Uma observação é que a operação do tratamento anaeróbio é mais comum em condições mesofílicas, ou seja, em temperaturas medianas entre 20°C e 40°C, e a estabilidade é atingida de forma mais rápida (SENTURK; INCE; ENGIN, 2010).

Para cada tonelada de batata processada são gerados cerca de 240 quilos de polpa, 760 litros de efluentes do processamento e 500 litros de águas residuárias. Parte da polpa pode ser utilizada como ração animal e parte da água residual como adubo em lavouras. Entretanto, como nem toda a quantidade de polpa é utilizada e a deposição de água residual pode levar à salinização do lençol freático e ao excesso de adubo nas plantações, uma das alternativas é aproveitar esses resíduos em usinas de biogás (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2010). A partir da digestão anaeróbia, a batata tem o potencial de gerar 0,83 m<sup>3</sup> de biogás por kg de sólidos voláteis – SV. Enquanto que presente no efluente, esse potencial é de 0,33 m<sup>3</sup> de metano por kg de SV (FIORE *et al.*, 2016). Quando se trata de resíduos de indústria alimentícia de batatas, algumas informações quanto à produção de biogás esperada são apresentadas no Quadro 1 (DEUBLEIN; STEINHAUSER, 2008).
Matéria seca (%)	6,0 - 18,0
Parcela orgânica na matéria seca (%)	85,0 - 96,0
Tempo de retenção (d)	3,0 - 10,0
Produção de biogás (m <sup>3</sup> /kg)	0,3 - 0,9

Quadro 1 – Dados de formação do biogás para resíduos da indústria de batatas

Fonte – Adaptado de DEUBLEIN e STEINHAUSER (2008)

## 2.2.4 Utilização Energética do Biogás

Assim como o gás natural, o biogás tem várias aplicações, entretanto, seu diferencial é que se trata de uma fonte renovável de energia. Entre os benefícios incorridos na produção do biogás, pode-se citar a diminuição significativa nos custos de destinação de resíduos orgânicos, incluindo reutilização destes como fertilizante, fechando um ciclo de nutrientes interessante economicamente para o setor agropecuário (DEUBLEIN; STEINHAUSER, 2008).

O biogás pode ter diversas finalidades, tais como substituição de outros combustíveis em caldeiras, fornos e estufas, geração de eletricidade, cogeração ou, ainda, sua inserção em linhas de gás ou veículos. Com a remoção de contaminantes, principalmente o sulfeto de hidrogênio, o biogás pode ser utilizado para produzir energia elétrica e/ou energia térmica, podendo caracterizar uma usina de cogeração. É necessário verificar algumas características físico-químicas, como a presença de umidade, pressão de trabalho, gases inertes e gases ácidos, contaminantes e emissão de poluentes. A depender dessas propriedades e da tecnologia de conversão energética, é determinado o tipo de tratamento a ser realizado. Removendo-se a umidade, o biogás pode ser utilizado em caldeiras, enquanto que em motores ou turbinas, além da umidade, também deve ser retirado o sulfeto de hidrogênio (H<sub>2</sub>S) de modo a evitar a corrosão dos equipamentos (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2015b). Normalmente, o biogás apresenta níveis de H<sub>2</sub>S entre 100 e 3000 ppm e os principais sistemas de cogeração requerem que esse valor esteja abaixo de 250 ppm (WEILAND, 2010). Já a remoção de dióxido de carbono e outros componentes gasosos presentes no biogás só são necessários em substituição do gás natural ou para veículos automotores como combustível (DEUBLEIN; STEINHAUSER, 2008).

A presença do gás sulfídrico (H<sub>2</sub>S) impacta na vida útil das tubulações e equipamentos que recebem o biogás por ser tóxico e altamente corrosivo para vários tipos de aço. Quando o gás sulfídrico presente no biogás é queimado, há a sua conversão para óxidos de enxofre, levando à corrosão de componentes metálicos, sendo necessário sua remoção ou redução a

limites operacionais (DEUBLEIN; STEINHAUSER, 2008). Valores limite para a concentração de sulfeto de hidrogênio são designados pelos fabricantes de usinas de cogeração, dadas as suas acentuadas propriedades corrosivas. O impacto pode ocorrer inclusive no meio bacteriano, mas somente quando os níveis de sulfeto de hidrogênio atingem cerca de 20.000 ppm, o que raramente ocorre em usinas agrícolas de biogás, por exemplo (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2010). No caso de operações em um sistema de cogeração, os limites estão na ordem de 100 a 500 mg/Nm<sup>3</sup> ou 0,05% em volume de H<sub>2</sub>S, a depender das indicações dos fornecedores (DEUBLEIN; STEINHAUSER, 2008).

A umidade relativa no biogás deve ser menor que 60% para prevenir a formação de condensado nas tubulações de transporte. O condensado combinado com outras impurezas pode causar a corrosão dessas tubulações e, por isso, o biogás deve passar por um processo de secagem ou captura de umidade para evitar danos a sistemas posteriores. Além desses contaminantes, também é indicada a remoção de oxigênio, amônia e siloxano (DEUBLEIN; STEINHAUSER, 2008). É importante salientar que as tecnologias de purificação do biogás são eficientes, mas apresentam altos custos de aquisição e operação (VARNERO *et al.*, 2012). No Quadro 2, podem ser observados os efeitos decorrentes da presença das impurezas no biogás (DEUBLEIN; STEINHAUSER, 2008).

Componente	Quantidade	Efeito
CO <sub>2</sub>	25 - 50 (% Vol.)	Diminui o poder calorífico
		Causa corrosão na presença de umidade pela formação do ácido carbônico
H₂S	0 - 0,5 (% Vol.)	Causa corrosão nos equipamentos e tubulações; normalmente há um limite de trabalho em motores de até 0,05% em volume para esse componente
		As emissões de SO <sub>2</sub> após combustão do H <sub>2</sub> S devem ter um limite de 0,1% em volume
NH <sub>3</sub>	0 - 0,005 (% Vol.)	Após combustão do biogás, emissões de No <sub>x</sub>
Vapor de 1 - 5 (% Vol.)		Leva a corrosão dos equipamentos e tubulações
agua		A sua condensação leva a danos em instrumentos
		Risco de congelamento de tubulações e bocais
Poeira	> 5µm (% Vol.)	Bloqueio de bocais
N <sub>2</sub>	0 - 5 (% Vol.)	Diminui o poder calorífico
Siloxanos	0 - 50 mg/m <sup>3</sup>	Atua como abrasivo e causa danos nos motores

Quadro 2 –	Impurezas	presentes	no biogás	e efeitos	causados

Fonte – Adaptado de DEUBLEIN e STEINHAUSER (2008)

A conversão do biogás em energia útil é feita principalmente por meio da cogeração. Os critérios para a escolha do sistema energético mais adequado variam conforme o local, a eficiência, os intervalos de manutenção e os custos de reparação (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2015a). Normalmente, são utilizados motores de quatro tempos ou motores Diesel, mas turbinas a gás são uma alternativa (DEUBLEIN; STEINHAUSER, 2008). Em plantas de maior porte, o biogás pode ser utilizado como combustível em caldeiras e motores de combustão interna para, então, ter a geração de energia elétrica (HOSSEINI *et al.*, 2016).

A turbina a gás pode ser aplicada para a geração de eletricidade ou em um sistema de cogeração, sendo uma tecnologia de relativo baixo custo de aquisição e alta confiabilidade e flexibilidade. Turbinas que utilizam biogás apresentam boa eficiência e longos intervalos de manutenção. Uma vantagem em relação aos motores de combustão interna está na temperatura de exaustão dos gases, em torno de 270°C, o que facilita na formação de vapor, muitas vezes necessário em processos industriais (HOSSEINI *et al.*, 2016).

Cerca de 50% das cogerações em plantas de biogás na Europa são com motores de combustão interna, sendo que 50% com motores Diesel. As tecnologias mais modernas têm oferecido a aplicação de turbinas a gás. A eficiência desses sistemas tem alcançado 85% a 90% considerando as energias térmica e elétrica, sendo a perda energética do biogás somente em torno de 10% a 15%. Entretanto, a eficiência elétrica ainda é baixa, cerca de 40%, sendo que 1 m<sup>3</sup> de biogás pode gerar somente 2,4 kWh de energia elétrica (DEUBLEIN; STEINHAUSER, 2008). Nessas tecnologias de conversão, o pré-aquecimento do biogás é benéfico no sentido de promover uma melhor mistura com o ar, já que as colisões entre moléculas aumentam com o aumento da temperatura. Inclusive, em um arranjo já testado por Lee, Huang e Chen (2013), o biogás entra a uma temperatura de 40°C e passa por um trocador de calor, tendo seu aquecimento até 120°C, sendo percebido o aumento de eficiência na conversão energética.

## 2.2.4.1 Combustão em Caldeira

A combustão de biogás tratado para a disponibilização de calor pode ser realizada por meio de queimadores que, normalmente, podem ser ajustados a qualquer tipo de gás. No caso do biogás não tratado ou que não esteja com uma composição similar à do gás natural, deve ser feito o ajuste dos equipamentos de forma apropriada. Equipamentos com peças de metal colorido e aços de baixa liga são suscetíveis a corrosão por sulfeto de hidrogênio, sendo necessária a substituição desses materiais ou o tratamento do biogás (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2010). A utilização do biogás pode se dar em caldeiras para a produção de calor por meio da queima em sistemas de aquecimento. Inclusive, queimadores e caldeiras já são projetadas para fazerem uso de biogás. Há três tipos de queimadores (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2015b):

- Queimadores atmosféricos: utilizados para potências elétricas de até 35 kW. O ar é direcionado à câmara de combustão pela força de sucção gerada pelo fluxo de gás, onde se misturam e a ignição é feita eletricamente ou por meio de dispositivo de segurança;
- Queimadores com ventilador: têm aplicação universal e recebem o ar com alta pressão pelo ventilador para a queima. Para uma potência térmica de até 10 MW, o queimador é de bloco único com um ventilador integrado ao bloco. A ignição também ocorre de maneiras distintas;
- Queimadores tipo lança: para potências térmicas até 150 MW. São adequados especialmente para lareiras de combustão curtas e, usualmente, são instaladas na combinação de caldeiras a carvão/óleo/gás natural.

Os queimadores que fazem a combustão do biogás devem ser analisados, inclusive, quanto ao seu *design*, que pode influenciar na eficiência térmica atingida nesse processo (DECKER *et al.*, 2018). A estabilidade da chama no processo de combustão do biogás é altamente sensível à sua composição, assim, para uma melhor operação, é desejável que as frações de seus componentes sejam constantes (SAEDIAMIRI; BIROUK; KOZINSKI, 2017). Para uma queima segura, alguns pré-requisitos devem ser atendidos quanto às características físico-químicas do biogás, como (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2015b):

- O gás deve estar seco e limpo;
- O teor de metano deve estar acima de 50%, com poucas variações;
- A pressão do gás deve ser constante;
- A porcentagem total de compostos sulfurosos deve ser limitada a 0,1%.

As caldeiras com secagem alcançam níveis de eficiência de até 85%, enquanto que queimadores de condensação chegam a atingir 95% de eficiência, com custos de investimento entre 30 e 80 €/kW<sub>térmico</sub>. O uso de biogás em queimadores demanda condições especiais e, por isso, os fabricantes das caldeiras e dos queimadores devem indicar se é possível esse tipo de aplicação (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2015b).

Segundo Bakar *et al.* (2016), independente da vazão e da composição, o biogás gerado tanto por biodigestores quanto por lagoas anaeróbias pode ser combusto simultaneamente

com a biomassa na fornalha da caldeira sem qualquer pré-tratamento. Uma das aplicações comerciais do biogás na indústria de óleo de palma na Malásia é seu uso como combustível complementar em caldeiras a biomassa. Nesse caso, tem-se o conceito de co-combustão, em que a queima de dois combustíveis diferentes acontece simultaneamente. É uma opção de baixo custo de investimento para a conversão direta e limpa do biogás em vapor e eletricidade em plantas de cogeração existentes de indústrias de óleo de palma. Uma modificação da caldeira existente é necessária para a instalação do queimador de biogás. O número de queimadores e suas capacidades dependem da vazão de biogás e normalmente são instalados na parte frontal da caldeira, próximo à alimentação de combustível. A inserção do biogás e do ar de combustão só pode ocorrer após a completa combustão lenta na caldeira.

O uso de biogás reduz a quantidade de biomassa em uma típica caldeira de óleo de palma. Assim, é percebida uma economia na utilização de casca de palma e de fibras, que constituem a biomassa inserida na caldeira. Esse material que deixa de ser queimado pode ser vendido gerando receita adicional para essa indústria. Quanto aos benefícios ambientais, a menor queima de biomassa devido a sua substituição por biogás promove a redução de poeira e particulados nos gases emitidos na chaminé da caldeira. Com a utilização do biogás, houve uma redução de mais de 50% na concentração de poeira e particulados nos gases emitidos na concentração de poeira e particulados nos gases emitidos pela chaminé da caldeira. Essa planta consumiu cerca de 90% do biogás gerado na co-combustão com a biomassa na caldeira, enquanto que o restante (10%) foi queimado em *flare* nas paradas por manutenção da caldeira ou da fábrica. As cascas podem ser vendidas para outras indústrias, tanto como combustível como para outros propósitos. A economia de cascas de palma chega até a 90% (BAKAR *et al.*, 2016).

Wu *et al.* (2017) realizou uma simulação de co-combustão de biomassa já utilizada como combustível e de biogás produzido a partir de resíduos orgânicos gerados em seu processo industrial, sendo uma prática comum na indústria de óleo de palma. Conforme a simulação, há uma redução do fluxo de ar de 31,92 kg/s para 25,54 kg/s, mantendo a razão de excesso de ar em 2,36. Trata-se de uma configuração energética que auxilia na redução de emissões de carbono a partir da geração de energia elétrica em um sistema de cogeração.

# 2.2.4.2 Combustão em Turbinas a Gás

A principal preocupação quanto ao uso de biogás em turbinas a gás está sobre a necessidade de adaptações para se adequar a um combustível de menor poder calorífico (BARZEGARAVVAL *et al.*, 2018). Devido às muitas modificações necessárias, turbinas a gás

natural não são facilmente remodeladas para operar com biogás. Por isso, turbinas a gás que operam com biogás geralmente tem um custo maior que aquelas que operam com gás natural. Os custos de operação e manutenção também são mais altos, já que a limpeza do biogás é uma etapa necessária e a frequência de manutenção é mais alta (EPA, 2007).

Em turbinas a gás, o ar do ambiente é sugado e comprimido por um compressor e inserido em uma câmara de combustão que recebe o biogás e onde ocorre a queima. A combustão promove o aumento da temperatura e, consequentemente, a expansão do volume. Os gases quentes se direcionam a uma turbina, onde ocorre sua expansão, liberando mais energia que o necessário para movimentar o compressor. Esse excedente considerável de energia não utilizado pelo compressor é direcionado a um gerador de energia elétrica (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2010). Como a injeção de combustível é feita em uma câmara de combustão pressurizada, o combustível também deve ser pressurizado. Um gás com baixo poder calorífico, como o biogás, irá requerer uma pequena bomba, enquanto que para o gás natural, é preciso inserir um pequeno compressor à linha. O biogás precisa ser filtrado para a remoção de particulados, de modo a evitar danos nas pás da turbina. Além disso, o compressor do combustível deve ser dimensionado para um fluxo cerca de 10 vezes maior que o de gás natural para promover a mesma quantidade de energia (EPA, 2007). Com a presença de CO<sub>2</sub> no biogás variando entre 20% e 50%, seu poder calorífico é consideravelmente menor que o do gás natural e, como resultado, maiores fluxos de biogás são necessários à câmara de combustão para uma mesma geração de energia (KANG *et al.*, 2014).

Algumas substâncias presentes no biogás podem trazer danos às turbinas a gás, principalmente água e siloxanos, sendo necessária a secagem e filtração do gás para teores de siloxano acima de 10 mg/m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>. As turbinas a gás processam biogás com, no mínimo, 35% de metano e já quanto ao teor de enxofre, as turbinas a gás têm uma tolerância maior que motores a gás (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2010).

### 2.2.4.3 Combustão em Motores de Combustão Interna

Para o funcionamento de motores Otto com biogás, há um limite mínimo de metano de 45% na composição do combustível e, caso não haja biogás disponível, motores Otto podem ser operados com outros tipos de combustíveis gasosos, como o gás natural. Para usinas de cogeração que fazem uso de motores a biogás, é importante que o teor de metano no gás não seja abaixo de 40% para uma plena operação (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2010). A

vida útil desses motores varia entre 40.000 e 60.000 horas. A faixa típica de potência está entre 100 k $W_{el}$  e 1 M $W_{el}$  e o grau de eficiência elétrica encontra-se entre 34% e 45% (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2015b).

Os motores com ignição a compressão que fazem uso de biogás são baseados em motores Diesel, sendo feita uma adaptação destes. Na operação, o biogás é misturado ao ar de combustão por meio de um misturador de gás e a ignição ocorre por meio da injeção de óleo diesel na câmara de combustão. Esses motores também são operados com mistura pobre e a regulação da carga se dá pela quantidade de óleo na ignição ou de gás (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2010). São motores que necessitam da injeção de diesel, correspondente a 2% a 10% da potência (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2015b).

O grau de eficiência elétrica para esses motores está na faixa de 30% a 45%. As eficiências informadas pelos fabricantes são calculadas considerando uma operação contínua com gás natural, assim, na prática, as eficiências obtidas são geralmente menores quando se utiliza biogás. As principais propriedades físicas do biogás para seu uso eficiente em motores a gás são a pressão de entrada no motor, além de um fluxo volumétrico definido. Caso esses parâmetros não sejam atingidos, como por exemplo, se a quantidade de biogás gerada no biodigestor for insuficiente, pode ocorrer a operação a meia carga do motor ou até mesmo a sua parada. Para manter esses valores operacionais constantes e por questões de segurança, é usual instalar uma linha de gás natural diretamente a montante da usina de cogeração, além de um medidor de gás. Caso seja necessário, é indicado também a instalação de um compressor na linha, principalmente onde se faz o armazenamento do gás sem pressão (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2010).

Um item de atenção nesse processo é o ataque corrosivo devido à presença de sulfeto de hidrogênio, sendo a principal razão para a rápida degradação do motor com o biogás não tratado (MAIZONNASSE *et al.*, 2013). A remoção do dióxido de carbono deve ser analisada considerando os custos de implantação de um tratamento para esse objetivo e o aumento do desempenho alcançado. Em uma análise realizada por Lee, Huang e Chen (2013), quando se reduz o teor de CO<sub>2</sub> de 41% para 30%, o desempenho do motor aumenta em 20%. Maizonnasse *et al.* (2013) também fez uma comparação com diferentes tipos de biogás e concluiu que quanto maior o teor de CO<sub>2</sub> presente, menos eficiente é a combustão.

Para o consumo de biogás, os motores necessitam de modificações para suportar maiores fluxos de gás e impurezas, o que representa cerca de 5% de aumento no custo de implantação em relação aos motores a gás natural. Com o uso do biogás, a geração de energia reduz cerca de 15% e a manutenção requer mais limpeza e cerca de oito vezes mais troca de óleo, aumentando o custo de manutenção em 60% a 70% (EPA, 2007).

Os motores a gás Otto têm sido mais procurados devido às menores taxas de emissões de gases NOx, representando cerca de 20% das emissões que ocorrem nos motores Diesel, além de redução na emissão de partículas de fuligem (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2015b).

### 2.2.4.4 Biogás em Ciclos Combinados e Cogeração

Uma das formas de aumento de eficiência nas aplicações de biogás é fazendo-se o uso de ciclos combinados (HIEU; DENYSOVA, 2014). A recuperação e reutilização de calor residual é uma forma de aumentar o desempenho dos processos e, consequentemente, reduzir os consumos energéticos e a emissão de poluentes, podendo ser aplicada para qualquer fonte de calor a partir de 80°C. Plantas que associam digestão anaeróbia e cogeração têm aumentado nos últimos anos, chegando a mais de 17.000 unidades na Europa em 2014. Geralmente, cerca de 40% da energia contida no biogás é transformada em eletricidade, 25% é usada para manter o biodigestor aquecido e o restante (35%) é perdido por radiação ou lançado na atmosfera, podendo ser reaproveitado posteriormente (DUMONT *et al.*, 2018).

O uso de turbinas a gás e turbinas a vapor em ciclos combinados na cogeração com biogás como combustível tem chamado a atenção do setor industrial (KANG *et al.*, 2014). Quanto a usinas de cogeração com motores a biogás, algumas medidas de manutenção preventiva devem ser adotadas, entre elas a troca de óleo e substituição de peças de desgaste. A conservação e manutenção insuficientes podem acarretar danos à usina e causar elevados custos não previstos (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2010).

## 2.3 O Software GateCycle

O GateCycle 6.0 é a ferramenta utilizada para a realização das análises propostas neste trabalho. Ele é utilizado para simulação de termoelétricas em regime permanente e disponibiliza equipamentos comuns em termoelétricas que podem ser utilizados para o desenho do modelo analisado (WYATT ENTERPRISES, 2018).

Segundo Tozzi Jr e Jo (2017), o GateCycle é uma ferramenta comercial que permite avaliar tanto a configuração quanto a performance de usinas termoelétricas, sejam existentes ou ainda a serem construídas. Nas análises do *software*, são considerados modelos termodinâmicos, fluidomecânicos e de transferência de calor seja em ciclo simples, combinado, cogeração, entre outros sistemas. É um *software* versátil e possibilita obter análises simples ou mais detalhadas, conforme a necessidade do projeto.

### 2.3.1 História do GateCycle

No início dos anos 80, um programa chamado GATE (sigla em inglês para *Gas Turbine Evaluation*) foi concebido e desenvolvido pelo Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica (EPRI) para modelar sistemas de turbinas a gás de tecnologia avançada. O código GATE foi desenvolvido para permitir que engenheiros analisassem o desempenho de uma ampla gama de projetos de turbinas a gás de maneira rápida, fácil e precisa e deixou de ser utilizado em 1997.

Em 1988, a Enter Software Inc. iniciou o desenvolvimento do chamado "*Cycle*" com investimento inicial da EPRI para estender as características flexíveis de projeto e análise do GATE aos ciclos de vaporização.

Inicialmente, o aplicativo GateCycle foi desenvolvido para trabalhar simultaneamente com os modelos de turbina a gás do GATE. Com o passar do tempo, ficou claro que o lado "*Cycle*" do aplicativo GateCycle era o principal interesse dos usuários e, portanto, recebia a grande maioria dos esforços de desenvolvimento. Hoje, o aplicativo GateCycle é executado usando os outros métodos de modelagem de turbina a gás, mais fáceis e mais flexíveis, construídos diretamente no código do GateCycle. Em 1993, com a adição do ícone "*Fossil Boiler*", o aplicativo GateCycle tornou-se a principal ferramenta de modelagem geral para qualquer tipo de usina termelétrica. Em julho de 1999, a General Electric adquiriu uma participação majoritária na Enter Software Inc. para formar a GE Enter Software LLC. No final de 2000, a General Electric exerceu sua opção de comprar o restante da Enter Software (WYATT ENTERPRISES, 2018).

# 2.3.2 Aplicações do GateCycle

Como exemplo, León (2016) cita a simulação de uma planta na versão comercial do *software* GateCycle e, como resultado, foi encontrado um *payback* de cinco anos para o projeto analisado. Em outro trabalho citado, foi feita a comparação do sistema com turbina a gás com um ciclo combinado e o *payback* reduziu em 31% e o VPL aumentou 55%. O GateCycle também foi utilizado na simulação de performance de todo o sistema por Kang *et al.* (2014). Foi implementada a co-combustão de gás natural e biogás em uma turbina a gás para um sistema de cogeração de modo a analisar as razões de cada tipo de gás e a respectiva influência na geração de calor e no custo de eletricidade, chegando a índices financeiros como *payback* simples e valor presente líquido.

No trabalho de Kalina (2012), várias configurações de um sistema de cogeração com base em diferentes tecnologias de gaseificação e turbina a gás foram propostas e analisadas teoricamente. A usina de cogeração a gás foi modelada usando o GateCycle e os resultados foram comparados em termos de eficiência de geração de energia elétrica, fator de utilização de energia de biomassa, redução de emissão de CO<sub>2</sub> e economia de energia de combustível fóssil. Verificou-se que tanto a tecnologia de gaseificação como a configuração da planta têm influência significativa nos resultados. A configuração estudada indica que a performance da planta em termos de redução de emissão de poluentes e de economia de combustível é muito atrativa. Em alguns casos estudados, a eficiência elétrica é maior que 30%.

Por meio do GateCycle, Kim *et al.* (2018) comparou e avaliou algumas tecnologias para aumentar a potência e a eficiência de uma usina com ciclo combinado usando gás natural liquefeito: (i) sistema de resfriamento de entrada de turbina a gás; (ii) ciclo úmido (injeção de vapor); e (iii) pré-resfriamento do ar de resfriamento da turbina. Os resultados comparativos indicaram que o ciclo úmido apresenta o melhor desempenho em relação às demais tecnologias, que mostraram uma redução na eficiência térmica do ciclo combinado. No entanto, quando o ciclo úmido é aplicado ao sistema com 5% de injeção de vapor, a potência e a eficiência térmica do ciclo combinado.

O trabalho de Liu e Karimi (2018) tiveram como objetivo apresentar uma metodologia para simular a operação de uma planta de ciclo combinado com turbina a gás no *software* Aspen HYSYS. As equações de modelagem que capturam rigorosamente as características completas de vários componentes da planta (ou seja, compressor, combustor, turbina, gerador de vapor de recuperação de calor e turbinas a vapor) foram implementadas no Aspen HYSYS. Para avaliar o desempenho do modelo, suas previsões foram comparadas com as de um modelo equivalente do banco de dados do GateCycle. Os resultados mostraram que as previsões dos dois modelos (Aspen HYSYS e GateCycle) estavam próximas, sendo que as diferenças médias para as saídas de potência e eficiências térmicas da turbina a gás, ciclo de vapor e ciclo combinado com turbina a gás foram inferiores a 2,0%, 1,5% e 0,6%, respectivamente.

O estudo de Carapellucci e Giordano (2016), teve como objetivo examinar os efeitos da regeneração termodinâmica em usinas a gás a vapor do ponto de vista energético e econômico. Primeiro, um ciclo combinado de dupla pressão baseado em uma turbina a gás regenerativa foi projetado usando o *software* GateCycle e os efeitos sobre a energia e o desempenho econômico foram avaliados variando os parâmetros operacionais da turbina a gás. Em seguida, foi realizada uma simulação com diferentes configurações do ciclo combinado com turbina a gás, a fim de avaliar o aumento de potência alcançado através da passagem do regenerador e seus efeitos na eficiência e no custo da eletricidade. Por meio da simulação, o estudo mostrou que a melhoria do desempenho energético e econômico das turbinas a gás regenerativas é cada vez mais pronunciada com o aumento da temperatura de entrada da turbina.

# **3 METODOLOGIA**

Para o estudo de otimização de um sistema energético, a primeira etapa deve ser a definição de fronteiras do sistema a ser analisado. O critério de otimização pode ser econômico, tecnológico ou ambiental e emprega-se o critério de comparação de forma a selecionar a melhor entre duas ou mais alternativas. A seleção das variáveis independentes também tem um papel importante na formulação do problema de otimização e, para isso, são necessários incluir todas as variáveis importantes que afetam a relação custo benefício e o rendimento do sistema. As variáveis estão relacionadas com balanços de massa e energia para cada componente do sistema, propriedades físico-químicas das substâncias, entre outros (LORA; NASCIMENTO, 2004a).

Para avaliar a viabilidade de um sistema de cogeração, algumas informações são necessárias, como demanda de energia, incluindo calor e energia elétrica, disponibilidade de combustível, custo associado à implantação do sistema e impactos ao meio ambiente (BOYCE, 2010).

Para as avaliações técnicas propostas, foi utilizado o *software* GateCycle e, de modo a confirmar a precisão dos resultados informados por essa ferramenta, houve a validação teórica do modelo estudado e a comparação dos resultados frente às condições operacionais reais da usina de cogeração.

Foram identificados e avaliados os arranjos energéticos que podem ser aplicados ao sistema de cogeração existente na fábrica da Bem Brasil e que permitam o uso de biogás como insumo energético. Os arranjos foram implementados no *software* GateCycle para a avaliação das eficiências elétricas relacionadas e das potências geradas considerando as propriedades dos combustíveis disponíveis na unidade.

De modo a considerar a relação custo-benefício, foi feita uma pesquisa de preços praticados no mercado para a implementação dos sistemas propostos, bem como os custos atrelados à manutenção em decorrência dessa implantação. Também foram considerados os custos dos combustíveis e da energia elétrica fornecida pela concessionária local de modo a identificar economias adicionais com os arranjos avaliados.

# 3.1 Princípio de Funcionamento do GateCycle

O *software* GateCycle é um aplicativo de computador usado para avaliação de projeto e desempenho de sistemas de usinas térmicas. O aplicativo GateCycle combina uma interface gráfica intuitiva com modelos analíticos detalhados para os processos termodinâmicos, de transferência de calor e de fluido mecânico em usinas de energia, permitindo estudos de projeto e simulação de qualquer complexidade, como:

- Analisar um ciclo global para uma usina elétrica proposta ou usina de cogeração.
   Essa análise produz informações sobre o desempenho operacional em todos os estados do sistema energético, incluindo a eficiência elétrica e a potência total do ciclo;
- Verificação de desempenho de usinas, considerando as informações de fábrica dos equipamentos;
- Simulação do desempenho de sistemas existentes em condições de operação distintas daquelas previstas no projeto;
- Prever o efeito de alterações propostas ou melhorias nas plantas existentes;
- Analisar projetos avançados de turbinas a gás, incluindo designs totalmente integrados ao ciclo de vapor/água.

Um dos principais conceitos considerados ao construir um modelo no GateCycle é o balanço de massa. Durante os cálculos do *software*, os dados gerados durante a modelagem de cada equipamento são passados a jusante (seguindo o fluxo de massa) para os equipamentos conectados nos fluxos de saída. Existem algumas exceções, sendo que certos equipamentos controlam o fluxo de massa em suas portas de entrada, controlando a configuração de equipamentos a montante.

A massa total que entra e sai do ciclo de vapor deve ser equilibrada. Ou seja, se a água ou vapor deixar o sistema em algum ponto (a partir de "SINKS", portas de descarga "EVAP" ou "DRUM" não conectadas), um fluxo igual deve entrar no sistema em algum outro ponto. O ícone "MAKEUP" equilibra automaticamente a massa do ciclo. O ícone "SOURCE" também pode ser usado para especificar um fluxo de massa fixo de entrada de vapor ou água.

Ao construir um novo modelo no GateCycle, deve ser considerado como os equipamentos são conectados para garantir que os cálculos de fluxo de massa convirjam. Então, o GateCycle realiza a análise do ciclo, conforme os passos a seguir:

1. Lê os dados de conexão e de equipamentos do diagrama e do banco de dados.

- Analisa os dados de conexão para determinar a ordem de cálculo para os equipamentos, um procedimento conhecido como "Decomposição do Fluxo". Esse procedimento garante que cada equipamento seja incluído nos cálculos e que a ordem selecionada permita que os cálculos iterativos convirjam rapidamente.
- 3. Lê os dados de sistema e de equipamento.
- 4. Verifica se os valores de entrada apresentam alguma inconsistência.
- Considera as condições padrão do *software*, quando requeridas no desenho do diagrama.
- Encontra onde as pressões e vazões são especificadas no sistema e verifica se essas especificações são consistentes durante todo o ciclo.
- Analisa o desempenho do sistema chamando as rotinas de modelo do equipamento, uma de cada vez, na ordem determinada pela chamada "Decomposição do Fluxo". Após a execução, os dados de saída desse equipamento são passados para todos os equipamentos conectados.

Uma iteração do sistema é concluída quando a execução de todos os modelos de equipamentos no ciclo é concluída. No final de cada iteração do sistema, o código do GateCycle usa os seguintes critérios para determinar se os cálculos do modelo convergiram:

- 1. As variáveis de saída calculadas a partir de cada equipamento devem corresponder aos valores da iteração do sistema anterior.
- Deve haver um balanço de massa e energia considerando cada um dos equipamentos do modelo e o sistema como um todo.
- 3. Os dados para cada porta de saída devem ser iguais aos dados na porta de entrada conectada.

Uma típica execução do GateCycle converge entre duas e quarenta iterações do sistema, dependendo da complexidade do modelo (WYATT ENTERPRISES, 2018).

# 3.2 Eficiência dos Ciclos

O GateCycle permite a simulação de sistemas energéticos e conta com uma base de dados referenciada em modelos comerciais. Conforme o arranjo construído, o *software* informa dados típicos de análise termodinâmica desses sistemas, estando entre eles, o valor de eficiência elétrica e de potência líquida do ciclo. Dessa forma, os arranjos sugeridos foram implementados no GateCycle para que as informações de eficiência elétrica dos ciclos

pudessem amparar a decisão de qual seria o arranjo que apresentasse o melhor desempenho.

Os valores informados pelo GateCycle são baseados em cálculos de eficiência conforme equações termodinâmicas, mas o *software* não informa exatamente as equações utilizadas. De modo a se ter uma comparação com os valores informados pelo GateCycle, determina-se a potência térmica nominal, sendo o fluxo energético fornecido pelo combustível e que é calculado por meio da Equação 1 (MINISTÉRIO DAS CIDADES, 2010):

$$\dot{W}_{t\acute{e}rmico} = \dot{Q} \times PCI \tag{1}$$

onde:  $\dot{W}_{t\acute{e}rmico}$  = potência térmica nominal [kW];  $\dot{Q}$  = fluxo de combustível [m<sup>3</sup>/h ou ton/h]; e *PCI* = poder calorífico inferior do combustível [kWh/m<sup>3</sup> ou kWh/ton].

Uma forma de expressar o rendimento total do ciclo da central termoelétrica de cogeração é considerando a energia útil como a soma da potência elétrica e do consumo de calor pelo consumidor, podendo ser calculado a partir da Equação 2 (LORA; NASCIMENTO, 2004a):

$$\eta_{cogeração} = \frac{\dot{W}_{elétrica} + \dot{Q}_{cv}}{\dot{W}_{térmico}}$$
(2)

onde:  $\dot{W}_{elétrica}$  é a potência elétrica gerada [kW]; e  $\dot{Q}_{cv}$  é o consumo de calor pelo consumidor de vapor [kW].

Quando se queima biogás, pode ser necessário sua compressão, já que esse combustível tem um menor poder calorífico. Com parte da energia sendo dedicada ao acionamento do compressor, a energia gerada líquida e a eficiência podem ser obtidas como indica a Equação 3 e a Equação 4, respectivamente (KANG *et al.*, 2012):

$$\dot{W}_{líquida} = \dot{W}_{el\acute{t}rica} - \dot{W}_{Comp} \tag{3}$$

$$\eta_{liquida} = \frac{\dot{W}_{liquida}}{\dot{W}_{t\acute{e}rmico}} \tag{4}$$

onde:  $\dot{W}_{liquida}$  é a potência elétrica líquida [kW];  $\dot{W}_{comp}$  é a potência requerida para o acionamento do compressor [kW]; e  $\eta_{liquida}$  é a eficiência elétrica considerando a potência gerada líquida.

A potência gerada na cogeração com turbina a gás e no ciclo combinado Brayton e Rankine são obtidas, segundo as Equações 5 e 6. A eficiência elétrica do ciclo combinado pode ser calculada conforme a Equação 7 (KANG *et al.*, 2014):

$$\dot{W}_{CHP} = \dot{W}_{TG} \tag{5}$$

$$\dot{W}_{CC} = \dot{W}_{TG} + \dot{W}_{TV} \tag{6}$$

$$\eta_{el\acute{t}rica,CC} = \frac{\dot{W}_{CC}}{\dot{W}_{t\acute{e}rmico}}$$
(7)

onde:  $\dot{W}_{CHP}$  é a potência elétrica gerada na cogeração com turbina a gás [kW];  $\dot{W}_{TG}$  é a potência elétrica gerada pela turbina a gás [kW];  $\dot{W}_{CC}$  é a potência gerada pelo ciclo combinado Brayton e Rankine [kW];  $\dot{W}_{TV}$  é a potência gerada pela turbina a vapor [kW]; e  $\eta_{elétrica,CC}$  é a eficiência elétrica do ciclo combinado Brayton e Rankine [kW].

## 3.3 Validação Teórica do Modelo

A planta estudada neste trabalho é a unidade da Bem Brasil Alimentos S.A. ("Bem Brasil) em Perdizes, no estado de Minas Gerais, que foi estruturada com um sistema de cogeração integrado à fábrica de batatas pré-fritas congeladas, cujo fluxograma pode ser observado na Figura 8.



Figura 8 - Fluxograma representando o processo de cogeração existente na Bem Brasil

Fonte – Elaboração própria

Há o fornecimento de vapor para a troca de calor com seus processos industriais ("Processo 1" e "Processo 2"), além da geração de energia elétrica, caracterizando o empreendimento como autoprodução, já que há a produção de energia para o consumo próprio (EPE, 2017).

Conforme indicado no fluxograma da Figura 8, há uma série de processos e equipamentos que compõem o sistema de cogeração, sendo eles descritos no Quadro 3.

Componente	Descrição			
Água de reposição	Utilizada para repor as perdas ocorridas nas torres de resfriamento			
Água desmineralizada	Água que passa por tratamento de desmineralização, ou seja, remoção de sais minerais e quaisquer impurezas em níveis aceitáveis e é utilizada para alimentar a caldeira			
Bomba condens 1	Promove o direcionamento do líquido condensado decorrente da troca de calor entre o vapor e o "Processo 1"			
Bomba condens 2	Promove o direcionamento do líquido condensado decorrente da troca de calor entre o vapor e o "Processo 2"			
Bomba condensado	Promove o direcionamento do líquido condensado decorrente da saída do Condensador			
Bomba desmi	Promove o direcionamento da água desmineralizada ao desaerador			
Bomba dessuper	Promove o direcionamento da água entre o desaerador e os dessuperaquecedores "Dessuper 1" e "Dessuper 2"			
Bomba principal	Promove o direcionamento da água entre o desaerador e a caldeira			
Bomba Torre-Cond	Promove o direcionamento da água entre as torres de resfriamento e o condensador no circuito fechado			
Bomba Torres	Promove o direcionamento da água de reposição entre o Tanque de Água e as Torres de Resfriamento			
Caldeira	Caldeira aquatubular que promove a formação do vapor superaquecido a ser direcionado à turbina por meio da energia térmica liberada a partir da queima do combustível em sua fornalha			
Condensador	O condensador tem a finalidade de coletar o vapor remanescente da turbina para realizar a condensação do mesmo			
Desaerador	Possui a função de remover gases não condensáveis (oxigênio e o dióxido de carbono) da água desmineralizada e da água de retorno de condensado. A remoção desses gases protege tubulação e bombas, assim como a caldeira e as linhas de retorno de condensado desses gases corrosivos.			

Quadro 3 – Componentes do sistema de cogeração

Dessuper 1	Tem o objetivo de nivelar a temperatura do vapor conforme requer o processo industrial "Processo 1"
Dessuper 2	Tem o objetivo de nivelar a temperatura do vapor conforme requer o processo industrial "Processo 2"
Gerador	Tem a função de converter a energia mecânica de rotação em energia elétrica
Perdas	Perda de água do sistema de resfriamento ao meio ambiente por evaporação
Processo 1	Linha de processo da fábrica que utiliza a energia térmica do vapor na condição de pressão de 23 bar e temperatura de 220°C
Processo 2	Linha de processo da fábrica que utiliza a energia térmica do vapor na condição de pressão de 10 bar e temperatura de 180°C
Purgas	Sólidos indesejáveis que são removidos junto com parte do vapor da caldeira
Redutor	É acoplado à turbina e diminui a rotação para que o gerador possa gerar energia na frequência desejada
Redutor de pressão	Reduz a pressão para adequação das condições do fluido
Tanque de Água	Local de armazenamento da "Água de reposição"
Tanque de água desmineralizada	Local de armazenamento da "Água desmineralizada"
Tanque de condensado 1	Local de armazenamento do líquido condensado decorrente da troca de calor do vapor com o Processo 1
Tanque de condensado 2	Local de armazenamento do líquido condensado decorrente da troca de calor do vapor com o Processo 2
Torres de resfriamento	Utilizadas para diminuir a temperatura da água que troca calor com o vapor no condensador
Turbina	Máquina térmica que converte energia do vapor em alta pressão e temperatura em uma potência de eixo

Fonte – Equipe técnica da Bem Brasil (2018)

De modo a validar o *software* GateCycle como uma ferramenta apta a ser utilizada para os objetivos deste trabalho, foi realizada a simulação da planta de cogeração existente da Bem Brasil, considerando as condições de operação para a geração média de 7,5 MW, sendo que os principais dados de operação foram informados pela própria equipe técnica da usina e são indicados na Tabela 1. As demais condições de processo necessárias para a simulação no GateCycle foram inferidas pelo próprio *software* baseando-se nas premissas inseridas e podem ser verificadas no Apêndice A – Relatório de simulação da cogeração existente.

Equipamento	Pressão [bar]	Temperatura [°C]	Vazão mássica [ton/h]
Caldeira	70,00	495,00	55,00
Purgas	70,00	285,80	1,55
Turbina	67,00	490,00	55,00
Dessuper1	23,00	105,80	1,95
Processo1	23,00	219,60	15,00
Tanque de Condensado 1	1,00	90,00	15,00
Dessuper2	10,00	106,00	1,96
Processo2	10,00	179,90	19,00
Tanque de Condensado 2	1,00	90,00	19,00
Desaerador	1,20	-	-
Tanque de água desmineralizada	-	25,00	1,55
Condensador	0,08	41,50	18,20
Torres de resfriamento	-	42,00	989,96
Reposição	-	25,00	29,70

Tabela 1 - Condições de operação da usina de cogeração existente da Bem Brasil

Fonte – Equipe técnica da Bem Brasil (2018)

Na simulação, foi utilizado um modelo de caldeira que permite a inserção de até três tipos de combustível simultaneamente, podendo ser sólido, líquido ou gasoso e os combustíveis padrões para esses estados são, respectivamente, o carvão mineral, óleo combustível e gás natural. Entretanto, o GateCycle permite a alteração da composição desses insumos, possibilitando a inserção de inúmeros tipos de combustíveis para a simulação desejada. Além disso, é possível distribuir as frações dos combustíveis a serem inseridos na caldeira baseando-se nas parcelas do poder calorífico inferior total de entrada. Nessa simulação, a caldeira foi implementada considerando somente a entrada de biomassa como combustível e a composição do cavaco de madeira, como é indicado no destaque da Figura 9. A composição da biomassa utilizada teve como referência Kitto e Stultz (2005).

Properties			÷×	ø	Properties				- <b>P</b> >
CALDEIRA A BIOMASSA FBOILR			~	Equ	CALDEIRA	A BIOMASSA FBOILR			1
🛣 🖏 n 🛆 🔻 📳 🔞				ipmer		∩ △ ▽ 🖺 🙆			
Properties	Value	Unit	^	nt To	Propertie	s	Value	Unit	^
CALDEIRA A BIOMASSA	FBOILR			olBox	₽ 🎱	Coal Settings			
Component Description	Fossil Boiler	,				Solid Fuel Ult. Anal. Me	Moisture Free	~	
🖹 🥥 Inputs				Pro		Coal H.V. Method Flag	Boie	~	_
🖓 🕒 Do not set to Off Design a				operti		Solid Fuel Volatile Matt	0.729	fraction	~
🕀 🌀 Calculation Mode	Design			es		Solid Fuel Carbon Frac	0.242	fraction	~
🕀 🌍 Boiler Load Method Flag	Heat Load, Lo			9		Solid Fuel Ash Fraction	0.029	fraction	~
Specify Fuel Mix by	Fraction of To	,	<b></b>	hit Set I		Solid Fuel Water Fraction	0.0	fraction	~
- 🕥 Boiler Feed Water Flow Da	0.0			Editor		O Pulverizer Specific Po	0.0	kcal/kg	~
🖻 🥥 Gas Settings						Solid Fuel Temperature	19.85	с	~
·· 🥥 Hydro Carbons	1	fraction	~			Coal Fuel Input Fraction	1	fraction	~
· 🚫 HC-Ratio	4				⊜ ⊚	Oil Settings			
• O Hydrogen	0.0	fraction	~		æ	Oil H.V. Method Flag	Lower Heating	~	
Oxygen	0.0	fraction	~			Oil Carbon by Weight	0.8719	fraction	~
🔿 Nitrogen	0.0	fraction	~			Oil Hydrogen by Weight	0.1258	fraction	~
• O Argon	0.0	fraction	~			Oil Oxygen by Weight	0.0	fraction	~
🖓 🔿 Carbon Monoxide	0.0	fraction	~			Oil Nitrogen by Weight	6E-05	fraction	~
O Sulfur Dioxide	0.0	fraction	~			Oil Sulfur by Weight	0.0022	fraction	~
O H2O	0.0	fraction	~			Oil Ash by Weight	0.0	fraction	~
O Carbonyl Sulfide	0.0	fraction	~			Oil Water by Weight	0.0	fraction	~
O Carbon Dioxide	0.0	fraction	~			🥥 Oil Density (API)	35	kg/m^3	~
O Hydrogen Sulfide	0.0	fraction	~			Oil Temperature	19.85	с	~
O Fuel Gas Lower Heatin	11952.8041	kcal/kg	~			Oil Preheater Temperat	149.85	с	~
Gas Fuel Input Fraction	0.0	fraction				Oil Fuel Input Fraction	0.0	fraction	~

Figura 9 – Premissas adotadas para a implementação da caldeira no GateCycle

Fonte – Elaboração própria

Conforme a simulação, o fluxo mássico de vapor na turbina é de 54,9151 ton/h na pressão de 7000 kPa e temperatura de 495°C, além de ser confirmada a condição de vapor superaquecido, como pode ser observado no destaque da Figura 10. Os dados de temperatura e pressão estão exatamente em acordo com as condições operacionais existentes na usina e a vazão mássica está 0,15% menor que a projetada (55 ton/h).

t 🐴 κ) Δ マ 🖫 🞯			
Properties	Value	Unit	
TURBINA A VAPOR	ST		
O Component Description	SteamTurbine	*	
∃ 🥥 Inputs ∋ 🥥 Results	-		
• O Net ST Section Power	8325.608	KVV	~
• O Shaft/Gearbox Losses	0.0	KW	~
Ourrent Gross Section Power	8325.608	KVV	~
Current Overall Efficiency	0.821		1151
Sergetic Efficiency	0.9058		
Flows Port Info:Steam Inlet \$			
G Flows	54.9151	ton/hr	~
💿 Pressure	7000.0001	kPa	~
😋 Temperature	495	С	~
<ul> <li>Enthalpy</li> </ul>	811.7377	kcal/kg	~
Vapor Fraction on a we	1	fraction	~
Port Info:Main Outlet     Port Info:Second Extraction     Port Info:Third Extraction     Port Info:Third Extraction     Port Info:Expansion Line End			
G Flows Grid		~	

Figura 10 - Dados de saída da turbina a vapor para a cogeração existente

Fonte – Elaboração própria

O diagrama da simulação pode ser observado na Figura 11, que também indica a potência de geração do ciclo em 7,67 MW, com um desvio de 2,3% da potência esperada de 7,5 MW, demonstrando que a simulação e os resultados obtidos estão próximos do esperado. Além da potência do ciclo, também é indicada a eficiência elétrica do mesmo como em torno de 15,19%. Segundo a equipe técnica da Bem Brasil, a eficiência elétrica esperada do ciclo considerando dados de projeto é de 14,9%, fazendo com que a simulação apresente uma variação superior de 0,29%.





Fonte – Elaboração própria

A descrição dos componentes da simulação pode ser observada no Quadro 4.

Componente	Descrição
Ar	Entrada de ar ambiente como fonte do comburente oxigênio para a devida combustão na caldeira
Bomba1	Promove o direcionamento da água entre as torres de resfriamento e o condensador no circuito fechado ("Bomba Torre-Cond")
Bomba2	Promove o direcionamento do líquido condensado decorrente da saída do Condensador ("Bomba condensado")
Bomba3	Promove o direcionamento da água entre o desaerador e a caldeira ("Bomba principal")
Bomba4	Promove o direcionamento da água entre o desaerador e os dessuperaquecedores "Dessuper 1" e "Dessuper 2" ("Bomba Dessuper")
Bomba5	Promove o direcionamento do líquido condensado decorrente da troca de calor entre o vapor e o "Processo 2" (Bomba condens 2")
Bomba6	Promove o direcionamento da água de reposição entre o Tanque de Água e as Torres de Resfriamento ("Bomba Torres")
Bomba7	Promove o direcionamento do líquido condensado decorrente da troca de calor entre o vapor e o "Processo 1" ("Bomba condens 1")
Bomba8	Promove o direcionamento da água desmineralizada ao desaerador ("Bomba desmi")
Caldeira a biomassa	Caldeira aquatubular que promove a formação do vapor superaquecido a ser direcionado à turbina por meio da energia térmica liberada a partir da queima do combustível em sua fornalha
Condensador	Coleta o vapor remanescente da turbina para realizar a condensação do mesmo
Desaerador	Possui a função de remover gases não condensáveis (oxigênio e o dióxido de carbono) da água desmineralizada e da água de retorno de condensado. A remoção desses gases protege tubulação e bombas, assim como a caldeira e as linhas de retorno de condensado desses gases corrosivos.
Dessuper 1	Tem o objetivo de nivelar a temperatura do vapor conforme requer o processo industrial "Processo 1"
Dessuper 2	Tem o objetivo de nivelar a temperatura do vapor conforme requer o processo industrial "Processo 2"

Quadro 4 - Descrição dos componentes da simulação

Drum	Também conhecido como tambor de vapor ou tubulão de vapor, trata-se de um componente que integra o sistema da caldeira em sua parte superior, sendo um tipo de reservatório que opera com água nos estados líquido e vapor.
Economizador	Proporciona a troca de calor entre os gases exauridos do superaquecedor da caldeira e a água desmineralizada proveniente do tanque de reposição
Gases de exaustão	Gases provenientes da troca de calor com o ar de entrada no sistema de combustão da caldeira
Misturador	Dispositivo para recebimento do condensado proveniente dos processos industriais "Processo 1" e "Processo 2"
Pré-aquecedor de ar	Dispositivo que promove a troca de calor entre o ar de entrada da caldeira e os gases de exaustão
Processo 1	Linha de processo da fábrica que utiliza a energia térmica do vapor na condição de pressão de 23 bar e temperatura de 220°C
Processo 2	Linha de processo da fábrica que utiliza a energia térmica do vapor na condição de pressão de 10 bar e temperatura de 180°C
Purgas	Sólidos indesejáveis que são removidos junto com parte do vapor da caldeira
Redutor	É acoplado à turbina e diminui a rotação para que o gerador possa gerar energia na frequência desejada
Reposição	Água de reposição para compensar as perdas nas torres de resfriamento
Superaquecedor	Componente do sistema da caldeira que promove a conversão do vapor saturado em vapor superaquecido
Tanque de reposição	Tanque de armazenamento de água desmineralizada a ser inserida na caldeira conforme as perdas do sistema
Torres de resfriamento	Utilizadas para diminuir a temperatura da água que troca calor com o vapor no condensador
Turbina a vapor	Máquina térmica que converte energia do vapor em alta pressão e temperatura em uma potência de eixo

Fonte – Elaboração própria

Os desvios observados com relação à potência e à eficiência elétrica da cogeração existente podem ser justificados devido ao dado de poder calorífico da biomassa, visto que a Bem Brasil considera o PCI do cavaco de madeira em 2.800 kcal/kg e, para a simulação no GateCycle, o dado de entrada que caracteriza o PCI da biomassa é composição química desse insumo e que foi obtida por meio do referencial bibliográfico de Kitto e Stultz (2005). Aplicando-se as Equações 1 a 7, é esperado que a cogeração existente apresente a eficiência elétrica de 14,84%, o que é muito próximo do projetado pela Bem Brasil (14,9%).

# 3.4 Alternativas para a Utilização de Biogás

Ante o exposto no referencial teórico deste estudo, foram identificadas cinco possibilidades de inserção do biogás no sistema energético existente ou combinado a este fazendo-se uso de tecnologias consolidadas no Brasil, sendo caracterizados neste trabalho como Arranjos 1 a 5, conforme descrito no Quadro 5.

Arranjo Energético	Descrição
Arranjo 1	Co-combustão do biogás e biomassa de madeira na caldeira existente
Arranjo 2	Combustão do biogás em uma turbina a gás
Arranjo 3	Combustão do biogás em uma turbina a gás com aproveitamento dos gases de exaustão
Arranjo 4	Combustão do biogás em um motor de combustão interna
Arranjo 5	Combustão do biogás em um motor de combustão interna com aproveitamento dos gases de exaustão

Quadro 5 –	Arranjos	energéticos	identificados
		0	

Fonte – Elaboração própria

Essas alternativas de utilização do biogás foram implementadas na ferramenta GateCycle de modo a identificar a configuração mais otimizada em termos de eficiência elétrica e geração de eletricidade e as mesmas podem ser observadas junto ao sistema de cogeração existente na Figura 12.



Figura 12 - Arranjos 1 a 5 implementados junto à cogeração existente

Fonte – Elaboração própria

O Arranjo 1 prevê a co-combustão do biogás e da biomassa de madeira na caldeira existente, adaptando-a com um queimador para o recebimento do biogás, conforme suas características físico-químicas. Dessa forma, a queima desses combustíveis de forma simultânea em um mesmo dispositivo energético prevê baixo investimento, já que não há a aquisição de novos equipamentos, com exceção do queimador a ser integrado à caldeira. Além disso, os custos operacionais para essa opção não sofreriam alteração, visto que a Bem Brasil já possui equipe, peças e materiais que suportariam essa adaptação no que tange à manutenção do sistema. Outra observação é que, com essa alternativa, há um complemento de energia no sistema da caldeira com o uso do biogás, fazendo com que ocorra uma diminuição no consumo de biomassa para produzir o mesmo montante de energia da cogeração existente e, assim, será percebida uma economia com o insumo de biomassa. O detalhe do Arranjo 1 pode ser observado na Figura 13.

Figura 13 – Detalhe do Arranjo 1: Co-combustão de biomassa e biogás



Fonte – Elaboração própria

O Arranjo 2 foi construído de modo a ter a combustão do biogás em uma turbina a gás para a geração de energia elétrica de forma paralela ao sistema energético existente. Ou seja, prevê-se o aproveitamento energético do biogás sem que ocorra qualquer alteração na usina de cogeração, havendo um complemento da geração de energia elétrica total da usina. Dessa forma, é esperada uma economia com os custos de energia elétrica fornecida pela concessionária local, considerando o incremento na geração desse insumo. O detalhe do diagrama que reflete o Arranjo 2 pode ser observado na Figura 14.



Figura 14 – Detalhe do Arranjo 2: Combustão do biogás em uma turbina a gás

Fonte – Elaboração própria

O Arranjo 3 prevê a combustão do biogás em uma turbina a gás para a geração de energia elétrica e o aproveitamento do calor residual presente nos gases de exaustão da turbina para o pré-aquecimento da água a ser inserida na caldeira. Essa opção considera o incremento de geração de energia elétrica pela turbina a gás, mas também um possível incremento desse insumo na turbina a vapor, dado que a cogeração existente pode ser mais eficiente com a entrada de água mais aquecida. Assim, com a aplicação do Arranjo 3, a Bem Brasil continuaria mantendo os custos com biomassa, entretanto, poderia perceber uma economia com os custos de energia elétrica se houver um aumento de sua geração, considerando o sistema como um todo. O detalhe do diagrama do Arranjo 3 é demonstrado na Figura 15.





Fonte – Elaboração própria

O Arranjo 4 considera a combustão do biogás em um motor de combustão interna para a geração de energia elétrica de forma paralela à usina de cogeração existente, ou seja, sem qualquer interferência à mesma. De forma similar ao Arranjo 2, há a utilização de um dispositivo energético a parte, promovendo o aumento de geração de energia elétrica total da unidade da Bem Brasil, tendo-se redução de consumo de eletricidade e, consequentemente, redução com os custos para esse insumo. O detalhe do fluxograma do Arranjo 4 pode ser observado na Figura 16.

Figura 16 – Detalhe do Arranjo 4: Queima do biogás em um motor de combustão interna

¦Biogás¦-►	MCI	<b>≯</b> Gerador	Energia elétrica

Fonte – Elaboração própria

O Arranjo 5 prevê a combustão do biogás em um motor de combustão interna para a geração de energia elétrica e o aproveitamento do calor residual presente nos gases de exaustão para o pré-aquecimento da água a ser inserida na caldeira da cogeração existente. Esse desenho considera o aumento de geração de energia elétrica através do motor de combustão interna, mas também da turbina a vapor, já que poderá haver aumento de eficiência elétrica da planta existente com o aumento de temperatura da água de entrada. Assim, a Bem Brasil continuaria tendo o consumo de biomassa da forma atual, mas haveria aumento de economia com a compra de energia elétrica junto à concessionária. Na Figura 17, pode ser observado o detalhe do Arranjo 5.

Figura 17 – Detalhe do Arranjo 5: Queima do biogás em um motor de combustão interna e aproveitamento dos gases de exaustão



Fonte – Elaboração própria

### 3.5 Levantamento de Custos

Para avaliar a viabilidade econômica de uma unidade de cogeração, devem ser considerados os custos de implantação e de operação e manutenção – O&M. Os custos de O&M incluem os itens: combustível utilizado, custo de eletricidade e manutenção do equipamento (KONSTANTAKOS *et al.*, 2012). Conforme os arranjos identificados, foi realizada uma busca de custos de implantação e O&M junto ao mercado considerando cada arranjo energético de modo que seja indicado aquele com a melhor relação custo-benefício à Bem Brasil considerando a central de cogeração existente.

Além dos custos associados às propostas de arranjos, também houve o levantamento dos custos dos insumos de energia elétrica e cavaco de madeira junto à Bem Brasil de maneira a valorar a economia com a implantação desses sistemas.

## 3.6 Cálculo de Retorno do Investimento

Entre os critérios de viabilidade, os mais utilizados são o Valor Presente Líquido – VPL, Taxa Interna de Retorno – TIR e o Período de Recuperação do Investimento, também conhecido como *Payback* Simples (BIEZMA; CRISTÓBAL, 2006).

O VPL de um investimento é referido como a soma dos valores presentes de pagamentos futuros menos o custo do investimento inicial e que são descontados a uma taxa de juros apropriada. É utilizado para identificar projetos que oferecem o melhor retorno em um determinado período de tempo e indica a viabilidade de um negócio. A Equação 8 demonstra a forma de cálculo do VPL (OZONOH *et al.*, 2018).

$$VPL = -\beta \frac{\varphi_1}{(1+R)^1} + \frac{\varphi_2}{(1+R)^2} + \frac{\varphi_3}{(1+R)^3} + \dots \frac{\varphi_T}{(1+R)^T}$$
(8)

onde:  $\beta$  é o investimento inicial [R\$];  $\varphi$  é o fluxo de caixa [R\$/ano]; R é a taxa de retorno ou taxa de desconto [%]; e T é o período de análise do modelo avaliado [ano].

A TIR é um parâmetro utilizado para mensurar a lucratividade de potenciais investimentos que desconta o retorno do recurso, fazendo com o que o VPL se iguale a zero

no prazo estipulado do modelo. Um projeto é mais atrativo que outro se apresenta maior TIR e seu cálculo pode ser observado na Equação 9.

$$VPL = -\beta \sum_{T=1}^{N} \frac{\varphi_T}{(1 + TIR)^T} = 0$$
(9)

O *Payback* Simples é tempo necessário para recuperar o investimento inicial considerando o fluxo de caixa do modelo de negócio. Um projeto com *payback* curto é mais atrativo que aquele com *payback* mais longo e seu cálculo é indicado na Equação 10.

$$Payback = p + \frac{(CF_p)}{CF_p - CF_{p+1}}$$
(10)

onde: p é o período imediatamente antes do fluxo de caixa acumulado ser positivo [ano];  $CF_p$ é o fluxo de caixa acumulado para o período p [R\$]; e  $CF_{p+1}$  é o fluxo de caixa acumulado para o período p+1 [R\$].

Tanto o VPL quanto a TIR são funções matemáticas presentes no *software* Microsoft Excel e este foi utilizado para os cálculos de viabilidade previstos neste trabalho.

# **4 ESTUDO DE CASO**

O presente estudo trata das formas em nível comercial da utilização energética do biogás em uma central de cogeração existente na indústria alimentícia Bem Brasil Alimentos S.A. (Bem Brasil), a maior fabricante da América Latina de batatas pré-fritas congeladas. Na cogeração existente, tem-se a queima de cavaco de eucalipto para a geração de vapor para o processo industrial da Bem Brasil e a geração de energia elétrica para atendimento de parte da demanda energética da unidade. Após a implantação da cogeração, foi iniciada a construção de biodigestores e lagoas anaeróbias para o tratamento dos resíduos industriais e a geração de biogás, que será utilizado como combustível complementar na usina de cogeração existente. Dessa forma, são estudadas as configurações energéticas que permitam a utilização energética do biogás no sistema existente ou combinado a este.

# 4.1 Bem Brasil Alimentos S.A.

A Bem Brasil foi fundada em 2006 na cidade de Araxá, em Minas Gerais e, desde então, vem conquistando seu espaço no mercado de alimentos e, atualmente, ocupa a liderança do varejo nacional no segmento de batatas pré-fritas congeladas. Sua segunda planta foi instalada na cidade de Perdizes, também no estado de Minas Gerais, e sua inauguração ocorreu em fevereiro de 2017, sendo uma das mais modernas e automatizadas do mundo nesse setor. Possui dimensões de 40 mil m<sup>2</sup> de área somente para o processamento da batata e mais 110 mil m<sup>2</sup> para as câmaras frias que armazenam o produto *in natura*. Considerando a estrutura das duas plantas, a capacidade de produção da Bem Brasil é de 250 mil toneladas de batata pré-frita congelada ao ano, o equivalente a 55% do consumo nacional. Em 2016, a Bem Brasil teve a participação de 24% do mercado em volume de venda e é a maior fabricante 100% brasileira do setor (BEM BRASIL, 2017a).

Segundo Resende (2010), o processo de produção de batatas pré-fritas da Bem Brasil é iniciado pelo recebimento das batatas *in natura*, que são lavadas e selecionadas pelo próprio fornecedor. Os tubérculos passam pela pesagem, onde é feito o monitoramento da quantidade total de batatas processadas por hora. Em seguida, são direcionadas ao pelador de vapor que é um equipamento que remove as cascas das batatas quando submetidas a vapor sob pressão até a dilatação de sua camada exterior, que acaba se desprendendo. Após a pelagem a vapor, as batatas são direcionadas ao pelador de escovas, com cerdas e esguichos de água que retiram cascas remanescentes e parte do amido presente nas batatas. É feita, então, a

primeira classificação por tamanho e a inspeção manual por um operador de produção para remover batatas fora do padrão. As batatas seguem para a etapa de corte em palitos e, com o aumento da área superficial, ocorre grande desprendimento de amido, que é retirado por um sistema que o succiona junto com água.

Após o corte, os palitos passam por peneiras de classificação de tamanho e são transportados para o classificador óptico, que identifica defeitos, manchas e pontos escuros nos palitos de batata, que são removidos da linha de produção pela ação de jatos de ar comprimido. A seguir, os palitos passam pela etapa de branqueamento, em que se tem a ação de insumos químicos, como o pirosfato ácido de sódio e dextrose, que minimizam o escurecimento causado por enzimas das batatas. Os palitos passam pelo secador, com correntes de ar quente que promovem a remoção de umidade da batata e fazendo com que a gordura seja menos absorvida na etapa posterior de pré-fritura. Os palitos seguem para o fritador, que é do tipo contínuo, e, então, passam por uma esteira vibratória para que o excesso de óleo seja retirado. As batatas entram no processo de resfriamento, sendo transportadas pelo chamado "túnel de congelamento", em que há a troca de calor do produto com ar resfriado. Na primeira seção do túnel, a batata entra com uma temperatura de 75°C e é resfriado a cerca de 40°C. Passando pelas demais seções, os palitos são individualmente congelados, chegando à temperatura de -18°C a -22°C, para então, passarem pela etapa de empacotamento. O produto final é armazenado em câmaras frias e transportado em veículo fechado e refrigerado a -18°C para a sua distribuição final (RESENDE, 2010). O fluxograma do processo é mostrado na Figura 18, com destague para as etapas que fazem uso de vapor de forma direta ou indireta.

Durante o processo industrial da Bem Brasil, tem-se a produção de resíduos sólidos, como a casca e os restos de batata não classificados, além de efluentes líquidos com presença de amido e de resíduos de gordura com alta carga orgânica. Uma parcela da matéria sólida não aproveitada no processo acima citado, como as batatas com tamanho inapropriado ou com defeitos, torna-se insumo na produção de flocos desidratados de batatas, sendo praticado o seu reaproveitamento e evitando desperdícios (SILVA; SILVA; ASSIS, 2014).



Figura 18 – Fluxograma do processo de produção da Bem Brasil, com destaque para as etapas que utilizam vapor a partir do sistema de cogeração existente



### 4.2 Cogeração Existente

A demanda da planta industrial é de 12 MW, o equivalente à demanda de toda a cidade de Perdizes, onde foi instalada. Parte dessa demanda hoje é suprida por linhas de transmissão construídas a partir da Usina Hidrelétrica de Nova Ponte, de posse da CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais. Assim, em parceria com a Efficientia, uma das empresas do Grupo CEMIG, foi construída uma Usina Termoelétrica – UTE – movida a

biomassa com capacidade instalada de 9 MW, sendo a geração média de 7,5 MW (BEM BRASIL, 2017a). A implantação da central de cogeração foi iniciada em novembro de 2015 e houve o investimento de R\$ 30 milhões pela CEMIG, que será reembolsado pela Bem Brasil com base na economia de energia obtida com o projeto. A viabilidade do projeto se deu pela Efficientia, uma empresa do Grupo CEMIG que atua em soluções energéticas e teve o papel de gestora, desde a fase de prospecção até o fim da implantação na fase de medição e verificação dos resultados. A geração de energia prevista a partir do pleno funcionamento da usina é de 54.000 MWh/ano, atendendo a mais de 60% da demanda da unidade. Essa energia é equivalente ao consumo de uma cidade de 138 mil habitantes (REVISTA ENERGIA INTELIGENTE, 2017).

O fluxograma da cogeração existente pode ser verificado na Figura 8.

# 4.3 Características dos Combustíveis

Quanto à biomassa utilizada na caldeira, uma parcela é produzida nas fazendas do proprietário da Bem Brasil e outra parte é adquirida pela empresa. Além disso, no tratamento de efluentes, há a coleta de todo o gás gerado no tratamento biológico anaeróbio (BEM BRASIL, 2017b). Segundo a equipe técnica da Bem Brasil, na fase atual, as lagoas anaeróbias e biodigestores já estão construídos e recebem o material orgânico gerado pela fábrica para o tratamento adequado e formação do biogás, sendo que a Bem Brasil pretende fazer uso desse combustível para complementar a geração elétrica existente.

A central de cogeração utiliza cavaco de madeira e resíduos da produção florestal do próprio Grupo Rocheto, detentor da Bem Brasil. Para a capacidade instalada de 7,5 MW, as características da biomassa podem ser visualizadas na Tabela 2.

PCI [kcal/kg]	2.800
Umidade	30%
Vazão mássica [kg/h]	15.530

Fonte – Equipe técnica da Bem Brasil (2018)

Na unidade, houve a instalação de tratamento de efluentes líquidos e resíduos sólidos que geram biogás e a expectativa é que sua utilização promova a redução de 20% no
consumo de biomassa, que é queimada na caldeira. A partir desse tratamento, será possível reaproveitar a água utilizada nos processos da fábrica para irrigação em lavouras e criar compostos orgânicos a partir dos restos e cascas de batatas que podem ser aplicados na agricultura como fertilizantes, fechando um ciclo de sustentabilidade, como pode ser observado na Figura 19 (BEM BRASIL, 2017a).



Figura 19 – Ciclo sustentável provido pelo tratamento anaeróbio de resíduos orgânicos

Fonte – Adaptado de Revista Bem Brasil (2017)

A produção de biogás na fábrica de Perdizes ainda é incipiente e, por isso, suas propriedades não puderam ser verificadas. Na fábrica de Araxá, ocorre o mesmo tratamento de resíduos e efluentes e, portanto, as propriedades do biogás gerado nessa unidade foram consideradas para as análises propostas neste trabalho. Conforme análise laboratorial do biogás realizada pela Bem Brasil, seu poder calorífico inferior – PCI – é 5.440 kcal/m<sup>3</sup> e a sua composição é apresentada na Tabela 3.

Composto	Teor (%)
Oxigênio	0,59
Nitrogênio	2,2
Dióxido de carbono	30
Metano	67
Isopentano	0,196
Outros hidrocarbonetos	0,014

Tabela 3 – Composição do biogás gerado na Bem Brasil

Fonte – Equipe técnica da Bem Brasil (2018)

Ainda segundo informações da Bem Brasil, a expectativa de geração de biogás a partir das lagoas anaeróbias é de 161,85 m<sup>3</sup>/h e dos biodigestores é de 400 m<sup>3</sup>/h, totalizando em 561,85 m<sup>3</sup>/h de biogás disponibilizado na unidade de Perdizes, com base na previsão de produção e nas informações presentes na Tabela 4.

Biogás a partir de lagoas anaeróbias	
DBO a ser removida	4.275,25 mg/L
DBO a ser removida/dia	12.947,6 kg
Biogás/DBO removida	0,3 m³/kg
Geração prevista de biogás diária	3.884,28 m <sup>3</sup> /dia
Geração prevista de biogás horária	161,85 m³/h
Biogás a partir dos biodigestores	
Geração prevista de biogás por resíduos de batata	80 m <sup>3</sup> /ton
Massa prevista de resíduos de casca de batata	120 ton/dia
Geração prevista de biogás diária	9.600 m <sup>3</sup> /dia
Geração prevista de biogás horária	400 m <sup>3</sup> /h
Total de geração de biogás prevista	561,85 m <sup>3</sup> /h

Tabela 4 – Geração de biogás prevista para a unidade da Bem Brasil

Fonte – Equipe técnica da Bem Brasil (2018)

## **5 RESULTADOS E DISCUSSÃO**

Nesta seção, são apresentados os resultados decorrentes da simulação dos arranjos energéticos propostos em comparação com os cálculos por meio de equações termodinâmicas, buscando-se avaliar a viabilidade técnica dos sistemas energéticos. De modo a confirmar a viabilidade econômico-financeira, são considerados os custos de implantação desses sistemas e os custos dos insumos energéticos aplicados a indicadores econômicos.

#### 5.1 Análise dos Arranjos Propostos

Os arranjos energéticos sugeridos como formas de aproveitamento do biogás foram implementados no GateCycle. Para isso, a simulação da cogeração existente foi utilizada como base e as demais alterações foram feitas conforme a vazão de biogás prevista e com adaptações aos modelos de equipamentos comerciais presentes na base de dados do *software*. Todos os detalhes quanto às condições adotadas nas simulações podem ser verificados nos Apêndices A a G deste estudo.

As informações de vazão e PCI encaminhadas pela Bem Brasil são variáveis volumétricas, em m<sup>3</sup>/h e kcal/m<sup>3</sup>, respectivamente. Entretanto, o GateCycle faz uso de unidades mássicas para essas variáveis, em kg/h e kcal/kg. Como a densidade do biogás não foi informada pela Bem Brasil, foi necessário calculá-la com base na composição do biogás já indicada na Tabela 3. Tendo como referência a utilização do NIST Refprop por Joseph e Hicks (2018) para confrontar os resultados laboratoriais de densidade dos fluidos estudados, esse *software* também foi a ferramenta utilizada neste trabalho para o cálculo da densidade do biogás, sendo possível a relação dos dados de biogás nas unidades permitidas pelo GateCycle, que pode ser observada na Tabela 5.

Dados de Biogás	Unidade	Valor			
Vazão volumétrica1	[m³/h]	561,85			
Densidade <sup>2</sup>	[kg/m³]	1,7106			
Vazão mássica	[kg/h]	961,10			
Vazão mássica	[kg/s]	0,2670			
PCI <sup>1</sup>	[kcal/m <sup>3</sup> ]	5440			
PCI	[kcal/kg]	3180,1707			
PCI [kJ/kg] 13314,4207					
<sup>1</sup> Informação fornecida pela Bem Brasil					
<sup>2</sup> Informação obtida do <i>software</i> REFPROP – NIST 9.1					

Tabela 5 – Relação de unidades volumétricas e mássicas do biogás

Fonte – Elaboração própria

## 5.1.1 Arranjo 1: Co-combustão

O Arranjo 1 se refere à co-combustão de biomassa e biogás na caldeira, de modo a ser percebida uma redução no consumo de biomassa, sendo este o insumo energético da usina da Bem Brasil com um custo associado de aquisição.

Baseando-se na simulação da cogeração existente, foram inseridas as características de composição, vazão e PCI do biogás, como pode ser observado no destaque da Figura 20.

		85		7				
BIOGAS GAS			Indiribit	SYSTEM SY	STEM			*
	1920	1	nenc					- 120
Properties	Value	Unit	1000	Propertie		ille	Unit	
J BIUGAS	UAS	-	×		Fuel Gas Composition Flag	Mole Fractions	Ň	
O Component Description	AirOrFuelSource	~		r	- 🥥 Fuel Gas O2 Mole Fraction	0.0059	fraction	<u> </u>
🛱 🥥 Inputs			Prope	Dean	💊 Fuel Gas N2 Mole Fraction	0.022	fraction	-
- 🕥 Data	Use data from this	~	stries	setion	- 🔘 Fuel Gas H2O Mole Fracti	0.0	fraction	
😳 Fuel Type	Read Gas Fuel fro	~			• O Fuel Gas CO Mole Fraction	0.0	fraction	
📀 Calculation (flash) Method	Pressure - Tempera	~	g	2		0.0		
🌀 Heat Rate Adjustment Flag	Flow does not affe	~	ac pac		~ () Fuel Gas CO2 Mole Fracti	0.5	traction	1
- O Flow	960 079	kalar			🖓 🚱 Fuel Gas CH4 Mole Fracti	0.67	fraction	1
	1 7227	, age at a second s			• 🔘 Fuel Gas H2 Mole Fraction	0.0	fraction	-
- G Pressure	1./25/	bar	*		- 0 Fuel Gas AR Mole Fraction	0.0	fraction	
··· 🥥 Temperature	30	c	*		C Fuel Cas COS Male Fracti	0.0	fraction	
O Tolerances					······································	0.0	naction	1
🖨 🕥 Port Info:Outlet					O Fuel Gas H2S Mole Fracti	0.0	fraction	<u> </u>
🕀 🔘 Stream Name: S2	0.00.0501				·· 🧿 Fuel Gas SO2 Mole Fracti	0.0	fraction	-
- O Flows	960.0791	kg/hr	*		- 🔘 Fuel Gas Methanol Mole F	0.0	fraction	
🕥 Pressure	172.3689	kPa	*		O Fuel Cas Ethana Mala Fra	0.0	fraction	
- 🕥 Temperature	30	с	~		••••••••••••••••••••••••••••••••••••••	0.0	Indettori	
<ul> <li>Enthalpy</li> </ul>	4.9911	kcal/kg	~		•• O Fuel Gas Ethylene (C2H4	0.0	fraction	1
- 🥥 Molecular Weight	24,904				🕂 🚫 Fuel Gas Acetylene (C2H	0.0	fraction	-
- 😡 Lower Heating Value	3180.1705	kcal/kg	*		- 🔘 Fuel Gas Ethanol Mole Fr	0.0	fraction	
🕀 🥥 Mole Fractions					- 🥥 Fuel Gas Propane Mole F	0.0001	fraction	
Flows Grid		×			- 🔘 Fuel Gas Propanol Mole F	0.0	fraction	
					O Fuel Gas n-Butane Mole	0.0	fraction	
					• O Fuel Gas Iso-Butane Mole	0.0	fraction	-
					🖓 😡 Fuel Gas n-Pentane Mole	0.002	fraction	

Figura 20 - Características do biogás inseridas na simulação do Arranjo 1

Fonte – Elaboração própria

Demais características de equipamentos e condições de processo implementadas podem ser verificadas no Apêndice B – Relatório de simulação do Arranjo 1. O diagrama dessa simulação pode ser verificado na Figura 21, bem como os resultados de eficiência elétrica e geração de energia.





Fonte – Elaboração própria

A simulação do Arranjo 1 indicou a mesma potência da simulação da cogeração existente, de 7,67 MW. Entretanto, fazendo-se uso do biogás, a fração desse combustível na caldeira para se ter essa potência é de 10,1% com relação à energia térmica total inserida na fornalha, como pode ser observado na Figura 22. Ou seja, com esse arranjo, haveria uma redução no consumo de biomassa da mesma ordem de 10,1% segundo a simulação, ocasionando em economia associada ao custo desse insumo.

roperties			-# ×	D
ALDEIRA BICOMBUSTÍVEL FBOILR			*	tinha
2 B n A V 🔁 🞯				10000
Properties	Value	Unit	^	100
CALDEIRA BICOMBUSTÍVEL	FBOILR			XUGI
Omponent Description	Fossil Boiler	~		
🛓 🥥 Inputs		-		1
😡 Do not set to Off Design automati				phadr
🕀 🕥 Calculation Mode	Design	~		2
🖶 🥥 Boiler Load Method Flag	Heat Load, Lower	~		9
- 🥥 Specify Fuel Mix by	Fraction of Total	~	=	had hi
🕒 Boiler Feed Water Flow Damp. F	0.0	1		EUIUO
🖃 🥥 Gas Settings				
Gas Fuel Input Fraction	0.101	fraction	~	
🛱 🔿 Coal Settings				
🕀 🥥 Solid Fuel Ult. Anal. Method Fl	Moisture Free (mf)	~		
🥥 Coal H.V. Method Flag	Boie	~		
- 🥥 Solid Fuel Volatile Matter Fra	0.729	fraction	~	
Solid Fuel Carbon Fraction	0.242	fraction	~	
- 🥥 Solid Fuel Ash Fraction	0.029	fraction	~	
- 🥥 Solid Fuel Water Fraction	0.0	fraction	~	
- O Pulverizer Specific Power Co	0.0	kcal/kg	~	
🔿 Solid Fuel Temperature	19.85	с	~	
	0.899	fraction	~	
🕀 🙆 Oil Settings			Sector C	
E G Combustion				
🗄 🧿 Ash Inputs				
🗄 🔘 Sorbent Inputs				
Radiation				
🗄 🥥 Heat Transfer				
🕀 🔘 Area Change				

Figura 22 – Frações dos combustíveis na caldeira com co-combustão (Arranjo 1)

Fonte – Elaboração própria

Aplicando-se as Equações 1 a 7, é possível verificar se os resultados apresentados pelo GateCycle estão coerentes. Considerando a cogeração existente com a potência de 7,5 MW e a energia disponível pela biomassa e pelo biogás, a energia disponibilizada pelo biogás representa 7,0289% da energia disponibilizada pela biomassa. Dessa forma, compreende-se que de forma proporcional, esse percentual também seria a redução de biomassa caso houvesse a sua co-combustão com biogás na fornalha da caldeira de forma a manter a mesma quantidade de energia a partir dos combustíveis. Tais informações podem ser observadas na Tabela 6.

_			<b>`</b>	- ~		•				· ~	•			
	60				<b>a a</b>	0000000	~~	<b>biooio</b>	$\sim \sim \sim$	rolo 000	~	0000000	~~	hinmonoo
	110		<u> </u>		1110		1111	1 11/ 1/ 12		- mananan	-		11:1	mmaded
	1111	יייו				GIGUIG	(1)	1111111			<b>C</b> 1	GIGUIG	1111	UNTERPORT
			-			••••••••••••••••••••••••••••••••••••••					~			
						<u> </u>		<u> </u>				<u> </u>		

Característica	Valor	Unidade
Potência da turbina a vapor	7.500,00	kW
PCI da biomassa	2.800,00	kcal/kg
Vazão mássica da biomassa	15.530,00	kg/h
Energia disponível da biomassa	43.484.000,00	kcal/h
PCI do biogás	5.440,00	kcal/m³
Vazão mássica do biogás	561,85	m³/h
Energia disponível do biogás	3.056.464,00	kcal/h
Energia do biogás/Energia da biomassa	7,0289%	-

Fonte – Elaboração própria

### 5.1.2 Arranjo 2: Turbina a Gás

O Arranjo 2 considera a utilização de uma turbina a gás em paralelo com a cogeração existente, fazendo uso do biogás sem nenhuma interferência à usina. Dessa forma, seria mantida a potência a partir da turbina a vapor de 7,5 MW e adicionada a potência proveniente da geração na turbina a gás conforme a vazão de biogás disponível e os modelos comerciais presentes na base de dados no GateCycle, permitindo que ocorra uma economia com o consumo de energia elétrica a partir da concessionária local.

Como pode ser observado na Figura 23, o GateCycle disponibiliza um modelo padrão de turbina a gás, em que é possível ajustar o tipo de combustível conforme sua composição, bem como a sua vazão e PCI. A base de dados do *software* possui modelos comerciais de turbinas que variam conforme o porte e, para essa simulação, foi escolhido o menor entre os modelos em termos de vazão do combustível, já que a vazão de biogás é relativamente baixa

quando se compara às vazões para turbinas de maior porte. O modelo escolhido foi o "ASE8-1000 97 GTW", da fabricante Allied-Signal, uma antiga empresa americana que se tornou líder na fabricação de sistemas e componentes aeroespaciais antes de se fundir com a Honeywell International, Inc., em 1999 (ENCYCLOPAEDIA BRITANNICA, 2019).



Figura 23 – Turbina a gás implementada no GateCycle

Fonte – Elaboração própria a partir do software GateCycle

Dessa forma, o modelo da turbina a gás foi inserido na simulação da cogeração existente, de modo que fosse indicada a potência instalada total e a eficiência elétrica do ciclo para ambos os sistemas energéticos: turbina a vapor e turbina a gás. O diagrama da referida simulação é demonstrado na Figura 24, juntamente com as informações de potência de 8,45 MW e eficiência elétrica de 15,64% para esse sistema, como resultados da simulação.

Figura 24 – Diagrama da simulação do Arranjo 2



Fonte – Elaboração própria

Adicionalmente, aplicando-se as Equações 1 a 7 foi possível verificar, com base nos cálculos, a expectativa de capacidade instalada da turbina a gás, bem como a eficiência elétrica do ciclo considerando ambas as turbinas. Conforme o fornecedor da turbina a gás com o qual foi feita a cotação para a aquisição do equipamento, sua eficiência elétrica é da ordem de 25%. Considerando a energia disponível do biogás de 3.552,29 kW e a eficiência elétrica da turbina a gás, tem-se como resultado a potência da turbina em 888,07 kW e a potência total, considerando também a turbina a vapor, em 8.388,07 kW. Dada a energia disponível dos combustíveis (biomassa e biogás), a eficiência elétrica global tem o valor de 15,51%, como pode ser observado na Tabela 7.

Característica	Valor	Unidade
PCI do biogás	5.440,00	kcal/m <sup>3</sup>
Vazão do biogás	561,85	m³/h
Energia disponível do biogás	3.056.464,00	kcal/h
Energia disponível do biogás	3.552,29	kW
Eficiência elétrica turbina	25%	-
Potência da turbina a gás	888,07	kW
PCI da biomassa	2.800,00	kcal/kg
Vazão mássica da biomassa	15.530,00	kg/h
Energia disponível da biomassa	50.538,07	kW
Potência da turbina a vapor	7.500,00	kW
Potência total	8.388,07	kW
Energia disponível dos combustíveis	54.090,36	kW
Eficiência elétrica global	15,51%	-

Tabela 7 – Cálculo da potência total e da eficiência elétrica para o Arranjo 2

Fonte – Elaboração própria

### 5.1.3 Arranjo 3: Turbina a Gás e Gases de Exaustão

O Arranjo 3 foi desenhado para associar a turbina a gás do Arranjo 2 à central de cogeração existente de modo que seus gases de exaustão sejam utilizados para a troca de calor com a água a ser inserida na caldeira da usina. Assim, é previsto que a geração de energia elétrica na turbina a vapor seja superior à atual, ocasionando em economia da Bem Brasil com os custos desse insumo. O diagrama de simulação do Arranjo 3 pode ser observado na Figura 25.



Figura 25 – Diagrama da simulação do Arranjo 3

Fonte – Elaboração própria

Os resultados da simulação indicam a potência do ciclo em 9,05 MW e a respectiva eficiência elétrica em 16,73%. Dessa forma, com uma mesma vazão de biogás, o sistema de turbina a gás conjugado à cogeração existente promove um aumento de cerca de 1,1% na eficiência do sistema, já indicando que o Arranjo 3 apresenta uma melhor performance em relação ao Arranjo 2.

Para o cálculo da potência do ciclo combinado e da eficiência elétrica global, foram considerados a potência da turbina a vapor existente de 7.500 kW, bem como o incremento de sua geração decorrente da energia térmica adicional proveniente dos gases de exaustão da turbina a gás. Como mencionado na revisão bibliográfica deste trabalho e de acordo com Boyce (2010), 20% da energia disponível do biogás que antes não era aproveitada pela turbina a gás passa ser convertida em energia elétrica na turbina a vapor ou o equivalente a 710,46 kW. Assim, considerando a geração da turbina a gás e a geração da turbina a vapor com o adicional de potência a partir dos gases de exaustão da turbina a gás, a potência do ciclo combinado é de 9.098,53 kW e a eficiência elétrica global é de 16,82%, como é indicado na Tabela 8.

Característica	Valor	Unidade
Potência da turbina a vapor	7.500,00	kW
Energia disponível da biomassa	50.538,07	kW
Energia disponível do biogás	3.552,29	kW
Energia disponível dos combustíveis	54.090,36	kW
Incremento de energia elétrica a partir dos gases de exaustão da turbina	20%	-
Potência adicional na turbina a vapor	710,46	kW
Potência da turbina a gás	888,07	kW
Potência do ciclo combinado	9.098,53	kW
Eficiência elétrica global	16,82%	-

Tabela 8 – Cálculo da potência total e da eficiência elétrica para o Arranjo 3

Fonte – Elaboração própria

#### 5.1.4 Arranjo 4: Motor de Combustão Interna

A implementação do Arranjo 4 prevê a utilização de um motor de combustão interna para a queima do biogás, sendo utilizado um modelo comercial da base de dados do GateCycle com um dimensionamento apropriado à vazão desse combustível. O mesmo é indicado na Figura 26.



Figura 26 – Motor de combustão interna implementado no GateCycle

Fonte – Elaboração própria a partir do software GateCycle

Como pode ser observado na Figura 27, o motor tem uma potência de 1.200 kW e uma eficiência elétrica em torno de 33,8%, o que é esperado conforme levantamento bibliográfico. Mesmo com a inserção das características do biogás, como vazão, composição e PCI, o GateCycle modela o motor para uma vazão de 1059,4 kg/h, que é 1,1% maior do que a vazão de biogás prevista para a Bem Brasil.



Figura 27 - Características do motor e do combustível

Fonte – Elaboração própria

A simulação desse arranjo indica a potência líquida do ciclo como 8,87 MW e a eficiência elétrica do mesmo em 16,4%, como é apresentado na Figura 28.







De modo a verificar os resultados de potência total e eficiência elétrica global para o Arranjo 4 por meio das Equações 1 a 7, foi considerada a eficiência elétrica do motor em 35%, conforme informação do fabricante com o qual foi feita a cotação para a aquisição do equipamento. Considerando a energia disponível do biogás e a referida eficiência elétrica, é possível dimensionar a potência do motor com o resultado de 1.243,30 kW. Dessa forma, somando-se à potência da turbina a vapor de 7.500 kW, a potência total é de 8.743,30 kW e a eficiência elétrica global considerando a energia disponível dos combustíveis é de 16,16%, como é indicado na Tabela 9.

Característica	Valor	Unidade
Energia disponível do biogás	3.552,29	kW
Eficiência elétrica do motor	35%	-
Potência do motor	1.243,30	kW
Potência da turbina a vapor	7.500,00	kW
Potência total	8.743,30	kW
Energia disponível da biomassa	50.538,07	kW
Energia disponível dos combustíveis	54.090,36	kW
Eficiência elétrica global	16,16%	-

Tabela 9 – Cálculo da potência total e da eficiência elétrica para o Arranjo 4

Fonte – Elaboração própria

#### 5.1.5 Arranjo 5: Motor de Combustão Interna e Gases de Exaustão

O Arranjo 5 considera os gases de exaustão do motor de combustão interna do Arranjo 4 como fonte térmica para troca de calor com a água a ser inserida na caldeira da usina, o que pode ocasionar em aumento de geração na turbina a vapor frente ao cenário atual da cogeração existente. Conforme destacado na Figura 29, é observado que houve uma redução da eficiência elétrica do motor de 33,8% para 20,2% no Arranjo 5, ainda com as mesmas condições operacionais do Arranjo 4.



Figura 29 - Características do motor para o Arranjo 5

Fonte – Elaboração própria

A Figura 30 indica o diagrama da simulação do Arranjo 5 com o apontamento da potência líquida em 8,88 MW e da eficiência elétrica do ciclo em 15,7% como resultados dessa simulação.





Fonte – Elaboração própria

Com o objetivo de verificar os resultados de potência total e eficiência elétrica global para o Arranjo 5 por meio das Equações 1 a 7, tem-se a referência de que 20% das perdas com os gases de exaustão podem ser convertidos em energia térmica útil (LORA; NASCIMENTO, 2004b), podendo esta ser direcionada ao Ciclo Rankine da cogeração existente. Assim, esse percentual equivale a 710,46 kW de energia térmica adicionada ao sistema de geração de vapor. Aplicando-se a eficiência desse ciclo de 14,84%, a energia elétrica adicional em decorrência do aproveitamento dos gases de exaustão do motor é de 105,43 kW, a potência total é de 8.848,74 kW e a eficiência global é de 16,36%, como é indicado na Tabela 10.

Característica	Valor	Unidade
Parcela de energia térmica adicional	20%	-
Energia térmica adicional ao Ciclo Rankine	710,46	kW
Eficiência elétrica do Ciclo Rankine	14,84%	-
Energia elétrica adicional do Ciclo Rankine	105,43	kW
Potência da turbina a vapor	7.500,00	kW
Potência do motor	1.243,30	kW
Potência total	8.848,74	kW
Energia dos combustíveis	54.090,36	kW
Eficiência elétrica global	16,36%	kW

Tabela 10 – Cálculo da potência total e da eficiência elétrica para o Arranjo 5

Fonte – Elaboração própria

### 5.1.6 Resultado Consolidado da Análise dos Arranjos Propostos

Conforme análises dos arranjos energéticos propostos presentes nos itens 5.1.1 a 5.1.5, houve diferenças entre os resultados indicados na simulação do GateCycle e aqueles provenientes dos cálculos de eficiência elétrica com a aplicação das Equações 1 a 7, tendo como parâmetro os dados da cogeração existente da Bem Brasil. Ante o exposto, no Gráfico 2, pode ser observado o resultado consolidado quanto à redução do consumo de biomassa considerando o Arranjo 1.



Gráfico 2 - Redução do consumo de biomassa

Fonte – Elaboração própria

O Gráfico 3 expõe os resultados de potência total e o Gráfico 4 indica os resultados de eficiência elétrica para todos os Arranjos estudados.



Gráfico 3 - Potência total dos Arranjos propostos

Fonte – Elaboração própria



Gráfico 4 – Eficiência elétrica global dos Arranjos propostos

Fonte – Elaboração própria

Observa-se que, em geral, os resultados apresentam poucas diferenças, sendo um indício de que a simulação do GateCycle faz uso de balanço de massa energia, além de cálculos de eficiência elétrica, como exposto neste trabalho.

## 5.2 Custos de Insumos, Implantação e Operação

Foi realizado o levantamento dos custos de insumos atuais da Bem Brasil, sendo eles a biomassa e a energia elétrica fornecida pela concessionária local sem impostos, de forma que essas informações amparem a avaliação econômica dos arranjos estudados. Esses dados são compilados na Tabela 11.

Insumo	Custo
Cavaco de madeira	R\$ 130/ton
Energia elétrica	R\$ 180/MWh

Tabela 11 - Levantamento de custos dos insumos da Bem Brasil

Fonte – Elaboração própria

Adicionalmente, por meio de uma busca de preços junto ao mercado de fornecedores nacionais, foram coletados os preços de implantação, operação e *retrofit* para a turbina a gás e de implantação para o motor de combustão interna a biogás. O custo de O&M e de *retrofit* para o motor, bem como o custo de implantação do queimador integrado à caldeira não foram possíveis de serem obtidos por meio da pesquisa de mercado.

O custo de aquisição e instalação do queimador foi uma informação obtida a partir da equipe técnica da Bem Brasil por meio de uma cotação realizada por eles junto ao mercado, sendo de R\$ 250.000,00. Também segundo a Bem Brasil, para essa opção, não seria previsto custo adicional com O&M frente à central de cogeração atual, visto que já possui a equipe própria e peças sobressalentes de forma a atender as manutenções previstas para o queimador a ser integrado na caldeira.

O custo de O&M para o motor foi baseado no trabalho de Gehring (2014), com a previsão de R\$ 0,025/kWh. Para uma operação de 8.000 horas anuais, esse dispêndio fica em R\$ 240.000,00 ao ano. Para o custo de *retrofit* do motor, foi utilizado o trabalho de Valente (2015) como referência, em que considera o valor de 120 €/kW. Como foi apontada a potência de 1.200 kW para o motor na simulação e considerando a cotação de 4,40 R\$/€ em 29/03/19 (UOL, 2019), esse dispêndio seria de R\$ 633.600,00 no Ano 5 de operação. A compilação dos custos considerados para os três sistemas está indicada na Tabela 12.

Tabela 12 – Custos dos equipamentos avaliados

Custos	Q	ueimador	Tu	rbina a gás		Motor
Custo de Implantação	R\$	250.000,00	R\$	4.970.000,00	R\$	2.296.124,77
Custo de O&M ao ano	-		R\$	114.000,00	R\$	240.000,00
Custo de retrofit no Ano 5	-		R\$	1.800.000,00	R\$	633.600,00

Fonte – Elaboração própria

#### 5.3 Análise de Retorno Financeiro dos Arranjos

Para o Arranjo 1, a potência instalada de energia elétrica permanece a mesma e está prevista uma economia de biomassa, conforme indicado na Figura 22, de 10,1%. Conforme a equipe técnica da Bem Brasil, a vazão mássica de cavaco de madeira é de 15,53 ton/h. Dessa forma, é prevista uma redução de 1,56853 ton/h a um custo de R\$ 130,00/ton ou

R\$ 1.631.271,20/ano, considerando 8.000 horas de operação. Na Tabela 13, foram compiladas essas informações.

Item	Valor	Unidade
Custo da biomassa	130,00	R\$/ton
Vazão de biomassa na cogeração	15,53	ton/h
Percentual de economia para biomassa	10,10%	-
Redução mássica de biomassa	1,57	ton/h
Economia horária prevista de biomassa	203,91	R\$/h
Número de horas de operação por ano	8.000,00	h
Economia prevista de biomassa	1.631.271,20	R\$/ano

Tabela 13 – Economia de biomassa prevista com o Arranjo 1

Fonte – Elaboração própria

Como o Arranjo 1 promove a economia no consumo de biomassa, permanecendo a potência elétrica instalada da usina existente, não haveria economia com energia elétrica.

Para a análise financeira dos Arranjos 2 a 5, o consumo de biomassa não é alterado e há um incremento da geração de energia elétrica devido aos acionamentos da turbina a gás e do motor de combustão interna. Dessa forma, é esperada a economia atrelada ao consumo de energia elétrica fornecida pela concessionária ao valor de R\$ 180,00/MWh sem impostos, conforme a potência adicional fornecida por cada arranjo.

Ante o exposto, foram calculadas as reduções com o custo de energia elétrica para cada arranjo, considerando a operação anual e a potência adicional em relação aos resultados de simulação do sistema existente, como pode ser observado na Tabela 14.

Tabela 14 – Economia de	e energia eletrica	a prevista para os	s Arranjos 2 a 5

Encounter de la constant d'étais a constant de la constant

Característica	Arranjo 2	Arranjo 3	Arranjo 4	Arranjo 5
Potência instalada [MW]	8,45	9,05	8,87	8,88
Potência adicional [MW]	0,78	1,38	1,2	1,21
Horas de operação ao ano [h]	8000	8000	8000	8000
Custo da energia elétrica [R\$/MWh]	180	180	180	180
Economia de energia elétrica	R\$ 1.123.200,00	R\$ 1.987.200,00	R\$ 1.728.000,00	R\$ 1.742.400,00

Fonte – Elaboração própria

Com o levantamento dos investimentos e economias previstas no período anual, foi realizada a análise de viabilidade dos arranjos energéticos propostos com a elaboração de um fluxo de caixa contemplando um cenário de 10 anos, que pode ser verificado no Apêndice G – Fluxo de caixa dos arranjos energéticos. Por meio do fluxo de caixa, foram calculados os respectivos resultados financeiros por VPL, TIR e *Payback* Simples, como pode ser observado na Tabela 15.

Arranjo	TIR	VPL	Payback
Arranjo 1	653%	R\$ 11.476.931,70	0,15
Arranjo 2	11%	R\$ 971.181,96	4,92
Arranjo 3	32%	R\$ 6.184.428,86	2,65
Arranjo 4	84%	R\$ 11.389.040,61	1,17
Arranjo 5	85%	R\$ 11.492.559,77	1,16

Tabela 15 – Resultados financeiros dos Arranjos Energéticos

Fonte – Elaboração própria

Conforme os resultados da Tabela 15, os Arranjos 1 a 5 apresentam viabilidade econômico-financeira, sendo que o Arranjo 1, que prevê a co-combustão de biogás e biomassa na caldeira existente, é aquele que apresenta o melhor retorno de investimento. Os Arranjos 4 e 5, que consideram a utilização de um motor de combustão interna para queima do biogás, também apresentaram bons resultados, com a recuperação do investimento em pouco mais de um ano de operação.

Os Arranjos 2 e 3, com a utilização de turbina a gás, demonstram que a aplicação desse dispositivo energético é muito mais viável quando combinado ao Ciclo Rankine, reduzindo quase que pela metade o tempo de retorno do investimento.

## 6 CONCLUSÃO

O aumento de eficiência em sistemas energéticos pode também resultar em ganhos econômicos e ambientais, sendo uma ação possível a partir do aperfeiçoamento dos métodos de conversão existentes. Além disso, considerando o constante aumento de demanda energética do mundo e as matrizes existentes, o ideal é que os sistemas energéticos façam uso de energias renováveis com o aproveitamento de resíduos gerados em processos industriais, estando entre elas o biogás.

Foi apresentado um estudo sobre a utilização energética do biogás em um sistema de cogeração existente de uma indústria alimentícia, considerando as particularidades técnicas de sistemas típicos de cogeração e seus diferentes arranjos. Entre eles, estão a co-combustão de biomassa e biogás na caldeira existente, a utilização de turbina a gás e de motor de combustão interna, podendo esses equipamentos atuarem paralelamente à cogeração existente ou associados a ela.

As análises dos sistemas energéticos propostos foram baseadas em simulações no *software* GateCycle, uma ferramenta comercial que permite avaliar tanto a configuração quanto a performance de usinas termoelétricas, sejam existentes ou ainda a serem construídas. Adicionalmente, foram implementados cálculos de eficiência elétrica para comparar com os resultados gerados pelo GateCycle. Os resultados obtidos pelo *software* e pelos cálculos fazendo-se uso de equações termodinâmicas apresentaram proximidade e apontaram que todos os Arranjos avaliados são viáveis tecnicamente. Entre eles, o Arranjo 3, que considera a utilização de turbina a gás combinada ao ciclo de cogeração existente, é aquele que proporciona maiores eficiência elétrica e capacidade instalada do sistema como um todo.

De forma a considerar a viabilidade econômico-financeira dos Arranjos estudados, foram levantados seus custos de implantação e manutenção considerando um prazo de dez anos associados aos benefícios de economia de insumos energéticos. Como resultado, todos os Arranjos são viáveis economicamente, sendo que o Arranjo 1, que prevê a co-combustão de biomassa e biogás na caldeira existente da planta de cogeração, é aquele que apresenta a melhor relação custo-benefício quando considerados os indicadores econômicos TIR e *payback* simples, com o retorno de investimento em um prazo de 0,15 anos e uma TIR de 653%. Considerando o VPL, o Arranjo 5, com a utilização de motor de combustão interna e o aproveitamento de seus gases de exaustão, é aquele que proporciona o melhor retorno de investimento com esse indicador em R\$ 11.492.559,77. Dessa forma, considerando a maioria

dos indicadores econômicos, é indicado que o Arranjo 1 seja a configuração adotada pela indústria alimentícia para o aproveitamento do biogás gerado em sua instalação.

## **7 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS**

- 1) Realizar análise ambiental dos sistemas energéticos estudados quanto aos poluentes gerados no processo de geração de energia.
- 2) Implementar os sistemas energéticos em outros *softwares* que apresentem funcionalidades similares às do GateCycle.
- Considerar o tratamento do biogás quanto aos benefícios energéticos e aos custos adicionais de implantação e manutenção.
- Considerar a avaliação de uma trigeração, com o aproveitamento de recursos energéticos residuais em sistemas de refrigeração tipicamente utilizados na indústria alimentícia.

## REFERÊNCIAS

ABIA. **Números do setor:** faturamento. São Paulo: ABIA, 2018. Disponível em: https://www.abia.org.br/vsn/anexos/faturamento2017.pdf. Acesso em: 22 abr. 2018.

AEBIOM. **Annual Report 2016**. Bruxelas, Bélgica: AEBIOM, 2017. Disponível em: http://www.aebiom.org/wp-content/uploads/2017/03/AR16-1603.pdf. Acesso em: 20 abr. 2018.

BAKAR, N. A.; *et al.* Co-firing of biogas in palm oil mill biomass boilers. **Palm Oil Engineering Bulletin**, v. 120, p. 23-26, 2016.

BARAMPOUTI, E. M. P.; VLYSSIDES, S. T. M. Dynamic modeling of biogas production in an UASB reactor for potato processing wastewater treatment. **Chemical Engineering Journal**, v. 106, p. 53-58, 2005.

BARZEGARAVVAL, H.; *et al.* Effects of fuel composition on the economic performance of biogas-based power generation systems. **Applied Thermal Engineering**, v. 128, p. 1543-1554, 2018.

BASRAWI, F.; YAMADA, T.; NAKANISHI, K. Analysis of the performance of a biogas cogeneration system in a sewage treatment plant in a cold region. **Journal of Environment and Engineering**, v. 6, n. 3, 2011.

BEM BRASIL. **Revista Bem Brasil**. 9. ed. Araxá: Bem Brasil, 2017a. Disponível em: https://www.bembrasil.ind.br/revista/9/. Acesso em: 26 mai. 2018.

BEM BRASIL. Cartilha Bem Brasil. Araxá: Bem Brasil, 2017b.

BIEZMA, M. V.; CRISTÓBAL, S. Investment criteria for the selection of cogeneration plants - a state of the art review. **Applied Thermal Engineering**, v. 26, p. 583-588, 2006.

BIOMASSA & BIOENERGIA. **Biomassa é energia renovável mais usada na EU**. 2018. Disponível em: https://www.biomassabioenergia.com.br/imprensa/biomassa-e-energiarenovavel-mais-usada-na-ue/20180406-170552-t713. Acesso em: 20 abr. 2018.

BOYCE, M. P. **Handbook for cogeneration and combined cycle power plants.** 2. ed. New York: ASME, 2010.

BOZYM, M.; *et al.* An analysis of metal concentrations in food wastes for biogas production. **Renewable Energy**, v. 77, p. 467-472, 2015.

ÇAKIR, U.; ÇOMAKLI, K.; YUKSEL, F. The role of cogeneration systems in sustainability of energy. **Energy Conversion and Management**, v. 63, p. 196-202, 2012.

CARAPELLUCCI, R.; GIORDANO, L. Studying the effects of combining internal and external heat recovery on techno-economic performances of gas-steam power plants. **Energy Conversion and Management**, v. 107, p. 34-42, 2016.

COGEN EUROPE. **Renewable energy**. Bruxelas, Bélgica: COGEN Europe, 2018. Disponível em: https://www.cogeneurope.eu/policy/renewable-energy. Acesso em: 21 abr. 2018. CIOABLA, A. E.; *et al.* Experimental approach of co-firing and anaerobic fermentation of biomass and coal, and their thermochemical properties. **Journal of Thermal Analysis and Calorimetry**, v. 110, p. 395-403, 2012.

DATACOGEN. **Evolução da capacidade instalada de cogeração a biomassa no Brasil**. Pinheiros, São Paulo: COGEN, 2018. Disponível em: http://www.datacogen.com.br/. Acesso em: 24 mar. 2018.

DECKER, T.; *et al.* A mixed computational and experimental approach to improved biogas burner flame port design. **Energy for Sustainable Development**, v. 44, p. 37-46, 2018.

DEUBLEIN, D.; STEINHAUSER, A. **Biogas from waste and renewable resources**. Weinheim: WILEY-VCH, 2008.

DUMONT, O.; *et al.* Technical and economic optimization of subcritical, wet expansion and transcritical Organic Rankine Cycle (ORC) systems coupled with a biogas power plant. **Energy Conversion and Management**, v. 157, p. 294-306, 2018.

ENCYCLOPAEDIA BRITANNICA. **AlliedSignal - American Corporation**. 2019. Disponível em: https://www.britannica.com/topic/AlliedSignal. Acesso em: 14 fev. 2019.

EPA. **Biomass CHP Catalog of Technologies**. Estados Unidos: Enviromental Protection Agency, 2007. Disponível em: https://www.epa.gov/chp/biomass-chp-catalog-technologies. Acesso em: 24 abr. 2018.

EPE. **Balanço Energético Nacional 2017:** Ano base 2016. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2017.

FIORE, S.; *et al.* Scale-up evaluation of the anaerobic digestion of food-processing industrial wastes. **Renewable Energy**, v. 96, p. 949-959, 2016.

GEHRING, C. G. Análise da geração de energia elétrica a partir do biogás produzido na fermentação anaeróbica de vinhaça. 2014. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.

HIEU, N. M.; DENYSOVA, A. E. Analysis Of Exergy Parameters Of Biogas Power Plant. **Problemele Energeticii Regionale**, v.2, n. 25, p. 86-92, 2014.

HOSSEINI, S. E.; *et al.* Thermodynamic assessment of integrated biogas-based micro-power generation system. **Energy Conversion and Management**, v. 128, p. 104-119, 2016.

IEA. **Bioenergy and biofuels**. Paris: International Energy Agency, 2019. Disponível em: https://www.iea.org/topics/renewables/bioenergy. Acesso em: 02 fev. 2019.

JOSEPH A.; HICKS, P. D. Modelling mist flow for investigating liquid loading in gas wells. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 170, p. 476-484, 2018.

KALINA, J. Comparative analysis of alternative configurations of the Mercury 50 recuperated gas-turbine-based biomass integrated gasification combined heat and power (BIGCHP) plant. **Energy & Fuels**, v. 26, p. 6452-6465, 2012.

KANG, D. W.; *et al.* The effect of firing biogas on the performance and operating characteristics of simple and recuperative cycle gas turbine combined heat and power systems. **Applied Energy**, v. 93, p. 215-228, 2012.

KANG, J. Y.; *et al.* Comparative economic analysis of gas turbine-based power generation and combined heat and power systems using biogas fuel. **Energy**, v. 67, p. 309-318, 2014.

KANOGLU, M.; DINCER, I. Performance assessment of cogeneration plants. **Energy Conversion and Management**, v. 50, p. 76-81, 2009.

KIM, S.; *et al.* Comparative study on implementation technology for enhancing performance of combined cycle power plant in system perspective. **Journal of Mechanical Science and Technology**, v. 32, n.11, p. 5483-5491, 2018.

KITTO, J. B.; STULTZ, S. C. **Steam/its generation and use**. 41. ed. Barberton, Ohio, U.S.A: The Babcock & Wilcox Company, 2005.

KONSTANTAKOS, V.; *et al.* A decision support model for combined heat and power economic evaluation. **Applied Thermal Engineering**, v. 42, p. 129-135, 2012.

LARSON, A.; OVERTON, T. W. CHP 2.0: New Fuels and New Business Models. **Power**, p. 26-30, fev. 2017.

LEE, T.; HUANG, S.; CHEN, C. The experimental study on biogas power generation enhanced by using waste heat to preheat inlet gases. **Renewable Energy**, v. 50, p. 342-347, 2013.

LEÓN, E.; MARTÍN, M. Optimal production of power in a combined cycle from manure based biogas. **Energy Conversion and Management**, v. 114, p. 89-99, 2016.

LIU, Z.; KARIMI, I. A. Simulating combined cycle gas turbine power plants in Aspen HYSYS. **Energy Conversion and Management**, v. 171, p. 1213-1225, 2018.

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

LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. **Geração Termelétrica:** planejamento, projeto e operação. Rio de Janeiro: Interciência. 2004b. v. 2.

MAIZE, K. CHP: A rocky path for a promising approach. **Power – Business and technology** for the global generation industry, Houston, v. 159, n. 2, fev. 2015.

MAIZONNASSE, M.; *et al.* Investigation of the degradation of a low-cost untreated biogas engine using preheated biogas with phase separation for electric power generation. **Renewable Energy**, v. 55, p. 501-513, 2013.

MINISTÉRIO DAS CIDADES. **Guia Prático do Biogás:** geração e utilização. 5. ed. Brasília: Ministério das Cidades, 2010. Disponível em: https://www.cidades.gov.br/images/stories/ArquivosSNSA/probiogas/guia-pratico-dobiogas.pdf. Acesso em: 28 mar. 2018.

MINISTÉRIO DAS CIDADES. **Catálogo de tecnologias e empresas de biogás**. 1. ed. Brasília: Ministério das Cidades, 2015a.

MINISTÉRIO DAS CIDADES. Tecnologias de digestão anaeróbia com relevância para o Brasil – Substratos, digestores e uso de biogás. 1. ed. Brasília: Ministério das Cidades, 2015b.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Matriz Energética Nacional 2030**. Brasília: Empresa de Pesquisa Energética, 2007a.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília: Empresa de Pesquisa Energética, 2007b.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Plano Decenal de Expansão da Energia – PDE 2026**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Resenha Energética Brasileira**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2019.

OZONOH, M.; *et al.* Techno-economic analysis of electricity and heat production by cogasification of coal, biomass and waste tyre in South Africa. **Journal of Cleaner Production**, v. 201, p. 192-206; 2018.

PERA, H. Geradores de Vapor. 1. ed. São Paulo: FAMA, 1990.

PERIS, B.; NAVARRO-ESBRÍ, J.; MOLÉS, F. Bottoming organic Rankine cycle configurations to increase Internal Combustion Engines power output from cooling water waste heat recovery. **Applied Thermal Engineering**, v; 61, p. 364-371, 2013.

RAJ, N. T.; INIYAN, S.; GOIC, R. A review of renewable energy based cogeneration technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 3640-3648, 2011.

RESENDE, D. S. Caracterização de resíduos sólidos de estação de tratamento de esgoto da indústria de batatas e avaliação como adição para a produção de compósitos cimentícios. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Materiais) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Materiais da REDEMAT, 121 p. Ouro Preto, Minas Gerais, Brasil, 2010.

REVISTA ENERGIA INTELIGENTE. Belo Horizonte: CEMIG, v. 4, n. 3, ago. 2017.

SAEDIAMIRI, M.; BIROUK, M.; KOZINSKI, J. A. Flame stability limits of low swirl burner – Effect of fuel composition and burner geometry. **Fuel**, v. 208, p. 410-422, 2017.

SANTOS, I. F. S.; *et al.* Assessment of potential biogas production from multiple organic wastes in Brazil: Impact on energy generation, use, and emissions abatement. **Resources, Conservation & Recycling**, v. 131, p. 54-63, 2018.

SENTURK, E.; INCE, M.; ENGIN, G. O. Kinetic evaluation and performance of a mesophilic anaerobic contact reactor treating medium-strength food-processing wastewater. **Bioresource Technology**, v. 101, p. 3970-3977, 2010.

SILVA, J. C.; SILVA, A. A. S.; ASSIS, R. T. **Sustentabilidade e agricultura hoje**. Uberlândia: Composer, 2014. Disponível em: http://site.uniaraxa.edu.br/wpcontent/uploads/2015/06/sustentabilidade-e-agricultura-hoje.pdf. Acesso em: 22 abr. 2018.

SPROUSE, C.; DEPCIK, C. Review of organic Rankine cycles for internal combustion engine exhaust waste heat recovery. **Applied Thermal Engineering**, v. 51, p. 711-722, 2013.

THI, N. B. D. (2017). Comparison of Electricity Generation of Food Waste via Anaerobic Processes: A Mini-Review. **Walailak Journal Science & Technology**, v. 14, n. 12, p. 911-919, 2017.

TOZZI Jr., P.; JO, J. H. A comparative analysis of renewable energy simulation tools: Performance simulation model vs. system optimization. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 80, p. 390-398, 2017.

UOL. **Câmbio Euro**. São Pailo: UOL, 2019. Disponível em: https://economia.uol.com.br/cotacoes/cambio/euro-uniao-europeia/. Acesso em: 29 mar. 2019.

VALENTE, V. B. Análise de viabilidade econômica e escala mínima de uso do biogás de reatores anaeróbios em estações de tratamento de esgoto no Brasil. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético da Universidade do Rio de Janeiro, 198 p. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2015.

VARNERO, M. T.; *et al.* Tecnologías disponibles para la purificación de biogás usado en la generación eléctrica. **Información Tecnológica**, v. 23, n. 2, p. 31-40, 2012.

WANG, T.; *et al.* A review of researches on thermal exhaust heat recovery with Rankine cycle. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 2862-2871, 2011.

WEILAND, P. Biogas production: current state and perspectives. **Applied Microbiology and Biotechnology**, v. 85, p. 849–860, 2010.

WU, Q.; *et al.* Sustainable and renewable energy from biomass wastes in palm oil industry: A case study in Malaysia. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 42, p. 23871-23877, 2017.

WYATT ENTERPRISES. **GateCycle**. Los Altos, Califórnia: Wyatt Enterprises, LLC, 2018. Disponível em: http://www.wyattllc.com/GateCycle/GateCycle.html. Acesso em: 01 mai. 2018.

## Apêndice A – Relatório de Simulação da Cogeração Existente

Case	Stream	From	То	Flow	Pressure	Temperature	Enthalpy	Quality
				ton/hr	kPa	С	kcal/kg	
BemBrasil- Biomassa	Vent Steam Outlet	DESAERADOR	DESAERADOR	0	120	104.8082	640.9315	1
BemBrasil- Biomassa	Fuel Gas	CALDEIRA A BIOMASSA	CALDEIRA A	0	172.3689	15.5556	0	4
BemBrasil-	Gas Outlet	TORRES DE	TORRES DE	942.8941	101.0711	34.7577	4.7428	1
BemBrasil-	Gas Inlet	TORRES DE	TORRES DE	925.2932	101.32	30	3.5128	1
Biomassa BemBrasil-		RESERIAMENTO	RESPRIAMENTO					
Biomassa	S0	Bomba3	Drum	56.4651	7000.0001	105.6132	106.9656	0
BemBrasil- Biomassa	S1	CALDEIRA A BIOMASSA	VAPOR	54.9151	7000.0001	495	811.7377	1
BemBrasil- Biomassa	S10	TURBINA A VAPOR	Dessuper 1	12.949	2300.0001	368.2334	757.9576	1
BemBrasil- Biomassa	511	TURBINA A	Dessuper 2	20.1606	1000	282.487	719.9807	1
BemBrasil-	S12	Dessuper 1	SINK3	15	2300.0001	219.5965	668.757	1
BemBrasil-	513	Dessuper 2	SP1	22,2184	1000	179,8838	663.0792	1
Biomassa		bessuper 2		LEILIO		17 510000	00010792	
Bembrasii- Biomassa	S14	SP1	SINK4	19	1000	179.8838	663.0792	1
BemBrasil- Biomassa	S15	SP1	V1	3.2184	1000	179.8838	663.0792	1
BemBrasil- Biomassa	S16	Misturador	DESAERADOR	55.8055	120	72.779	72.7745	0
BemBrasil- Biomassa	517	Bomba2	Misturador	21.8055	120	45.8412	45.8498	0
BemBrasil-	S18	SRC2	Bomba5	19	100	90	90.0364	0
BemBrasil-	519	Bomba5	Misturador	19	120	90.0021	90.0423	0
Biomassa BemBrasil-	520	V1	DESAERADOR	2 2194	120	150 6992	662 0792	
Biomassa BemBrasil-	520		DESAENADOR	5.2104	120	130,0092	003.0792	
Biomassa RomProsil	521	DESAERADOR	SP2	60.5738	120	104.8082	104.9404	<b>0</b>
Biomassa	522	SP2	Bomba3	56.4651	120	104.8082	104.9404	0
BemBrasil- Biomassa	523	SP2	Bomba4	4.1087	120	104.8082	104.9404	0
BemBrasil- Biomassa	S24	TANQUE DE REPOSIÇÃO	Bomba8	1.55	101.32	25	25.0449	0
BemBrasil- Biomassa	S25	Bomba4	SP3	4.1087	2300.0001	105.0631	105.5821	0
BemBrasil-	S26	SP3	Dessuper 2	2.0577	2300.0001	105.0631	105.5821	0
BemBrasil-	527	SP3	Dessuper 1	2.051	2300.0001	105.0631	105.5821	0
Biomassa BemBrasil-	528	Reposição	Bomba6	21,121	101.32	24 9994	25.0449	
Biomassa BemBrasil-	520	Rembel	TORRES DE	21.121	200	25.0110	25 1000	
Biomassa BemBrasil-	529		RESFRIAMENTO	21.121	300	25.0119	25.1009	
Biomassa	53	VAPOR	CONDENSADOR	21.8055	10	45.8328	566.6349	0.9112
Biomassa	S30	SRC3	Bomba7	15	100	90	90.0364	0
BemBrasil- Biomassa	S31	Bomba7	Misturador	15	120	90	90.0422	0
BemBrasil- Biomassa	532	Bomba8	ECONOMIZADOR	1.55	120	25.0011	25.0502	0
BemBrasil-	533	CALDEIRA A	Superaquecedor	81.9482	101.1073	1100	311.8959	0
BemBrasil-	S34	Superaquecedor	ECONOMIZADOR	81.9482	101.1073	974.918	272.2407	0
biomassa								

Stream Report - Model :BemBrasil-Biomassa

BemBrasil- Biomassa	S35	ECONOMIZADOR	DESAERADOR	1.55	120	104	104.1256	0
BemBrasil-	537	ECONOMIZADOR	Pré-aquecedor de pr	81.9482	101.1073	970.157	270.7451	0
BemBrasil- Biomassa	538	SP4	CALDEIRA A BIOMASSA	67.0976	101.32	794.754	202.4585	1
BemBrasil- Biomassa	539	SP4	CALDEIRA A BIOMASSA	5.0662	101.32	794.754	202.4585	1
BemBrasil- Biomassa	S4	CONDENSADOR	Bomba2	21.8055	10	45.8328	45.8186	0
BemBrasil- Biomassa	S40	Pré-aquecedor de ar	SP4	72.1638	101.32	794.754	202.4585	1
BemBrasil- Biomassa	S41	AR	Pré-aquecedor de ar	72.1638	101.32	30	3.5128	1
BemBrasil- Biomassa	S42	Pré-aquecedor de ar	GASES DE EXAUSTÃO	81.9482	101.1074	379.77	95.553	1
BemBrasil- Biomassa	S45	CALDEIRA A BIOMASSA	Drum	428.215	7000.0001	285.79	374.661	0.2
BemBrasil- Biomassa	S46	Drum	CALDEIRA A BIOMASSA	428.215	7000.0001	285.79	302.7185	0
BemBrasil- Biomassa	S47	Drum	PURGAS	1.55	7000.0001	285.79	302.7185	0
BemBrasil- Biomassa	S49	Drum	Superaquecedor	54.9151	7000.0001	285.79	662.4313	1
BemBrasil- Biomassa	S5	TURBINA A VAPOR	REDUTOR	0	0	-273.15	0	0.5
BemBrasil- Biomassa	S50	Superaquecedor	CALDEIRA A BIOMASSA	54.9151	7000.0001	349.9999	721.008	1
BemBrasil- Biomassa	S6	REDUTOR	Gerador	0	0	-273.15	0	0.5
BemBrasil- Biomassa	S7	CONDENSADOR	TORRES DE RESERIAMENTO	1138.3858	300	41.9982	42.0515	0
BemBrasil- Biomassa	58	TORRES DE RESERIAMENTO	Bomba1	1138.3858	101.32	31.9759	32.0073	0
BemBrasil- Biomassa	59	Bomba1	CONDENSADOR	1138.3858	300	32.0009	32.0754	0
BemBrasil- Biomassa	Expansion Line End	TURBINA A VAPOR	TURBINA A VAPOR	21.8055	10	45.8328	566.6349	0.9112
BemBrasil- Biomassa	Drift Loss	TORRES DE RESERIAMENTO	TORRES DE RESERIAMENTO	0.0114	101.32	42.0403	42.0515	0
BemBrasil- Biomassa	Internal Pump Flow	Bomba5	Bomba5	19	100	90	90.0364	0
BemBrasil- Biomassa	Internal Pump Flow	Bomba6	Bomba6	21.121	101.32	24.9994	25.0449	0
BemBrasil- Biomassa	Internal Pump Flow	Bomba7	Bomba7	15	100	90	90.0364	0
BemBrasil- Biomassa	Internal Pump Flow	Bomba8	Bomba8	1.55	101.32	25	25.0449	0
BemBrasil- Biomassa	Flash Loss	TORRES DE RESFRIAMENTO	TORRES DE RESFRIAMENTO	0	101.32	42.0403	42.0515	0
BemBrasil- Biomassa	Evaporation Loss	TORRES DE RESERIAMENTO	TORRES DE RESERIAMENTO	17.6009	5.4357	34.7577	612.6362	1
BemBrasil- Biomassa	Cooling Zone Water Outlet	TORRES DE RESFRIAMENTO	TORRES DE RESFRIAMENTO	1120.7736	101.32	32.1062	32.1375	0
BemBrasil- Biomassa	Blowdown	TORRES DE	TORRES DE RESERIAMENTO	3.5088	101.32	31.9759	32.0073	0
BemBrasil- Biomassa	Internal Pump Flow	Bomba1	Bomba1	1138.3858	101.32	31.9759	32.0073	0
BemBrasil- Biomassa	Internal Pump Flow	Bomba2	Bomba2	21.8055	10	45.8328	45.8186	0
BemBrasil-	Internal Pump Flow	Bomba3	Bomba3	56.4651	120	104.8082	104.9404	0
BemBrasil- Biomassa	Internal Pump Flow	Bomba4	Bomba4	4.1087	120	104.8082	104.9404	0

# Apêndice B – Relatório de Simulação do Arranjo 1

Case	Stream	From	То	Flow	Pressure	Temperature	Enthalpy	Quality
				ton/hr	kPa	С	kcal/kg	
BemBrasil- Bicomb2	Vent Steam Outlet	DESAERADOR	DESAERADOR	0	120	104.8082	640.9315	1
BemBrasil- Bicomb2	Gas Outlet	TORRES DE RESFRIAMENTO	TORRES DE RESFRIAMENTO	941.4185	101.0711	34.7635	4.7443	1
BernBrasil- Bicomb2	Gas Inlet	TORRES DE RESFRIAMENTO	TORRES DE RESERIAMENTO	923.8344	101.32	30	3.5128	1
BemBrasil- Bicomb2	50	Bomba3	Drum	56.444	7000.0001	105.6132	106.9656	0
BernBrasil- Bicomb2	S1	CALDEIRA BICOMBUSTÍVEI	TURBINA A	54.894	7000.0001	495	811.7377	1
BemBrasil-	S10	TURBINA A	Dessuper 1	12.949	2300.0001	368.2334	757.9576	1
BemBrasil-	S11	TURBINA A	Dessuper 2	20.1588	1000	282.487	719.9807	1
BemBrasil- Bicomb2	S12	Dessuper 1	SINK3	15	2300.0001	219.5965	668.757	1
BemBrasil-	513	Dessuper 2	SP1	22.2163	1000	179.884	663.0793	1
BernBrasil-	S14	SP1	SINK4	19	1000	179.884	663.0793	1
Bicomb2 BemBrasil-	S15	SP1	V1	3.2163	1000	179.884	663.0793	1
Bicomb2 BernBrasil-	516	Misturador	DESAERADOR	55,7862	120	72,7883	72,7838	0
Bicomb2 BernBrasil-	517	Bomba2	Misturador	21,7862	120	45.8412	45.8498	0
Bicomb2 BemBrasil-	518	SRC2	Bomba 5	19	100	90	90.0364	0
Bicomb2 BemBrasil-	519	Bomba5	Misturador	19	120	90.0021	90.0423	
Bicomb2 BemBrasil-	515	procés	CALDEIRA	1.0593	172 2680	30.0021	4 0011	
Bicomb2	52	BIUGAS	BICOMBUSTÍVEL	1.0383	1/2.3009	30	4.9911	<b>1</b>
BemBrasil- Bicomb2	520	V1	DESAERADOR	3.2163	120	150.6895	663.0793	1
BemBrasil- Bicomb2	521	DESAERADOR	SP2	60.5525	120	104.8082	104.9404	0
BemBrasil- Bicomb2	S22	SP2	Bomba3	56.444	120	104.8082	104.9404	0
BemBrasil- Bicomb2	S23	SP2	Bomba4	4.1085	120	104.8082	104.9404	0
BemBrasil- Bicomb2	S24	tanque de Reposição	Bomba8	1.55	101.32	25	25.0449	0
BemBrasil- Bicomb2	S25	Bomba4	SP3	4.1085	2300.0001	105.0631	105.5821	0
BemBrasil- Bicomb2	S26	SP3	Dessuper 2	2.0575	2300.0001	105.0631	105.5821	0
BemBrasil- Bicomb2	S27	SP3	Dessuper 1	2.051	2300.0001	105.0631	105.5821	0
BemBrasil- Bicomb2	528	Reposição	Bomba6	21.1009	101.32	24.9994	25.0449	0
BemBrasil- Bicomb2	S29	Bomba6	TORRES DE RESFRIAMENTO	21.1009	300	25.0119	25.1009	0
BemBrasil- Bicomb2	53	TURBINA A VAPOR	CONDENSADOR	21.7862	10	45.8328	566.6349	0.9112
BemBrasil- Bicomb2	S30	SRC3	Bomba7	15	100	90	90.0364	0
BemBrasil- Bicomb2	531	Bomba7	Misturador	15	120	90	90.0422	0
BernBrasil- Bicomb2	S32	Bomba8	ECONOMIZADOR	1.55	120	25.0011	25.0502	0
BernBrasil- Bicomb2	533	CALDEIRA BICOMBUSTÍVEL	Superaquecedor	86.1024	101.1073	1053	298.1484	0
BemBrasil- Bicomb2	534	Superaquecedor	ECONOMIZADOR	86.1024	101.1073	933.8308	260.4398	0
	i	i						

Stream Report - Model :BemBrasil-Bicomb2
BemBrasil- Bicomb2	S35	ECONOMIZADOR	DESAERADOR	1.55	120	104	104.1256	0
BemBrasil- Bicomb2	S37	ECONOMIZADOR	Trocador de Calor	86.1024	101.1073	929.2903	259.0163	0
BemBrasil- Bicomb2	538	SP4	CALDEIRA BICOMBUSTÍVEL	70.7085	101.32	761.2541	193.1038	1
BemBrasil- Bicomb2	S39	SP4	CALDEIRA BICOMBUSTÍVEL	5.2391	101.32	761.2541	193.1038	1
BemBrasil- Bicomb2	54	CONDENSADOR	Bomba2	21.7862	10	45.8328	45.8186	0
BemBrasil- Bicomb2	S40	Trocador de Calor	SP4	75.9476	101.32	761.2541	193.1038	1
BernBrasil-	541	AR	Trocador de Calor	75.9476	101.32	30	3.5128	1
BemBrasil-	S42	Trocador de Caler	GASES DE	86.1024	101.1074	364.6518	91.7854	1
BemBrasil-	S45		Drum	428.052	7000.0001	285.79	374.661	0.2
BernBrasil- Bicomb 2	S46	Drum		428.052	7000.0001	285.79	302.7185	0
BemBrasil-	S47	Drum	PURGAS	1.55	7000.0001	285.79	302.7185	0
BemBrasil-	549	Drum	Superaquecedor	54.894	7000.0001	285.79	662.4313	1
Bicomb2 BemBrasil-	S5	TURBINA A	REDUTOR	0	0	-273.15	0	0.5
Bicomb2 BemBrasil-	550	VAPOR Superaguecedor	CALDEIRA	54,894	7000.0001	349,9999	721.008	1
Bicomb2 BernBrasil-	56	REDUTOR	BICOMBUSTIVEL Gerador	0	0	-273.15	0	0.5
Bicomb2 BemBrasil-	50 87		TORRES DE	1176 5909	200	42 0051	42 0584	
Bicomb2 BoonDracil	s/		RESFRIAMENTO	1130.3303	500	42.0001	42.0304	ĭ
Bicomb2	58	RESFRIAMENTO	Bomba1	1136.5909	101.32	31.9758	32.0073	0
BemBrasil- Bicomb2	59	Bomba1	CONDENSADOR	1136.5909	300	32.0009	32.0754	0
BemBrasil- Bicomb2	Expansion Line End	TURBINA A VAPOR	TURBINA A VAPOR	21.7862	10	45.8328	566.6349	0.9112
BemBrasil- Bicomb2	Drift Loss	TORRES DE RESERIAMENTO	TORRES DE RESERIAMENTO	0.0114	101.32	42.0471	42.0583	0
BemBrasil- Bicomb2	Internal Pump Flow	Bomba5	Bomba5	19	100	90	90.0364	0
BernBrasil- Bicomb2	Internal Pump Flow	Bomba6	Bomba6	21.1009	101.32	24.9994	25.0449	0
BernBrasil- Bicomb2	Internal Pump Flow	Bomba7	Bomba7	15	100	90	90.0364	0
BernBrasil- Bicomb2	Internal Pump Flow	Bomba8	Bomba8	1.55	101.32	25	25.0449	0
BernBrasil-	Flash Loss	TORRES DE	TORRES DE	0	101.32	42.0471	42.0583	0
BemBrasil-	Evaporation	TORRES DE	TORRES DE	17.5841	5.4375	34.7635	612.6387	1
BemBrasil-	Cooling Zone Water	TORRES DE	TORRES DE	1118,9955	101.32	32,1062	32,1375	0
Bicomb2	Outlet	RESFRIAMENTO	RESFRIAMENTO					
BernBrasil- Bicomb2	Blowdown	TORRES DE RESFRIAMENTO	TORRES DE RESFRIAMENTO	3.5055	101.32	31.9758	32.0073	0
BemBrasil- Bicomb2	Internal Pump Flow	Bomba1	Bomba1	1136.5909	101.32	31.9758	32.0073	0
BemBrasil- Bicomb2	Internal Pump Flow	Bomba2	Bomba2	21.7862	10	45.8328	45.8186	0
BemBrasil- Bicomb2	Internal Pump Flow	Bomba3	Bomba3	56.444	120	104.8082	104.9404	0
BemBrasil- Bicomb2	Internal Pump Flow	Bomba4	Bomba4	4.1085	120	104.8082	104.9404	0

## Apêndice C – Relatório de Simulação do Arranjo 2

Case	Stream	From	То	Flow	Pressure	Temperature	Enthalpy	Quality
				ton/hr	kPa	С	kcal/kg	
BemBrasil- Turbina	Compressor Discharge Bleed	turbina A gás	TURBINA A GÁS	0	1762.4978	315.7093	73.477	1
BemBrasil- Turbina	S0	AR	TURBINA A GÁS	23.7089	172.3689	15.5556	0	1
BemBrasil- Turbina	S1	BIOGÁS	TURBINA A GÁS	1.0594	172.3689	30	7.4469	1
BemBrasil- Turbina	S2	turbina A gás	gases de Exaustão	24.7683	174.8571	407.0469	105.1011	1
BemBrasil- Turbina	S3	turbina A gás	GERADOR	0	0	-273.15	0	0.5
BemBrasil- Turbina	Compressor Discharge	TURBINA A GÁS	TURBINA A GÁS	0	0	-273.15	0	0

### Stream Report - Model :BemBrasil-Turbina

# Apêndice D – Relatório de Simulação do Arranjo 3

Case	Stream	From	То	Flow	Pressure	Temperature	Enthalpy	Quality
				ton/hr	kPa	С	kcal/kg	
BemBrasil- BiomassaTGas	Vent Steam Outlet	DESAERADOR	DESAERADOR	0	120	104.8082	640.9315	1
BemBrasil- BiomassaTGas	Fuel Gas Inlet	CALDEIRA A BIOMASSA	CALDEIRA A BIOMASSA	0	172.3689	15.5556	0	4
BemBrasil- BiomassaTGas	Gas Outlet	TORRES DE RESERIAMENTO	TORRES DE RESERIAMENTO	1046.7116	101.0711	34.7597	4.7434	1
BemBrasil- BiomaccaTCac	Gas Inlet	TORRES DE	TORRES DE	1027.1687	101.32	30	3.5128	1
Diomassaridas	Compressor	RESPREAMENTO	RESPREMIENTO	<u> </u>				
BemBrasil- BiomassaTGas	Discharge Bleed	TURBINA A GÁS	TURBINA A GÁS	0	1762.4978	315.7093	73.477	1
BemBrasil- BiomassaTGas	S0	Bomba3	Trocador de calor	59.1029	7000.0001	105.6132	106.9656	0
BemBrasil- BiomassaTGas	S1	CALDEIRA A BIOMASSA	TURBINA A VAPOR	57.5529	7000.0001	495	811.7377	1
BemBrasil- BiomassaTGas	S10	TURBINA A VAPOR	Dessuper 1	12.949	2300.0001	368.2334	757.9576	1
BemBrasil- BiomassaTGas	S11	TURBINA A	Dessuper 2	20.3918	1000	282.487	719.9807	1
BemBrasil- BiomassaTGas	S12	Dessuper 1	SINK3	15	2300.0001	219.5965	668.757	1
BemBrasil- BiomassaTGas	S13	Dessuper 2	SP1	22.4732	1000	179.8838	663.0792	1
BemBrasil- BiomassaTGas	S14	SP1	SINK4	19	1000	179.8838	663.0792	1
BemBrasil- BiomassaTGas	S15	SP1	V1	3.4732	1000	179.8838	663.0792	1
BemBrasil- BiomassaTGas	S16	Misturador	DESAERADOR	58.2121	120	71.667	71.6614	0
BemBrasil- BiomassaTGas	S17	Bomba2	Misturador	24.2121	120	45.8412	45.8498	0
BemBrasil- BiomassaTGas	S18	SRC2	Bomba5	19	100	90	90.0364	0
BemBrasil- BiomassaTGas	S19	Bomba5	Misturador	19	120	90.0021	90.0423	0
BemBrasil-	S2	TURBINA A GÁS	Trocador de	24.7683	174.8571	407.0475	105.1013	1
BemBrasil-	S20	V1	DESAERADOR	3.4732	120	150.6892	663.0792	1
BemBrasil-	S21	DESAERADOR	SP2	63.2352	120	104.8082	104.9404	0
BemBrasil-	522	SP2	Bomba3	59.1029	120	104.8082	104.9404	0
Bomassa i Gas BemBrasil-	523	SP2	Bomba4	4.1323	120	104.8082	104.9404	0
Biomassa i Gas BemBrasil-	S24	TANQUE DE	Bomba8	1.55	101.32	25	25.0449	0
Biomassa i Gas BemBrasil-	S25	Bomba4	SP3	4.1323	2300.0001	105.0631	105.5821	0
BiomassaTGas BemBrasil-	S26	SP3	Dessuper 2	2.0813	2300.0001	105.0631	105,5821	
BiomassaTGas BemBrasil-	527	SP3	Dessuper 1	2.051	2300.0001	105.0631	105,5821	
BiomassaTGas BemBrasil-	528	Reposição	Bomba6	23.4516	101.32	24,9994	25.0449	
BiomassaTGas BemBrasil-	529	Bomba6	TORRES DE	23 4516	300	25 0110	25,1009	
BiomassaTGas BemBrasil-	52	TURBINA A		24 21 21	10	45 9329	566 6249	0 9112
BiomassaTGas BemBrasil-	530	VAPOR	Romba7	27.2121	100	+3.0320	90.0349	0.5112
BiomassaTGas BemBrasil-	530	Demba 7	Misture dan	15	100	90	90.0364	
BiomassaTGas BemBrasil-	531	bomba /	misturador	15	120	90	90.0422	0
BiomassaTGas BemBrasil-	532	Bomba8	ECONOMIZADOR	1.55	120	25.0011	25.0502	0
BiomassaTGas	S33	BIOMASSA	Superaquecedor	81.9482	101.1073	1100	311.8959	0

#### Stream Report - Model :BemBrasil-BiomassaTGas

								L
BemBrasil- BiomassaTGas	S34	Superaquecedor	ECONOMIZADOR	81.9482	101.1073	968.924	270.3579	0
BemBrasil- BiomassaTGas	S35	ECONOMIZADOR	DESAERADOR	1.55	120	104	104.1256	0
BemBrasil- BiomassaTGas	S36	BIOGÁS	TURBINA A GÁS	1.0594	172.3689	30	7.4469	1
BemBrasil- BiomassaTGas	S37	ECONOMIZADOR	Pré-aquecedor de ar	81.9482	101.1073	964.1589	268.8623	0
BemBrasil- BiomassaTGas	S38	SP4	CALDEIRA A BIOMASSA	67.0976	101.32	789.8381	201.0825	1
BemBrasil- BiomassaTGas	S39	SP4	CALDEIRA A BIOMASSA	5.0662	101.32	789.8381	201.0825	1
BemBrasil- BiomassaTGas	S4	CONDENSADOR	Bomba2	24.2121	10	45.8328	45.8186	0
BemBrasil- BiomassaTGas	S40	Pré-aquecedor de ar	SP4	72.1638	101.32	789.8381	201.0825	1
BemBrasil- BiomassaTGas	S41	AR	Pré-aquecedor de ar	72.1638	101.32	30	3.5128	1
BemBrasil- BiomassaTGas	S42	Pré-aquecedor de ar	GASES DE EXAUSTÃO	81.9482	101.1074	377.3386	94.8818	1
BemBrasil- BiomassaTGas	S43	TURBINA A GÁS	Gerador Turbina	0	0	-273.15	0	0.5
BemBrasil- BiomassaTGas	S44	AR2	TURBINA A GÁS	23.7089	172.3689	15.5556	0	1
BemBrasil- BiomassaTGas	S45	CALDEIRA A BIOMASSA	Drum	423.522	7000.0001	285.79	374.661	0.2
BemBrasil- BiomassaTGas	S46	Drum	CALDEIRA A BIOMASSA	423.522	7000.0001	285.79	302.7185	0
BemBrasil- BiomassaTGas	S47	Drum	PURGAS	1.55	7000.0001	285.79	302.7185	0
BemBrasil- BiomassaTGas	S48	Trocador de calor	EXH1	24.7683	174.8571	136.6969	31.5851	1
BemBrasil- BiomassaTGas	S49	Drum	Superaquecedor	57.5529	7000.0001	285.79	662.4313	1
BemBrasil- BiomassaTGas	S5	TURBINA A VAPOR	REDUTOR	0	0	-273.15	0	0.5
BemBrasil- BiomassaTGas	S50	Superaquecedor	CALDEIRA A BIOMASSA	57.5529	7000.0001	349.9999	721.008	1
BemBrasil- BiomassaTGas	S51	Trocador de calor	Drum	59.1029	7000.0001	135.8041	137.469	0
BemBrasil- BiomassaTGas	S6	REDUTOR	Gerador	0	0	-273.15	0	0.5
BemBrasil- BiomassaTGas	S7	CONDENSADOR	TORRES DE RESERIAMENTO	1263.7228	300	42.0006	42.0539	0
BemBrasil- BiomassaTGas	58	TORRES DE RESERIAMENTO	Bomba1	1263.7228	101.32	31.9759	32.0073	0
BemBrasil- BiomassaTGas	59	Bomba1	CONDENSADOR	1263.7228	300	32.0009	32.0754	0
BemBrasil- BiomassaTGas	Expansion Line End	TURBINA A	TURBINA A	24.2121	10	45.8328	566.6349	0.9112
BemBrasil- BiomassaTGas	Drift Loss	TORRES DE RESERIAMENTO	TORRES DE	0.0126	101.32	42.0427	42.0539	0
BemBrasil- BiomassaTGas	Internal Pump Flow	Bomba5	Bomba5	19	100	90	90.0364	0
BemBrasil- BiomassaTGas	Internal Pump Flow	Bomba6	Bomba6	23.4516	101.32	24.9994	25.0449	0
BemBrasil- BiomassaTGas	Internal Pump Flow	Bomba7	Bomba7	15	100	90	90.0364	0
BemBrasil- BiomassaTGas	Internal Pump Flow	Bomba8	Bomba8	1.55	101.32	25	25.0449	0
BemBrasil- BiomassaTGas	Compressor Discharge	TURBINA A GÁS	TURBINA A GÁS	0	0	-273.15	0	0
BemBrasil- BiomassaTGas	Flash Loss	TORRES DE RESFRIAMENTO	TORRES DE RESFRIAMENTO	0	101.32	42.0427	42.0539	0
BemBrasil- BiomassaTGas	Evaporation Loss	TORRES DE RESERIAMENTO	TORRES DE RESERIAMENTO	19.543	5.4363	34.7597	612.6371	1
BemBrasil-	Cooling Zone Water	TORRES DE	TORRES DE	1244.1672	101.32	32.1062	32,1375	0
BiomassaTGas BemBrasil-	Outlet	RESERIAMENTO	RESERIAMENTO					
L'INDIAN	I						i	1

BiomassaTGas	Blowdown	RESFRIAMENTO	RESFRIAMENTO	3.896	101.32	31.9759	32.0073	0
BemBrasil- BiomassaTGas	Internal Pump Flow	Bomba1	Bomba1	1263.7228	101.32	31.9759	32.0073	0
BemBrasil- BiomassaTGas	Internal Pump Flow	Bomba2	Bomba2	24.2121	10	45.8328	45.8186	0
BemBrasil- BiomassaTGas	Internal Pump Flow	Bomba3	Bomba3	59.1029	120	104.8082	104.9404	0
BemBrasil- BiomassaTGas	Internal Pump Flow	Bomba4	Bomba4	4.1323	120	104.8082	104.9404	0

# Apêndice E – Relatório de Simulação do Arranjo 4

Case	Stream	From	То	Flow	Pressure	Temperature	Enthalpy	Quality
				ton/hr	kPa	С	kcal/kg	
BemBrasil- Motor	<b>S</b> 0	BIOGÁS	Motor	1.0594	172.37	30	7.1385	1
BemBrasil- Motor	S1	Motor	GASES DE EXAUSTÃO	0.1639	101.32	326.44	189.1901	1
BemBrasil- Motor	S2	AR	Motor	- <mark>0.895</mark> 5	101.32	30	3.5128	1
BemBrasil- Motor	S3	Liq arref 1	Motor	0.1817	172.3689	15.5556	15.6277	0
BemBrasil- Motor	<b>54</b>	Motor	Liq arref 2	0.1817	172.3689	115	115.2434	0
BemBrasil- Motor	S5	Motor	GERADOR	0	0	-273.15	0	0.5

Stream Report - Model :BemBrasil-Motor

## Apêndice F – Relatório de Simulação do Arranjo 5

Case	Stream	From	То	Flow	Pressure	Temperature	Enthalpy	Quality
				ton/hr	kPa	С	kcal/kg	
BemBrasil- BiomassaMotor	Vent Steam Outlet	DESAERADOR	DESAERADOR	0	120	104.8082	640.9315	1
BemBrasil- BiomassaMotor	Fuel Gas Inlet	CALDEIRA A BIOMASSA	CALDEIRA A BIOMASSA	0	172.3689	15.5556	0	4
BemBrasil- BiomassaMotor	Gas Outlet	TORRES DE RESFRIAMENTO	TORRES DE RESFRIAMENTO	943.9186	101.0711	34.7592	4.7432	1
BemBrasil- BiomassaMotor	Gas Inlet	TORRES DE RESFRIAMENTO	TORRES DE RESFRIAMENTO	926.2957	101.32	30	3.5128	1
BemBrasil- BiomassaMotor	S0	Bomba3	TROCADOR DE CALOR	56.4953	7000.0001	105.6132	106.9656	0
BemBrasil- BiomassaMotor	S1	CALDEIRA A BIOMASSA	TURBINA A VAPOR	54.9453	7000.0001	495	811.7377	1
BemBrasil- BiomassaMotor	S10	TURBINA A VAPOR	Dessuper 1	12.949	2300.0001	368.2334	757.9576	1
BemBrasil- BiomassaMotor	S11	TURBINA A VAPOR	Dessuper 2	20.1633	1000	282.487	719.9807	1
BemBrasil- BiomassaMotor	512	Dessuper 1	SINK3	15	2300.0001	219.5965	668.757	1
BemBrasil- BiomassaMotor	S13	Dessuper 2	SP1	22.2213	1000	179.8838	663.0792	1
BemBrasil- BiomassaMotor	S14	SP1	SINK4	19	1000	179.8838	663.0792	1
BemBrasil- BiomassaMotor	S15	SP1	V1	3.2213	1000	179.8838	663.0792	1
BemBrasil- BiomassaMotor	S16	Misturador	DESAERADOR	55.833	120	72.7657	72.7612	0
BemBrasil- BiomassaMotor	S17	Bomba2	Misturador	21.833	120	45.8412	45.8498	0
BemBrasil- BiomassaMotor	S18	SRC2	Bomba5	19	100	90	90.0364	0
BemBrasil- BiomassaMotor	S19	Bomba5	Misturador	19	120	90.0021	90.0423	0
BemBrasil- BiomassaMotor	S2	Liq arref 1	Motor	0.1817	172.3689	15.5556	15.6277	0
BemBrasil- BiomassaMotor	S20	V1	DESAERADOR	3.2213	120	150.6892	663.0792	1
BemBrasil- BiomassaMotor	S21	DESAERADOR	SP2	60.6043	120	104.8082	104.9404	0
BemBrasil- BiomassaMotor	S22	SP2	Bomba3	56.4953	120	104.8082	104.9404	0
BemBrasil- BiomassaMotor	S23	SP2	Bomba4	4.109	120	104.8082	104.9404	0
BemBrasil- BiomassaMotor	S24	tanque de Reposição	Bomba8	1.55	101.32	25	25.0449	0
BemBrasil- BiomassaMotor	S25	Bomba4	SP3	4.109	2300.0001	105.0631	105.5821	0
BemBrasil- BiomassaMotor	S26	SP3	Dessuper 2	2.058	2300.0001	105.0631	105.5821	0
BemBrasil- BiomassaMotor	S27	SP3	Dessuper 1	2.051	2300.0001	105.0631	105.5821	0
BemBrasil- BiomassaMotor	S28	Reposição	Bomba6	21.1474	101.32	24.9994	25.0449	0
BemBrasil- BiomassaMotor	S29	Bomba6	TORRES DE RESFRIAMENTO	21.1474	300	25.0119	25.1009	0
BemBrasil- BiomassaMotor	S3	TURBINA A VAPOR	CONDENSADOR	21.833	10	45.8328	566.6349	0.9112
BemBrasil- BiomassaMotor	S30	SRC3	Bomba7	15	100	90	90.0364	0
BemBrasil- BiomassaMotor	S31	Bomba7	Misturador	15	120	90	90.0422	0
BemBrasil- BiomassaMotor	S32	Bomba8	ECONOMIZADOR	1.55	120	25.0011	25.0502	0
BemBrasil- BiomassaMotor	S33	CALDEIRA A BIOMASSA	Superaquecedor	81.9482	101.1073	1100	311.8959	0
BemBrasil- BiomassaMotor	S34	Superaquecedor	ECONOMIZADOR	81.9482	101.1073	974.839	272.2159	0
BemBrasil-	S35	ECONOMIZADOR	DESAERADOR	1.55	120	104	104.1256	0

Stream Report - Model :BemBrasil-BiomassaMotor

BiomassaMotor	L							
BemBrasil- BiomassaMotor	S36	Motor	Liq arref 2	0.1817	172.3689	115	115.2434	0
BemBrasil- BiomassaMotor	S37	ECONOMIZADOR	Pré-aquecedor de ar	81.9482	101.1073	970.0781	270.7202	0
BemBrasil- BiomassaMotor	S38	SP4	CALDEIRA A BIOMASSA	67.0976	101.32	794.689	202.4404	1
BemBrasil-	539	SP4	CALDEIRA A	5.0662	101.32	794.689	202.4404	1
BemBrasil-	54	CONDENSADOR	Bomba2	21.833	10	45.8328	45.8186	0
BemBrasil-	S40	Pré-aquecedor	SP4	72,1638	101.32	794,689	202.4404	1
BiomassaMotor BemBrasil-	541	de ar AR	Pré-aquecedor	72 1638	101 32	30	3 5128	1
BiomassaMotor BemBrasil-	542	Pré-aquecedor	de ar GASES <u>D</u> E	72.1030	101.1074	270 7270	05 5441	
BiomassaMotor BemBrasil-	542	de ar	EXAUSTÃO GERADOR	81.9482	101.1074	3/9./3/6	95.5441	1
BiomassaMotor	543	Motor	MOTOR	0	0	-273.15	0	0.5
Bembrasii- BiomassaMotor	544	BIOGÁS	Motor	1.0594	172.37	30	7.1385	1
BemBrasil- BiomassaMotor	545	CALDEIRA A BIOMASSA	Drum	428.1588	7000.0001	285.79	374.661	0.2
BemBrasil- BiomassaMotor	S46	Drum	CALDEIRA A BIOMASSA	428.1588	7000.0001	285.79	302.7185	0
BemBrasil- BiomassaMotor	S47	Drum	PURGAS	1.55	7000.0001	285.79	302.7185	0
BemBrasil- BiomassaMotor	548	TROCADOR DE	EXAUSTÃO	0.1639	101.3253	131.0128	60.8253	1
BemBrasil-	549	Drum	Superaquecedor	54.9453	7000.0001	285.79	662.4313	1
Biomassamotor BemBrasil-	55	TURBINA A	REDUTOR	0	0	-273,15	0	0.5
BiomassaMotor BemBrasil-	650	VAPOR Supernauecodor	CALDEIRA A	54 9452	7000 0001	249 9999	721.009	
BiomassaMotor BemBrasil-	550	TROCADOR DE	BIOMASSA	54.5455	7000.0001	343.3333	721.000	
BiomassaMotor BemBrasil-	551	CALOR		56,4953	/000.0001	105.9801	107.3343	<b>–</b>
BiomassaMotor	S52	Motor	CALOR	0.1639	101.3253	326.44	189.1689	1
BemBrasil- BiomassaMotor	S53	AR2	Motor	-0.8955	172.3689	15.5556	0	1
BemBrasil- BiomassaMotor	S6	REDUTOR	Gerador	0	0	-273.15	0	0.5
BemBrasil- BiomassaMotor	S7	CONDENSADOR	TORRES DE RESFRIAMENTO	1139.6192	300	42.0001	42.0533	0
BemBrasil- BiomassaMotor	58	TORRES DE RESERIAMENTO	Bomba1	1139.6192	101.32	31.9759	32.0073	0
BemBrasil- BiomassaMotor	59	Bomba1	CONDENSADOR	1139.6192	300	32.0009	32.0754	0
BemBrasil-	Expansion	TURBINA A	TURBINA A	21.833	10	45.8328	566.6349	0.9112
BemBrasil-	Drift Loss	TORRES DE	TORRES DE	0.0114	101.32	42.0421	42.0533	0
BiomassaMotor BemBrasil-	Internal	RESERIAMENTO	RESERIAMENTO Bomba 5	19	100	90	90.0364	
BiomassaMotor BemBrasil-	Pump Flow Internal	BembaC	Bemba C	21 1474	101.33	24 0004	25.0440	
BiomassaMotor BemBrasil-	Pump Flow Internal		Bombao	21.14/4	101.32	24.5554	23.0449	
BiomassaMotor	Pump Flow	Bomba7	Bomba 7	15	100	90	90.0364	0
BiomassaMotor	Pump Flow	Bomba8	Bomba8	1.55	101.32	25	25.0449	0
BemBrasil- BiomassaMotor	Flash Loss	RESTRIAMENTO	RESERIAMENTO	0	101.32	42.0421	42.0533	0
BemBrasil- BiomassaMotor	Evaporation Loss	TORRES DE RESFRIAMENTO	TORRES DE RESFRIAMENTO	17.6229	5.4362	34.7592	612.6369	1
BemBrasil- BiomassaMotor	Cooling Zone Water	TORRES DE RESFRIAMENTO	TORRES DE RESFRIAMENTO	1121.985	101.32	32.1062	32.1375	0
BemBrasil-	Blowdown	TORRES DE	TORRES DE	3,5132	101.32	31,9759	32,0073	
BiomassaMotor BemBrasil-	Internal	RESFRIAMENTO Bomba1	RESFRIAMENTO Bomba 1	1139.6192	101.32	31,9759	32.0073	
1	1							۳ I

BiomassaMotorPump Flow							
BemBrasil- Internal BiomassaMotorPump Flow	Bomba2	Bomba2	21.833	10	45.8328	45.8186	0
BemBrasil- Internal BiomassaMotorPump Flow	Bomba3	Bomba3	56.4953	120	104.8082	104.9404	0
BemBrasil- Internal BiomassaMotorPump Flow	Bomba4	Bomba4	4.109	120	104.8082	104.9404	0

Ap	êndice G –	Fluxo de	Caixa	para a In	plantac	ão dos	Arran	jos Enero	yéticos
_									

Arranjo 1 - Queimador co	m Co-c	ombustão																				
Fluxo de caixa	Ano 0		Ano <sup>·</sup>		Ano 2	2	Ano	3	Ano	4	Ano S		Ano	6	Ano 7	7	Ano	8	Ano	9	Ano	10
Investimento	-R\$	250.000,00	-		-		-		-		-		-		-		-		-		-	
O&M adicional	-		-		-		-		-		-		-		-		-		-		-	
Economia biomassa	-		R\$	1.631.271,20	R\$	1.631.271,20	R\$	1.631.271,20	R\$	1.631.271,20	R\$	1.631.271,20	R\$	1.631.271,20	R\$	1.631.271,20	R\$	1.631.271,20	R\$	1.631.271,20	R\$	1.631.271,20
Economia energia elétrica	-										-				-		-				-	
Saldo	-R\$	250.000,00	R\$	1.631.271,20	R\$	1.631.271,20	R\$	1.631.271,20	R\$	1.631.271,20	R\$	1.631.271,20	R\$	1.631.271,20	R\$	1.631.271,20	R\$	1.631.271,20	R\$	1.631.271,20	R\$	1.631.271,20

VPL	R\$ 11.476.931,70
TIR	653%
Payback simples (anos)	0,15
Payback simples (meses)	1,84

Arranjo 2 - Turbina a gás																						
Fluxo de caixa	Ano (	0	Ano	1	Ano	2	Ano	3	Ano 4		Ano 5		Ano 6	6	Ano 7	7	Ano	8	Ano	9	Ano	10
Investimento	-R\$	4.970.000,00	-		-		-		-		-R\$	1.800.000,00	-		-		-		-		-	
O&M adicional	-		-R\$	114.000,00	-R\$	114.000,00	-R\$	114.000,00	-R\$	114.000,00	-R\$	114.000,00	-R\$	114.000,00	-R\$	114.000,00	-R\$	114.000,00	-R\$	114.000,00	-R\$	114.000,00
Economia biomassa	-		-		-		-		-		-		-		-		-		-		-	
Economia energia elétrica	-		R\$	1.123.200,00	R\$	1.123.200,00	R\$	1.123.200,00	R\$	1.123.200,00	R\$	1.123.200,00	R\$	1.123.200,00	R\$	1.123.200,00	R\$	1.123.200,00	R\$	1.123.200,00	R\$	1.123.200,00
Saldo	-R\$	4.970.000,00	R\$	1.009.200,00	R\$	1.009.200,00	R\$	1.009.200,00	R\$	1.009.200,00	-R\$	790.800,00	R\$	1.009.200,00	R\$	1.009.200,00	R\$	1.009.200,00	R\$	1.009.200,00	R\$	1.009.200,00

VPL	R\$ 971.181,96
TIR	11%
Payback simples (anos)	4,92
Payback simples (meses)	59,10

Arranjo 3 - Turbina a gas	com a	proveitament	o dos	gases de exa	ustão	1																
Fluxo de caixa	Ano (	)	Ano 1	1	Ano 2	-	Ano 3	3	Ano 4		Ano 5		Ano 6	6	Ano 7		Ano 8	}	Ano 9	9	Ano	10
Investimento	-R\$	4.970.000,00	-		-		-		-		-R\$	1.800.000,00	-		-		-		-		-	
O&M adicional	-		-R\$	114.000,00	-R\$	114.000,00																
Economia biomassa	-		-		-		-		-		-		-		-		-		-		-	
Economia energia elétrica	-		R\$	1.987.200,00	R\$	1.987.200,00																
Saldo	-R\$	4.970.000,00	R\$	1.873.200,00	R\$	1.873.200,00	R\$	1.873.200,00	R\$	1.873.200,00	R\$	73.200,00	R\$	1.873.200,00	R\$	1.873.200,00	R\$	1.873.200,00	R\$	1.873.200,00	R\$	1.873.200,00

VPL	R\$ 6.184.428,86
TIR	32%
Payback simples (anos)	2,65
Payback simples (meses)	31,84

Arranjo 4 - Motor de com	bustã	o interna																				
Fluxo de caixa	Ano (	)	Ano	1	Ano 2	2	Ano (	3	Ano 4	ļ	Ano 5		Ano	6	Ano 7	7	Ano	8	Ano S	)	Ano 1	10
Investimento	-R\$	2.296.124,77	-		-		-		-		-R\$	633.600,00	-		-		-		-		-	
O&M adicional	-		R\$	240.000,00	R\$	240.000,00	R\$	240.000,00	R\$	240.000,00	R\$	240.000,00	R\$	240.000,00	R\$	240.000,00	R\$	240.000,00	R\$	240.000,00	R\$	240.000,00
Economia biomassa	-		-		-		-		-		-		-		-		-		-		-	
Economia energia elétrica	-		R\$	1.728.000,00	R\$	1.728.000,00	R\$	1.728.000,00	R\$	1.728.000,00	R\$	1.728.000,00	R\$	1.728.000,00	R\$	1.728.000,00	R\$	1.728.000,00	R\$	1.728.000,00	R\$	1.728.000,00
Saldo	-R\$	2.296.124,77	R\$	1.968.000,00	R\$	1.968.000,00	R\$	1.968.000,00	R\$	1.968.000,00	R\$	1.334.400,00	R\$	1.968.000,00	R\$	1.968.000,00	R\$	1.968.000,00	R\$	1.968.000,00	R\$	1.968.000,00

VPL	R\$ 11.389.040,61
TIR	84%
Payback simples (anos)	1,17
Payback simples (meses)	14,00

Arranjo 5 - Motor de com	bustã	o interna com	apro	veitamento do	is gas	es de exaust	ăo															
Fluxo de caixa	Ano (	)	Ano	1	Ano 2	2	Ano 3	3	Ano 4	ł	Ano 5		Ano 6	6	Ano 7	1	Ano	8	Ano 9	9	Ano <sup>·</sup>	10
Investimento	-R\$	2.296.124,77	-		-		-		-		-R\$	633.600,00	-		-		-		-		-	
O&M adicional	-		R\$	240.000,00	R\$	240.000,00	R\$	240.000,00	R\$	240.000,00	R\$	240.000,00	R\$	240.000,00	R\$	240.000,00	R\$	240.000,00	R\$	240.000,00	R\$	240.000,00
Economia biomassa	-		-		-		-		-		-		-		-		-		-		-	
Economia energia elétrica	-		R\$	1.742.400,00	R\$	1.742.400,00	R\$	1.742.400,00	R\$	1.742.400,00	R\$	1.742.400,00	R\$	1.742.400,00	R\$	1.742.400,00	R\$	1.742.400,00	R\$	1.742.400,00	R\$	1.742.400,00
Saldo	-R\$	2.296.124,77	R\$	1.982.400,00	R\$	1.982.400,00	R\$	1.982.400,00	R\$	1.982.400,00	R\$	1.348.800,00	R\$	1.982.400,00	R\$	1.982.400,00	R\$	1.982.400,00	R\$	1.982.400,00	R\$	1.982.400,00

VPL	R\$ 11.492.559,77
TIR	85%
Payback simples (anos)	1,16
Payback simples (meses)	13,90