

Universidade Federal do Rio de Janeiro

**ELABORAÇÃO DE UMA FERRAMENTA PARA  
ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE PROJETOS DE  
COGERAÇÃO DE ENERGIA**

André Chalfun de Matos Fonseca

2014



Universidade Federal  
do Rio de Janeiro

---

Escola Politécnica

# **ELABORAÇÃO DE UMA FERRAMENTA PARA ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE PROJETOS DE COGERAÇÃO DE ENERGIA**

André Chalfun de Matos Fonseca

Projeto de Graduação apresentado ao curso de Engenharia Mecânica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do Título de Engenheiro.

Orientador: Silvio Carlos A. de Almeida, D.Sc.

AGOSTO DE 2014

ELABORAÇÃO DE UMA FERRAMENTA PARA ANÁLISE TÉCNICA E  
ECONÔMICA DE PROJETOS DE COGERAÇÃO DE ENERGIA

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE  
ENGENHARIA MECÂNICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE  
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS  
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO MECÂNICO.

Examinada por:

---

Prof. Silvio Carlos A. de Almeida, D.Sc. (Orientador)

---

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc

---

Prof. Fernando Pereira Duda, D.Sc

RIO DE JANEIRO – RJ, BRASIL  
AGOSTO 2014

Fonseca, André Chalfun de Matos Fonseca  
Elaboração de uma ferramenta para análise técnica e econômica de projetos de cogeração de energia / André Chalfun de Matos Fonseca – Rio de Janeiro: UFRJ/ESCOLA POLITÉCNICA, 2014.

XCV, 112 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Silvio Carlos Anibal de Almeida

Projeto de Graduação - UFRJ/ POLI/ Engenharia Mecânica, 2014.

Referencias Bibliográficas: p. 94.

1. Introdução, 2. Cogeração, 3. Utilização da planilha 4. Estudo de casos, 5. Considerações finais. I. Almeida, Silvio Carlos Anibal. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Curso de Graduação em Engenharia Mecânica. III. Proposta de elaboração de ferramenta para análise técnica e econômica em projetos de cogeração de energia

Dedicado a meu avô  
Manoel Alves de Matos  
(in memoriam).

## AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Marco Antônio e Rosangela, por todo amor e carinho, sempre me apoiando desde o início de minha formação. A eles devo todas as minhas conquistas.

Aos meus irmãos Patrícia, Thiago, Deborah e Bárbara por todo companheirismo e amizade, compartilhando os melhores momentos de minha vida.

Aos meus avós, Manoel (in memoriam) e Ivone, por todo amor e exemplo de superação e dedicação sempre torcendo por mim. Á minha tia e madrinha Rosana, por ser uma segunda mãe, por toda educação e carinho, desde que eu era pequeno. Á minha tia Solange, por todos os sermões e conselhos, sempre ao meu lado quando precisei.

Aos meus tios e primos, por todos os risos e conselhos. Sem vocês nada disso teria sido possível.

Á minha namorada Fernanda, por todo carinho e amor e que compartilha comigo este momento de tanta alegria. Agradeço pelo incentivo e apoio na conclusão deste trabalho.

Aos meus colegas da Promon, pelas experiências compartilhadas, principalmente ao Mauro Leiva, pelas orientações e paciência.

Não poderia deixar de agradecer, ainda, aos grandes amigos que fiz na UFRJ, por sempre me motivarem e compartilharem comigo todos os momentos de alegria e desespero ao longo dessa jornada que se encerra agora e que vencemos juntos, em especial a Henrique Massari e João Marcos por todos os momentos vividos na Alemanha que com certeza ficarão para sempre em minha memória.

A meu orientador Silvio Carlos agradeço pela orientação, confiança, incentivo e compreensão que possibilitou a realização deste trabalho.

Agradeço ainda aos professores da Engenharia Mecânica - UFRJ que tiveram um papel fundamental na minha formação, em especial ao professor Fernando Castro Pinto pela orientação nos tempos de Formula SAE e pelo incentivo em realizar intercâmbio acadêmico, uma das melhores experiências que vivi.

À todos que, de alguma forma, participaram da elaboração deste trabalho, meu sincero muito obrigado.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Mecânico.

## ELABORAÇÃO DE UMA FERRAMENTA PARA ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE PROJETOS DE COGERAÇÃO DE ENERGIA

André Chalfun de Matos Fonseca

AGOSTO/2014

Orientador: Silvio Carlos Anibal de Almeida

Curso: Engenharia Mecânica

O objetivo deste trabalho é desenvolver uma ferramenta computacional, em MS Excel, para analisar a viabilidade técnica e econômica de projetos de centrais de cogeração de energia em empreendimentos dos setores industrial e comercial. A partir de informações de demandas térmicas e elétricas informadas pelo usuário, a planilha avalia qual tipo de sistema deve ser implementado utilizando um cálculo iterativo para chegar a uma configuração que se adeque as condições específicas do projeto analisado. Em seguida, ela compara quais seriam os custos de atendimento dessas demandas sem cogeração com os custos operacionais efetivos do sistema recomendado, baseando-se em um banco de dados de equipamentos disponíveis no mercado e tarifas de energia elétrica e gás natural vigentes. Enfim, são avaliados os aspectos econômicos envolvidos, considerando linhas de financiamento dedicadas a projetos deste tipo, e apresentando ao usuário dois métodos contábeis de simulação, lucro real e lucro presumido. As premissas e conceitos adotados por este estudo serão detalhados para que o usuário tenha plena compreensão do funcionamento da planilha, que é descrita passo a passo neste trabalho. Foram feitos, por fim, três estudos de caso com especificações diferentes, para validar a eficiência da planilha.

**Palavras-chave:** Cogeração de energia, eficiência energética, geração distribuída.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI / UFRJ as a partial fulfilment of the requirements for the degree of Civil Engineer.

DEVELOPMENT OF A TOOL FOR TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS IN  
PROJECTS OF COMBINED HEAT AND POWER

André Chalfun de Matos Fonseca

AUGUST/2014

Advisor: Silvio Carlos Anibal de Almeida

Course: Mechanical Engineering

The objective of this work is to develop a computational tool in MS Excel to analyze the technical and economic feasibility of projects of Combined Heat and Power (CHP) in the industrial and commercial sectors. Based on the information of thermal and electrical demands supplied by the user, the spreadsheet evaluates what kind of system should be implemented using an iterative calculation, to propose a configuration that fits the specific conditions of the project. Then, through a comparison between the costs of meeting these demands without a CHP system and the operating costs of the recommended system, which is based on a database of equipment available in the market and prices of electricity and natural gas. Finally, an evaluation of the cost savings, considering the financing lines dedicated to these projects is presented to the user, who can choose two accounting methods for simulation, real income and deemed income. The assumptions and concepts adopted by this study will be described in detail so that the user has full understanding of how the spreadsheet operates, as will be described step by step in this work. To conclude, three case studies with different specifications have been made to validate the efficiency of the worksheet.

**Keywords:** Combined Heat and Power, energy efficiency, distributed generation.



# Índice

<b>1. Introdução</b> .....	<b>1</b>
<b>1.1. Contextualização</b> .....	<b>1</b>
<b>1.2. Objetivo</b> .....	<b>3</b>
<b>1.3. Justificativa</b> .....	<b>3</b>
<b>1.4. Metodologia</b> .....	<b>4</b>
<b>1.5. Descrição dos capítulos</b> .....	<b>4</b>
<b>2. Cogeração</b> .....	<b>6</b>
<b>2.1. Histórico</b> .....	<b>6</b>
<b>2.2. Tipos de cogeração</b> .....	<b>7</b>
<b>2.3. Benchmarks</b> .....	<b>8</b>
<b>2.4. Regulação</b> .....	<b>11</b>
2.4.1. Cogeração qualificada.....	11
2.4.2. Minicogeração e microcogeração.....	13
2.4.3. Modulação no horário de ponta.....	13
2.4.4. Conexão a rede elétrica .....	14
<b>2.5. Combustível</b> .....	<b>15</b>
<b>2.6. Tecnologias disponíveis</b> .....	<b>16</b>
2.6.1. Turbinas a Vapor.....	17
2.6.2. Turbinas a gás .....	17
2.6.3. Motores de combustão interna .....	19
2.6.4. Ciclo Combinado .....	20
2.6.5. <i>Chiller</i> de Absorção .....	21
2.6.6. Caldeira de Recuperação .....	24
<b>2.7. Aspectos Econômico-financeiros</b> .....	<b>24</b>
2.7.1. Fluxo de caixa .....	25
2.7.2. Método do valor presente líquido (VPL).....	26
2.7.3. Taxa interna de retorno (TIR).....	26
<b>3. Utilização da planilha</b> .....	<b>28</b>
<b>3.1. Aba Tarifas de gás</b> .....	<b>29</b>
<b>3.2. Aba Tarifas de eletricidade</b> .....	<b>30</b>
<b>3.3. Banco de dados geradores</b> .....	<b>32</b>
<b>3.4. Banco de dados <i>Chiller</i> de Absorção</b> .....	<b>35</b>
<b>3.5. Dados de entrada</b> .....	<b>36</b>

3.5.1.	Informações de demanda elétrica.....	36
3.5.2.	Informações relativas à demanda térmica.....	37
3.5.3.	Demanda de Vapor.....	38
3.5.4.	Escolha da configuração.....	40
<b>Caso 1</b>	<b>Minicogeração.....</b>	<b>40</b>
<b>Caso 2</b>	<b>Paridade elétrica.....</b>	<b>42</b>
<b>Caso 3</b>	<b>paridade térmica.....</b>	<b>44</b>
3.5.5.	Resultados.....	45
<b>3.6.</b>	<b>Casos simulados.....</b>	<b>46</b>
<b>3.7.</b>	<b>Painel de simulações.....</b>	<b>47</b>
<b>3.8.</b>	<b>Informações do Projeto.....</b>	<b>48</b>
<b>3.9.</b>	<b>B1. Detalhamento.....</b>	<b>49</b>
3.9.1.	Parâmetros de entrada.....	49
3.9.2.	Parâmetros do gerador.....	50
3.9.3.	Parâmetros <i>chiller</i> de absorção.....	51
3.9.4.	Capex.....	51
3.9.5.	Avaliação da cogeração qualificada.....	52
3.9.6.	Avaliação da instalação da cogeração.....	53
3.9.7.	Custos sem cogeração:.....	54
3.9.8.	Cálculo da compra de energia elétrica (aplicável quando Potência do gerador < Demanda de energia).....	55
3.9.9.	Receita devido à compensação de energia.....	56
3.9.10.	Cálculo da receita pela geração de vapor.....	57
3.9.11.	Consumo de Gás Natural.....	58
3.9.12.	Operação e Manutenção.....	59
3.9.13.	Demanda Contratual / <i>Backup</i> .....	60
3.9.14.	Custos x Receitas.....	60
<b>3.10.</b>	<b>B1. O&amp;M.....</b>	<b>61</b>
<b>3.11.</b>	<b>B1. Investimentos.....</b>	<b>62</b>
<b>3.12.</b>	<b>B1. Linhas de Financiamento.....</b>	<b>63</b>
<b>3.13.</b>	<b>B1. Analise econômico-financeira.....</b>	<b>64</b>
<b>4.</b>	<b>Estudos de caso.....</b>	<b>67</b>
<b>4.1.</b>	<b>Hospital de médio porte.....</b>	<b>67</b>
4.1.1.	Avaliação dos dados de entrada.....	67

4.1.2.	Escolha dos equipamentos principais.....	68
4.1.3.	Avaliação dos custos sem cogeração .....	69
4.1.4.	Avaliação da compensação de energia excedente (exportada).....	71
4.1.5.	Custos operacionais efetivos (COE) .....	73
4.1.6.	Resultados econômico-financeiros .....	75
<b>4.2.</b>	<b>Carga industrial de médio porte.....</b>	<b>77</b>
4.2.1.	Avaliação dos dados de entrada .....	77
4.2.2.	Escolha dos equipamentos principais.....	78
4.2.3.	Avaliação dos custos sem cogeração .....	80
4.2.4.	Avaliação da compra de energia necessária.....	80
4.2.5.	Custos operacionais efetivos (COE) .....	81
4.2.6.	Resultados econômico-financeiros .....	83
<b>4.3.</b>	<b>Cervejaria com demanda de vapor.....</b>	<b>85</b>
4.3.1.	Avaliação dos dados de entrada .....	85
4.3.2.	Escolha dos equipamentos principais.....	86
4.3.3.	Avaliação dos custos sem cogeração .....	87
4.3.4.	Custos operacionais efetivos (COE) .....	88
4.3.5.	Resultados econômico-financeiros .....	90
<b>5.</b>	<b>Considerações finais.....</b>	<b>92</b>
	<b>Referências Bibliográficas .....</b>	<b>94</b>
	<b>Anexos .....</b>	<b>97</b>

## Índice de tabelas

Tabela 1 – Capacidade instalada em cogeração pelo mundo .....	8
Tabela 2 – Fatores por potência instalada.....	12
Tabela 3 – Tarifas CEG.....	29
Tabela 4 – Valores auxiliares para cálculo de custo com gás natural .....	29
Tabela 5 – subgrupos tarifários e modalidades tarifárias.....	32
Tabela 6 – Exemplo Banco de dados geradores .....	33
Tabela 7 – Exemplo banco de dados <i>Chiller</i> de absorção.....	35
Tabela 8 – Descrição demandas elétricas.....	36
Tabela 9 – Descrição demandas térmicas – Ar condicionado .....	37
Tabela 10 – Dados de entrada vapor .....	38
Tabela 11 – Cálculo demanda de vapor .....	39
Tabela 12 – Exemplo minicogeração .....	40
Tabela 13 – Exemplo Minicogeração .....	42
Tabela 14 – Comparação de resultados – paridade elétrica situação 1.....	43
Tabela 15 – Comparação de resultados – paridade elétrica situação 2.....	43
Tabela 16 – Comparação de resultados – paridade térmica situação 1.....	44
Tabela 17 – Comparação de resultados – paridade térmica situação 2.....	45
Tabela 18 – Principais resultados.....	46
Tabela 19 – Dados de entrada – jornal o globo .....	47
Tabela 20 – Painel de simulações.....	47
Tabela 21 – Parâmetros do gerador.....	50
Tabela 22 – Parâmetros do <i>Chiller</i> de absorção.....	51
Tabela 23 – Estimativa de <i>Capex</i> .....	51
Tabela 24 – Fatores por potência instalada.....	52
Tabela 25 – Avaliação da cogeração qualificada.....	53
Tabela 26 – Avaliação instalação da cogeração.....	54
Tabela 27 – Compra de energia elétrica.....	56
Tabela 28 – Receita energia compensada .....	57
Tabela 29 – Geração de Vapor .....	58
Tabela 30 – Consumo de Gás Natural .....	59
Tabela 31 – Custo de O&M .....	60
Tabela 32 – Custos x Receitas.....	61
Tabela 33 – Custos por intervenção.....	61
Tabela 34 – Custos fixos de O&M.....	62
Tabela 35 – Custos totais O&M.....	62

Tabela 36 – Custos totais O&M.....	63
Tabela 37 – Condições linhas de financiamento .....	64
Tabela 38 – DRE e Fluxo de caixa .....	65
Tabela 39 – Dados de entrada Hospital .....	67
Tabela 40 – Escolha dos equipamentos principais.....	69
Tabela 41 – Investimentos Hospital médio porte .....	69
Tabela 42 – Receita devido à energia excedente.....	72
Tabela 43 – COE hospital médio porte.....	74
Tabela 44 – Condições BNDES PROESCO.....	75
Tabela 45 – Demonstrativos financeiros.....	76
Tabela 46 – Dados de entrada carga industrial de médio porte.....	78
Tabela 47 – Equipamentos principais caso 1 .....	79
Tabela 48 – Equipamentos principais caso 2 .....	79
Tabela 49 – Investimentos Caso 1 .....	79
Tabela 50 – Investimentos Caso 2 .....	79
Tabela 51 – COE caso 1 .....	81
Tabela 52 – COE caso 2 .....	82
Tabela 53 – Demonstrativos financeiros caso 1 .....	84
Tabela 54 – Demonstrativos financeiros caso 2 .....	84
Tabela 55 – Dados de entra cervejaria.....	86
Tabela 56 – Equipamentos principais cervejaria .....	87
Tabela 57 – COE cervejaria .....	89
Tabela 58 – Resultados financeiros - cervejaria .....	91
Tabela 59 – Análise de sensibilidade .....	92

## Índice de figuras

Figura 1: Relação entre consumo elétrico e PIB no Brasil .....	1
Figura 2: Ciclo Topping .....	8
Figura 3: Ciclo Bottoming .....	8
Figura 4: Capacidade instalada de cogeração em GWe.....	9
Figura 5: Percentual de cogeração em relação ao total de energia gerado .....	9
Figura 6: Geração por tipo de fonte na Alemanha me 2013 .....	10
Figura 7: Operação turbina a gás natural .....	18
Figura 8: Quatro tempos de um ciclo Otto .....	20
Figura 9: Operação ciclo combinado .....	21
Figura 10: Processos de (a) absorção produzindo o efeito de refrigeração e .....	22
Figura 11: Componentes e funcionamento - <i>chiller</i> de absorção de duplo efeito .....	23
Figura 12: Ilustração troca de calor turbina a gás.....	34
Figura 13: Descrição sistema com caldeira de recuperação.....	38
Figura 14: Comparação de resultados.....	41
Figura 15: Composição dos custos operacionais efetivos .....	49
Figura 16: Composição dos custos operacionais efetivos – Cervejaria .....	90

# 1. Introdução

## 1.1. Contextualização

O uso de energia de maneira eficiente tem ganhado lugar de destaque na política dos países mais desenvolvidos desde o Protocolo de Quioto em 1997. Essa importância está associada às políticas sustentáveis e aos benefícios que o uso sustentável de energia pode trazer tanto para a sociedade, quanto para o meio ambiente.

Com o cenário mundial atual por busca de competitividade, os países emergentes, liderados pela China, cada vez mais são pressionados a criar políticas que incentivem o crescimento sustentável, garantindo estabilidade do sistema com um todo.

Uma das condições necessárias para o crescimento econômico sustentável de um país é o investimento em infraestrutura, e dentro dos investimentos em infraestrutura, o setor elétrico é considerado um ponto chave. Sem investimentos neste setor, não é possível atender a demanda gerada pelo crescimento da atividade industrial, podemos notar pela Figura 1 que o crescimento da demanda por energia elétrica acompanha o crescimento do PIB.

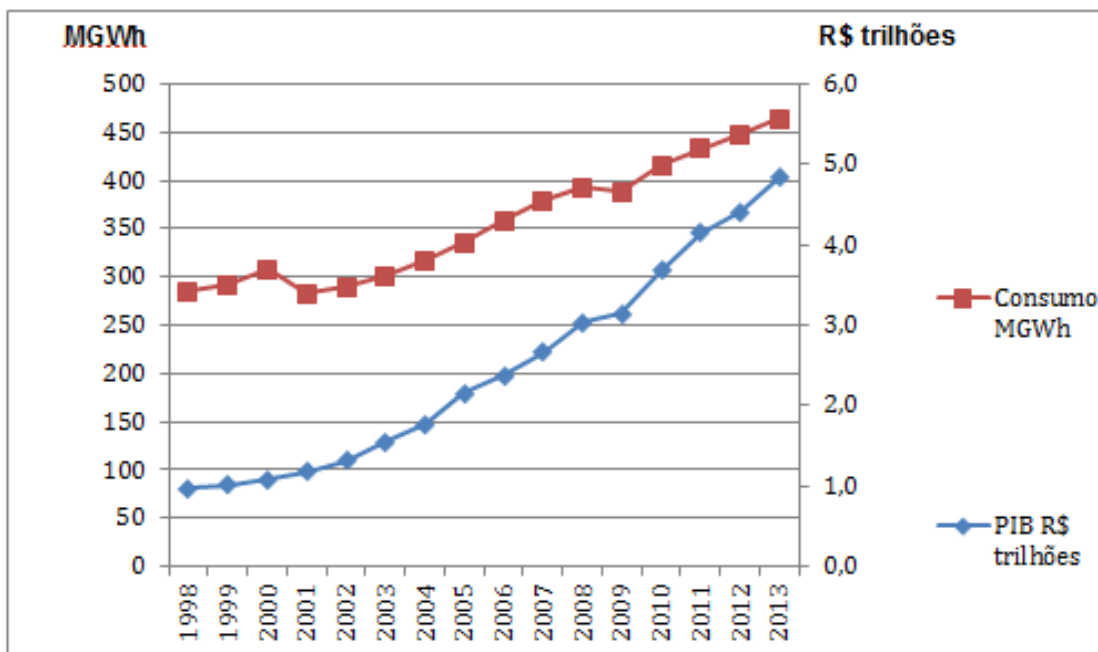


Figura 1: Relação entre consumo elétrico e PIB no Brasil

Fonte: series históricas do BACEN

Em outros países, de maneira geral, os investimentos em energia são feitos em diferentes tipos de fontes de geração, justamente para evitar uma dependência quando uma fonte de energia tem problemas de abastecimento de qualquer natureza.

No Brasil, ao contrário, o investimento e expansão da geração de energia ocorreram prioritariamente pela fonte hidrelétrica, somado a este fato, desde a década de 80 houve uma redução de investimentos no setor, refletindo assim, uma situação de dependência de níveis sustentáveis dos reservatórios.

O aumento do consumo de eletricidade que, até então, era suprido pela geração por hidrelétricas, não mais era suficiente para garantir a estabilidade do sistema, que vem sofrendo com períodos de chuva abaixo do esperado.

Nos anos de 2001 e 2002 o Brasil viveu uma crise energética que afetou especialmente as regiões Sudeste e Centro-Oeste. Naquela época o termo "apagão" foi adotado como referência às interrupções ou falta de energia elétrica frequente.

Como forma de prevenção a novos problemas de geração de energia elétrica, o governo federal, iniciou um programa de investimentos em uma rede de usinas termoelétricas, movidas a gás, carvão e óleo combustível que serviriam de back-up em épocas de secas, dando flexibilidade e complementando o sistema.

Porém, a fraca hidrologia desde os últimos meses de 2012, vem remetendo a um cenário de nova crise no setor elétrico que, tem de recorrido às termelétricas em plena carga para tentar preservar o nível dos reservatórios.

A falta de chuvas e conseqüente diminuição do armazenamento aumentam as incertezas quanto à disponibilidade da energia e a expectativa de despacho térmico. O aumento do despacho térmico provoca um aumento no preço de liquidação das diferenças (PLD) e como várias distribuidoras de energia ficaram descontratadas neste ano, ou seja, não tinham a quantidade de energia prometida para entregar aos seus clientes, elas estão tendo que comprar energia no mercado de curto prazo, ao custo do PLD que é muito mais elevado. O mercado de energia, por ser um setor regulado, não permite as distribuidoras repassar esta diferença diretamente ao consumidor, fazendo com que elas tenham que recorrer a empréstimos adicionais para cumprir suas obrigações. Este empréstimo, no entanto, será repassado aos consumidores via reajuste tarifário, fazendo com que as tarifas de energia elétrica subam muito acima da inflação em 2015. Desta maneira a procura por outras fontes de geração são cada vez mais vistas como uma opção para manter a sustentabilidade do setor energético brasileiro.

Com este cenário instalado, o tema abordado por este projeto, visa criar uma metodologia que facilite a instalação de centrais de geração distribuída a gás



natural, através de projetos de cogeração diretamente nos centros urbanos, reduzindo a exposição das distribuidoras e contribuindo assim, para que a capacidade térmica seja usada apenas em condições de emergência.

A cogeração e climatização a gás natural, mesmo quando comparada às usinas de geração termelétricas mais eficientes, apresenta maiores índices de eficiência global. Além de aproveitamento da energia térmica dos gases de exaustão e (no caso dos motores) água de resfriamento das jaquetas, o fato da geração ocorrer no centro de consumo contribui para diminuição de perdas com transmissão, aumentando assim, o nível de eficiência global do sistema.

Além de maior eficiência global (térmica e elétrica), a cogeração promove ainda uma redução no índice de emissão de gases que contribuem para o efeito estufa por cada unidade de energia gerada pelo sistema, pois é necessária uma menor potência instalada para atender a mesma carga.

## **1.2. Objetivo**

O objetivo deste trabalho é criar uma ferramenta, com auxílio do programa MS Excel, que a partir dos dados de consumo de um empreendimento, analisará fatores técnicos e econômicos envolvidos na implantação de sistemas de cogeração de energia, avaliando uma configuração que melhor se adeque as condições impostas pelo usuário.

Este estudo será aplicado em estudos de caso com diferentes perfis, para validar o seu uso no setor industrial e comercial.

## **1.3. Justificativa**

O presente trabalho teve como motivação a expectativa de crescimento da capacidade instalada de cogeração a gás natural devido a atual crise que atinge o setor elétrico brasileiro e também às políticas de incentivo fiscal para geração distribuída e de fontes alternativas.

Diversas medidas de incentivo vêm sendo criadas para viabilizar investimentos de geração distribuída nos centros de consumo de energia, este estudo analisará casos com perfis diferentes, sugerindo ao usuário, uma configuração capaz de atender as peculiaridades demandadas.

A partir de resoluções que estabelecem as condições necessárias para um empreendimento ser habilitado a usufruir de determinados incentivos fiscais e

regulatórios, utilizaremos duas resoluções da ANEEL, a Resolução Normativa N° 235, de 14 de novembro de 2006 (anexo 1) que estabelece os requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogedoras de energia, para fins de enquadramento na modalidade de “cogeração qualificada” e a Resolução Normativa N°482, de 17 de abril de 2012 que estabelece condições gerais de microgeração e minigeração distribuída e do sistema de compensação de energia elétrica, para centrais geradoras de até 1 MW, que darão suporte ao objetivo deste estudo.

A criação de linhas de crédito com condições atrativas criadas por agências de fomento como BNDES e FINEP, surge como uma opção tangível para obtenção dos recursos necessários para a implantação de sistemas de cogeração.

#### **1.4. Metodologia**

Utilizando-se do conhecimento das tecnologias comerciais da cogeração, dos métodos de análise econômica tanto por taxa de retorno de investimento quanto pelo método do valor presente líquido, a ferramenta busca uma solução de engenharia que melhor se adequa as demandas térmica e elétrica do empreendimento simulado.

O usuário deverá entrar com os dados de demanda térmica e elétrica, o número de horas de funcionamento no mês, e uma estimativa do COP dos *chillers* elétricos em atual utilização.

Com o auxílio de um banco de dados disponibilizado no modelo, uma solução que melhor se adequa as necessidades do usuário, será disponibilizada mostrando os principais resultados ao usuário.

O uso da ferramenta e seus principais pontos serão detalhados para permitir que o usuário tenha uma primeira estimativa de avaliação deste tipo de solução.

#### **1.5. Descrição dos capítulos**

Este estudo está dividido em cinco capítulos, que descrevem as premissas utilizadas, as instruções para uso da planilha, estudos de caso de diferentes naturezas e por fim uma análise dos resultados obtidos.

No capítulo 2, são explicados os conceitos da cogeração, bem como o histórico pelo mundo, analisando a situação atual em diversos países e comprando com o caso brasileiro. Neste capítulo encontram-se também as premissas regulatórias que embasarão este estudo, os tipos de tecnologias disponíveis no

mercado e suas especificações técnicas e os aspectos econômico-financeiros envolvidos nas análises.

No Capítulo 3, é descrito o funcionamento da planilha e todas as abas envolvidas, bem como os cálculos feitos em cada uma, mantendo a mesma ordem encontrada na planilha para facilitar o entendimento.

No Capítulo 4, são simulados três casos utilizando as premissas deste estudo usando a ferramenta desenvolvida neste estudo para indicar uma solução que melhor se adeque as exigências estabelecidas analisando a viabilidade de cada caso.

No Capítulo 5, são feitas as considerações finais deste estudo, analisando os resultados obtidos com o uso da ferramenta desenvolvida, e simulando diferentes cenários, a fim de se ter uma análise de sensibilidade dos parâmetros envolvidos, para prever no médio prazo, como o tema cogeração estará desenvolvido no Brasil e quais os resultados que poderão ser alcançados.

Por último são apresentadas as referências bibliográficas e anexos deste trabalho.

## 2. Cogeração

Cogeração de energia pode ser definida como a produção simultânea e de forma sequenciada, de duas ou mais formas de energia a partir de um único combustível, proporcionando o aproveitamento da energia térmica proveniente dos combustíveis utilizados nesse processo. O mais comum é a produção de eletricidade e energia térmica (calor ou frio) a partir do uso de gás natural e/ou de biomassa, entre outros.

A cogeração apresenta diversos aspectos que a tornam competitiva, o primeiro ponto é a redução de custos operacionais quando comparado aos custos de compra de energia através da concessionária, o segundo ponto, já comentado neste estudo, é o melhor aproveitamento da energia proveniente do combustível.

Outro fator de grande importância é a confiabilidade de fornecimento de energia, obtida através do uso de equipamentos que usam tecnologias confiáveis e de combustíveis está menos sujeito a interrupção de fornecimento, somado ao fato do empreendimento estar conectado à rede como *backup*, a disponibilidade para este sistema aumenta consideravelmente. Por fim, a qualidade da energia fornecida é normalmente superior, uma vez que a variação de tensão e frequência na geração é menor do que a comparada ao uso da rede interligada.

### 2.1. Histórico

Sistemas que utilizam cogeração de energia foram disponíveis ao redor do mundo desde o início do século XX. Nessa época, a produção de energia elétrica a partir de uma central geradora, era dificultada, principalmente, pela inexistência de tecnologias eficientes e confiáveis. Era comum o consumidor de energia elétrica instalar sua própria central de geração de energia (autoprodução). Esta situação se estendeu até meados da década de 40. O sistema elétrico brasileiro, a partir da década de 50 teve acentuada expansão no aproveitamento dos recursos hídricos. Desta maneira, a geração termelétrica e particularmente a cogeração no Brasil despertou menor interesse neste período.

Com o avanço da tecnologia de geração e transmissão de energia, instalação de grandes linhas interligadas, e com o apoio das grandes centrais geradoras (hidrelétricas e termelétricas – nucleares, carvão, gás natural e óleo combustível), foi possível aperfeiçoar os conceitos de geração, que passou a atuar de forma centralizada, conseguindo fornecer energia para um grande número de

consumidores a um baixo custo. Os sistemas de cogeração foram então, gradualmente, perdendo participação no mercado.

No entanto, nas últimas décadas, diversos acontecimentos marcaram os setores energéticos, que passaram a conviver com incertezas de fornecimento, a crise que resultou no racionamento de energia no Brasil em 2001, a crise energética vivida na Califórnia entre os anos de 2000 e 2001, são exemplos relacionados com as dificuldades dos governos em criar condições políticas e econômicas para manter a estabilidade regulatória necessária, atraindo investidores, de modo a manter a competitividade do setor, criando mecanismos que facilitem as exigências estabelecidas pelos órgãos ambientais, para assegurar o abastecimento de energia elétrica, de acordo com a demanda por energia e no ritmo de crescimento econômico de cada país.

Este cenário contribui para a discussão cada vez mais frequente, de geração distribuída, junto aos centros de carga, desta maneira empreendimentos de diversos setores (indústria, comércio e serviços), utilizam fontes de energia primárias disponíveis (biomassa e/ou gás natural), para gerar sua própria energia (autoprodução), administrando assim as suas necessidades de energia elétrica e térmica, garantindo o fornecimento e ainda, em caso de necessidade, estariam conectadas a rede como forma de backup.

A falta de uma regulação que estabeleça critérios para venda dos excedentes de energia elétrica entre o produtor e a concessionária, além de aplicação de baixas tarifas oferecidas nos contratos, dificultavam investimentos em geração distribuída.

## **2.2. Tipos de cogeração**

Podemos separar os projetos de cogeração em dois modos, que se distinguem pela sequência relativa à transformação de energia eletromecânica em energia térmica.

No ciclo *Topping* a energia disponibilizada pelo combustível é usada primeiramente para aproveitamento na geração de energia eletromecânica, para em seguida ter o aproveitamento de calor útil rejeitado pelo sistema.

No ciclo *Bottoming*, essa ordem é invertida, ou seja, a energia disponibilizada pelo combustível é usada primeiramente para o aproveitamento de calor útil a elevadas temperaturas, para em seguida ser usada como geração de energia eletromecânica.

A Figura 2 e Figura 3 ilustram os dois tipos de ciclo.

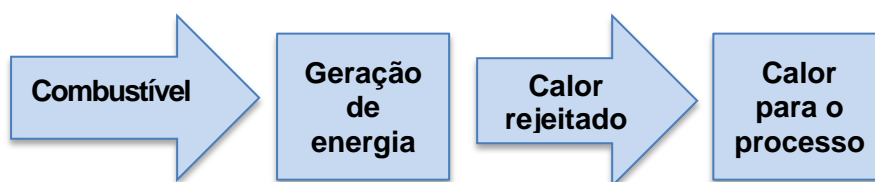


Figura 2: Ciclo Topping

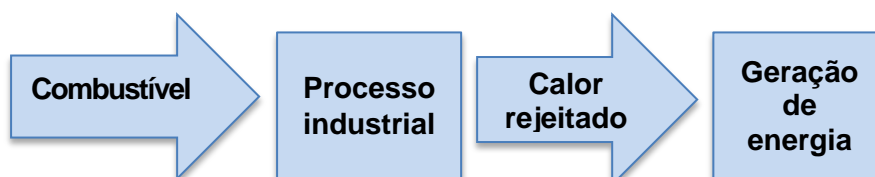


Figura 3: Ciclo Bottoming

## 2.3. Benchmarks

De acordo com dados levantados pela IEA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2008) que reuniu dados de todo o mundo, a fim de avaliar a situação atual de geração por cogeração de energia elétrica em relação à geração total de energia elétrica.

Podemos observar que o tema ainda tem grande potencial de exploração na maior parte dos países do mundo, e é visto como um forte aliado para garantir a estabilidade energética de um país.

A Tabela 1 mostra a capacidade instalada em MWe em diversos países do globo, neste cenário o Brasil aparece com apenas a 26ª maior capacidade instalada.

Tabela 1 – Capacidade instalada em cogeração pelo mundo

Fonte: Relatório IEA 2008

Australia	1 864	Greece	240	Portugal	1 080
Austria	3 250	Hungary	2 050	Romania	5 250
Belgium	1 890	India	10 012	Russia	65 100
Brazil	1 316	Indonesia	1 203	Singapore	1 602
Bulgaria	1 190	Ireland	110	Slovakia	5 410
Canada	6 765	Italy	5 890	Spain	6 045
China	28 153	Japan	8 723	Sweden	3 490
Czech Republic	5 200	Korea	4 522	Taiwan	7 378
Denmark	5 690	Latvia	590	Turkey	790
Estonia	1 600	Lithuania	1 040	United Kingdom	5 440
Finland	5 830	Mexico	2 838	United States	84 707
France	6 600	Netherlands	7 160		
Germany	20 840	Poland	8 310		

O estudo também analisa o potencial crescimento por este tipo de geração, neste contexto é previsto que o Brasil supere os 10 MWe em 2030 como mostra a Figura 4. Este valor representaria mais de 15% do total de energia gerada pelo país, valor expressivo, quando comparado a 1% em 2005, como mostra a Figura 5.

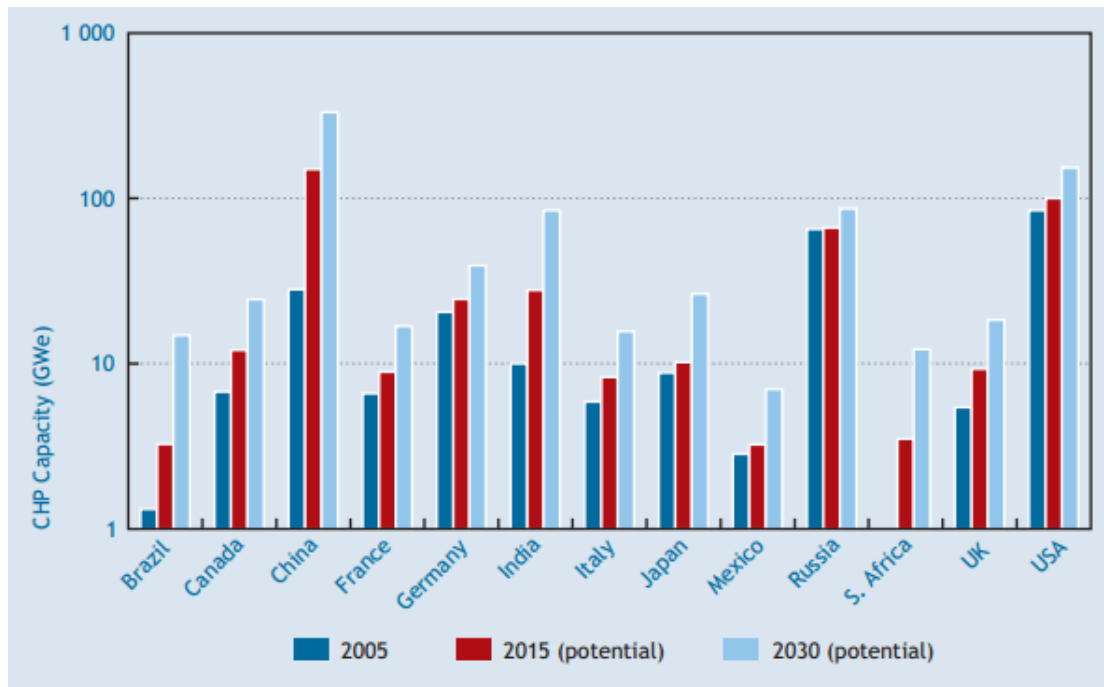


Figura 4: Capacidade instalada de cogeração em GWe

Fonte: Relatório IEA 2008

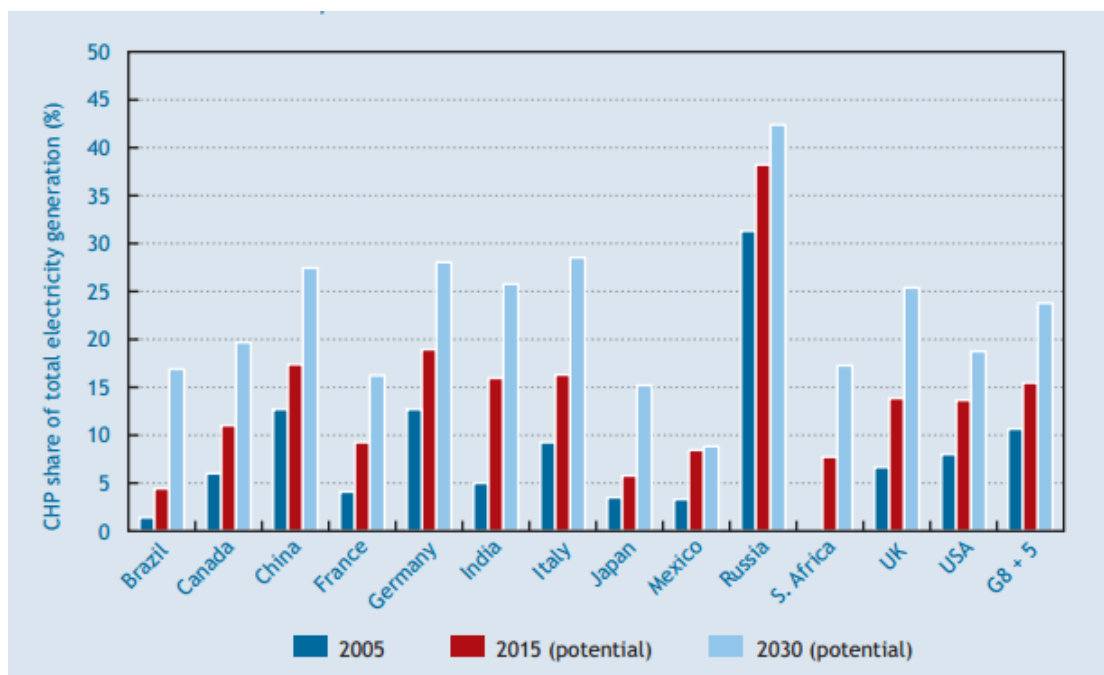


Figura 5: Percentual de cogeração em relação ao total de energia gerado

Fonte: Relatório IEA 2008

Considerando o caso da Alemanha, cuja matriz energética é dominada por combustíveis fósseis, como mostra a Figura 6. Observamos que mesmo com os recentes investimentos em geração renovável, o país ainda depende muito da geração a carvão, nuclear e gás.

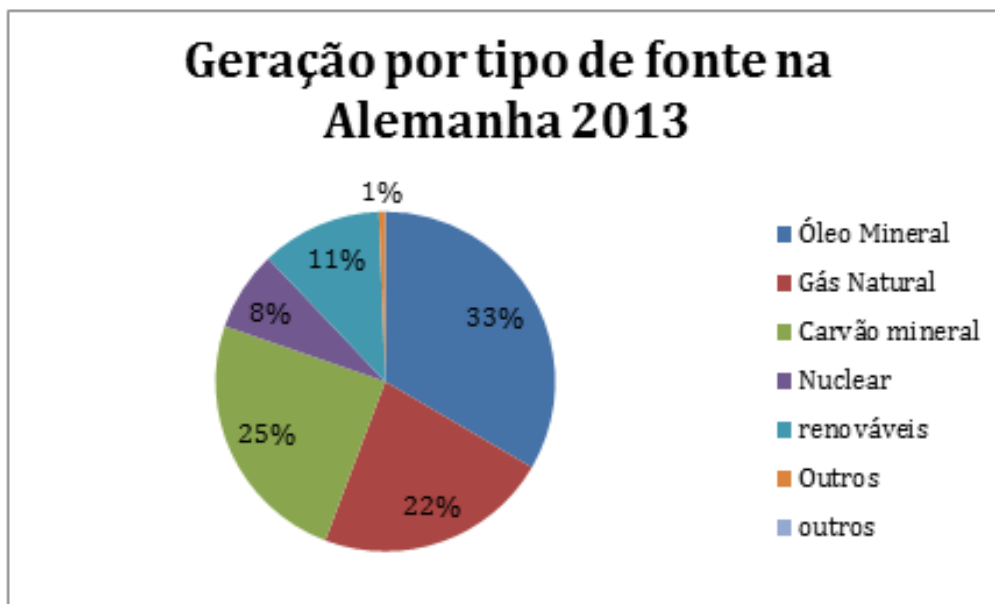


Figura 6: Geração por tipo de fonte na Alemanha me 2013

Fonte: AG Energiebilanzen

A geração renovável e a cogeração tem grande incentivo dado pelo governo alemão. Os alemães recebem em sua conta de luz um breve informativo explicitando a contribuição de cada fonte no seu consumo de energia e ainda são incentivados a aumentar a participação da geração renovável e eficiente se pagar um valor adicional.

No ano 2000 foi criada a lei das energias renováveis *Erneuerbaren Energien Gesetz* (EEG) com a finalidade de se incentivar a eficiência e a sustentabilidade da matriz energética. De acordo com esta lei, para se reduzirem as emissões de gases que contribuem com o efeito estufa, as fontes renováveis têm despacho prioritário. Em 2011, a Alemanha tinha contratado mais de 11,7 GW médios pela EEG (ERNEUERBAREN ENERGIEN GESETZT, 2000).

O governo alemão reconheceu a importância da cogeração para a eficiência da matriz energética e criou em 2006 um incentivo fiscal sobre o preço do gás natural caso o fator de capacidade da planta seja maior que 70%. A redução de impostos pode atingir até 80%, de acordo com a eficiência da planta. (COGEN-SP, 2011)



Além disso, a emenda da lei de 2009 prevê um bônus de cogeração de até 30 €/MWh se o calor das plantas de biomassa e biogás for aproveitado eficientemente. Um bônus adicional de até 20 €/MWh pode ser concedido a título de inovação tecnológica, caso a planta traga algum avanço para o estado da arte da cogeração. Este subsídio é pago pelos consumidores do sistema. (COGEN-SP, 2011).

Para viabilizar as pequenas cogerações, o governo alemão isentou as plantas de até 2 MW da tarifa de distribuição, que custa em média 20 €/MWh, se a energia for consumida nas proximidades. A contraparte contratual também é isenta da tarifa de distribuição, de forma a incentivar a contratação desta fonte. (COGEN-SP, 2011).

## **2.4. Regulação**

No Brasil a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é o órgão responsável por regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as Políticas e Diretrizes do Governo Federal.

A ANEEL é vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com sede e foro no Distrito Federal, foi criada em 1996, pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, durante o primeiro mandato do Presidente Fernando Henrique Cardoso.

A produção de energia elétrica proveniente dos sistemas de cogeração permite à instalação do empreendimento ser independente do mercado de energia elétrica. Porém, esse ambiente é amparado por uma série de resoluções e normas contempladas pela ANEEL, que serão brevemente explicadas neste item.

Os requisitos técnicos exigidos para a conexão de empreendimentos produtores de energia elétrica ao sistema de distribuição estão relacionados à disponibilidade do combustível, à conexão e a tecnologia empregada. Neste estudo analisaremos sistemas que usam o gás natural como fonte primária, e tecnologias que satisfaçam igualmente os princípios constitucionais da regularidade, continuidade, eficiência, segurança e atualidade.

### **2.4.1. Cogeração qualificada**

Considerando a necessidade de implementar políticas de incentivo ao uso racional dos recursos energéticos do país e que a atividade de cogeração de

energia elétrica contribui com a racionalidade energética, uma vez que possibilita maior produção de energia elétrica e térmica a partir de mesma quantidade de combustível, gerando consequentes benefícios para a sociedade;

Foi determinado que os empreendimentos que satisfaçam os requisitos estabelecidos pela Resolução Normativa nº 235, de 14 de novembro de 2006, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (Anexo1), seriam enquadrados na modalidade de "cogeração qualificada". A resolução define cogeração como o processo de produção combinada de calor útil e energia mecânica, geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia química disponibilizada por um ou mais combustíveis.

Devem ser respeitados critérios de racionalidade energética traduzidos pelas seguintes inequações:

$$FC \leq \frac{Ee + \frac{Et}{X}}{Ec} \quad [\text{Eq. 2.1}]$$

Onde:

Ec: Energia disponibilizada pelo combustível ou combustíveis nos últimos doze meses, calculada em MWh, com base no poder calorífico inferior dos combustíveis utilizados;

Ee: Energia eletromecânica, resultante do somatório de trabalho e energia elétrica gerados nos últimos doze meses, em MWh;

Et: Energia térmica utilizada, resultante do somatório do calor consumido no processo industrial nos últimos doze meses, em MWh;

Fc: Fator de cogeração

X: Fator de ponderação

Tabela 2 – Fatores por potência instalada

Potência Instalada	Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão.		Demais Fontes	
	X	Fc	X	Fc
1 < Pot < 5 MW	2,67	0,35	2,67	0,32
1 < Pot < 5 MW	2,29	0,41	2,29	0,37
1 < Pot < 5 MW	2	0,47	2	0,42

A partir destes valores, as duas equações abaixo devem ser atendidas:

$$\frac{Et}{Ef} \geq 15\% \quad [ \text{Eq. 2.2} ]$$

$$\frac{Et}{Ef} \div X + \frac{Ee}{Ef} \geq Fc \% \quad [ \text{Eq. 2.3} ]$$

### **2.4.2. Minicogeração e microcogeração**

A Resolução Normativa 482 da ANEEL (Anexo2) estabeleceu as condições gerais para a conexão à rede da microgeração (potência instalada menor que 100 kW) e minigeração (potência instalada entre 100kW e 1MW) distribuída no Brasil e criou o sistema de compensação de energia. Desta maneira, sistemas provenientes de fontes alternativas de energia instaladas em residências ou empresas podem se conectar a rede elétrica de forma simplificada, atendendo o consumo local e injetando na rede o excedente, gerando assim, créditos de energia. Caso a geração seja maior que o consumo, o excedente é injetado na rede elétrica, gerando créditos de energia. Quando a geração for menor do que o consumo, será utilizada a energia da própria rede elétrica. Os créditos de energia possuem o mesmo valor da eletricidade da rede e podem ser utilizados para abater o consumo, diminuindo assim o valor da conta de energia.

Os requisitos gerais para conexão e adequação a resolução 482 são detalhadas no anexo 2.

### **2.4.3. Modulação no horário de ponta**

Nas modalidades tarifárias denominadas horo-sazonais, a tarifa de energia cobrada pela distribuidora varia durante os diferentes períodos horários dos dias.

A Tarifa Horo-sazonal (THS) induz a redução de consumo nos horários de pico nos dias úteis, por meio da aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência. A aplicação da THS é obrigatória para todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica do país.

Durante 3 horas de um dia útil, a energia cobrada pela concessionária é muito mais elevada, no chamado horário de ponta, quando se dá o estrangulamento de todo o sistema elétrico nacional, ocasionado pelo aumento da demanda por energia.

Empreendimentos que são tarifados neste tipo de modalidade devem suprimir, sempre que possível, o consumo naquele horário de energia mais cara.

As ações de deslocamento programado de certas atividades para fora do horário de ponta são chamadas de modulação de cargas e quando aplicáveis produzem excelentes resultados financeiros, sem perda para a atividade desenvolvida.

Empreendimentos que modulem a ponta devem fazer uma mudança para o tarifário horo-sazonal verde, por possuírem tarifas mais baixas para demanda, em compensação as tarifas no horário de ponta chegam a quase três vezes o valor da tarifa no horário de ponta horo-sazonal azul, portanto uma avaliação precisa deve ser feita para analisar a adaptabilidade a esta situação.

#### **2.4.4. Conexão a rede elétrica**

A conexão com a rede deve seguir as normas e procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST.

Os oito módulos que compõem o PRODIST são documentos regulatórios criados para a regulamentação técnica do segmento de distribuição no Brasil, os procedimentos de distribuição padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho desse segmento e são documentos que tratam de aspectos regulatórios e estabelecem requisitos mínimos para planejamento, acesso, operação, medição, cálculo de perdas e qualidade da energia.

O PRODIST disciplina o relacionamento entre agentes setoriais no que se refere aos sistemas elétricos das concessionárias/permissionárias de serviço público de distribuição (distribuidoras), que, em regra geral, incluem as redes e linhas de distribuição de energia em tensão inferior a 230 kV.

O PRODIST, cuja primeira versão foi aprovada pela ANEEL em Dezembro de 2008, é composto por oito módulos:

- Módulo 1 – Introdução;
- Módulo 2 – Planejamento da expansão do sistema de distribuição;
- Módulo 3 – Acesso ao sistema de distribuição;
- Módulo 4 – Procedimentos operativos do sistema de distribuição;
- Módulo 5 – Sistemas de medição;
- Módulo 6 – Informações requeridas e obrigações;
- Módulo 7 – Cálculo de perdas na distribuição;
- Módulo 8 – Qualidade da energia elétrica.

Os empreendimentos que forem se conectar a rede, deverão cumprir os requisitos propostos pelo PRODIST, que podem ser encontrados na íntegra no site da ANEEL.

## **2.5. Combustível**

Neste item analisaremos os dois tipos de combustíveis usados na geração de energia tradicional em motores e turbinas, o óleo diesel e gás natural, avaliando as principais características de cada um.

Vale ressaltar que em ambos os combustíveis, o uso de catalisadores é recomendável, visando à redução de emissões, especialmente no caso do óleo diesel, que produz maior volume de monóxido de carbono e compostos sulfídricos, como o SO<sub>2</sub>, cujas presenças são reduzidas no gás natural.

Para projetos de cogeração de energia que irão operar na base (autoprodução) é recomendado o uso do gás natural, devido principalmente ao custo de transporte, a necessidade de armazenamento de grandes quantidades de combustível, além de cuidados adicionais e medidas de segurança para prevenir riscos de incêndios, vazamentos e contaminação, e também as emissões de gases poluentes.

O gás natural canalizado está disponível nos principais centros do Brasil e as distribuidoras de gás, estão expandindo a rede em todo país com a construção de novos gasodutos. O gás natural é caracterizado pela baixa emissão de dióxido de enxofre, e, além disso, vale ressaltar que a produção do gás natural no país deverá aumentar consideravelmente com a descoberta de novos campos de exploração, aumentando a oferta no mercado e diminuindo seu valor.

As tarifas para uso do gás natural em empreendimentos que utilizem sistemas de cogeração são menores do que no uso industrial, este incentivo aumenta ainda mais a competitividade deste combustível.

Um item a favor da operação dos motores a diesel é relativo ao tempo de partida, enquanto os motores a diesel precisam de um tempo para entrada em carga de 10 a 20 segundos após uma falha de energia da concessionária, os geradores a gás natural levam entre 5 a 10 minutos para entrar em operação, por esse motivo os motores a diesel são recomendados como geradores emergenciais, outro ponto a favor dos motores a diesel é a relação peso/potência, que é menor do que em motores a gás natural.

Neste estudo, foram disponibilizadas tarifas de gás natural vigentes em julho de 2014 para as seguintes distribuidoras:

- Comgás: hoje a maior distribuidora de gás natural canalizado do país, conta com mais de nove mil quilômetros de rede, levando gás natural para mais de 1,2 milhões de consumidores nos segmentos residencial, comercial e industrial, em 71 cidades. Sua área de concessão abriga cerca de um quarto do Produto Interno Bruto do país, abrangendo 177 municípios das regiões metropolitanas de São Paulo e Campinas, além da Baixada Santista e do Vale do Paraíba. (COMGÁS, 2014).
- Ceg e Ceg-Rio: abastece todo o estado do Rio de Janeiro e está voltada para a expansão dos serviços de distribuição de gás natural canalizado no interior do Estado do Rio de Janeiro (GAS NATURAL FENOSA, 2014).
- Gásmig: A Gasmig é a distribuidora exclusiva de gás natural canalizado em todo o território mineiro, por outorga de concessão pelo Estado de Minas Gerais, atendendo aos segmentos; industrial, uso geral, residencial, gás natural comprimido, gás natural liquefeito, automotivo e termelétrico. (GASMIG, 2014).

## **2.6. Tecnologias disponíveis**

Neste item iremos analisar as tecnologias disponíveis para operar sistemas de cogeração de energia, neste estudo focaremos no uso de motores de combustão interna a gás natural e turbinas a gás natural, porém analisaremos também outras tecnologias disponíveis no mercado.

A escolha do sistema tecnológico para cogeração depende das características encontradas em cada empreendimento, que podem variar em consumo de energia, porte, facilidade de armazenamento de combustíveis e exigência de requisitos especiais que podem variar de caso a caso. (TOLMASQUIM *et al.*, 2003).

Estes requisitos, normalmente fazem com que grupos geradores baseados em motores de combustão interna e turbinas a gás natural, sejam mais competitivas em operações comerciais e industriais de larga escala.

Os motores a gás são normalmente de menor capacidade, e disponibilizam menos energia térmica por kWe gerado nos gases de exaustão do motor, e também

na água de resfriamento do motor. Os motores, porém tem em geral maior eficiência elétrica do que as turbinas a gás.

As turbinas a gás permitem atendimento de maiores requisitos de potência, além de geração de vapor em condições de temperatura e pressão mais elevadas, porém as turbinas são mais sensíveis às condições ambientais e às flutuações de carga demandada.

A escolha do grupo gerador dependerá então do objetivo de cada solução, e uma avaliação de desempenho econômico obtido por cada tipo deverá ser feito, a fim de se obter uma solução que melhor se adeque a estes objetivos.

### **2.6.1. Turbinas a Vapor**

Turbina a vapor é uma máquina térmica que utiliza a energia do vapor sob forma de energia cinética. Quando a turbina é acoplada a um gerador, se obtém a transformação da energia mecânica em energia elétrica.

O elemento básico da turbina é o rotor, que conta com paletas, hélices, lâminas ou cubos colocados ao redor de sua circunferência, de forma que o fluido em movimento produza uma força tangencial que impulsiona o rotor, fazendo-o girar. Essa energia mecânica é transferida através de um eixo para movimentar uma máquina, um compressor, um gerador elétrico ou uma hélice.

As turbinas a vapor são máquinas de combustão externa (os gases resultantes da queima do combustível não entram em contato com o fluido de trabalho que escoar no interior da máquina e realiza os processos de conversão da energia do combustível em potência de eixo). Devido a isto apresentam uma flexibilidade em relação ao combustível a ser utilizado, podendo usar inclusive aqueles que produzem resíduos sólidos (cinzas) durante a queima.

### **2.6.2. Turbinas a gás**

Sistemas de cogeração do tipo *topping* que operam com turbina a gás são usados em todo o mundo como uma forma eficaz de produzir simultaneamente energia elétrica e calor a partir de uma única fonte de combustível, no caso o gás natural. Variando em tamanho que vão desde 30 kW para microturbinas até centenas de megawatts, as turbinas a gás têm apresentado aplicações em diversos setores. (ORLANDO, 1996)

O conceito de operação de uma turbina a gás opera segundo o ciclo de Brayton, que foi proposto pela primeira vez por George Brayton por volta de 1870. Hoje, ele é usado para turbinas a gás apenas quando ambos os processos de compressão e expansão ocorrem em máquinas rotativas. As turbinas a gás geralmente operam em um ciclo aberto, o ar em condições ambientes é arrastado para o compressor, onde a sua temperatura e pressão são elevadas. O ar a alta pressão entra na câmara de combustão, onde o combustível é queimado a pressão constante. Os gases em alta temperatura entram na turbina, onde eles se expandem para a pressão atmosférica, convertendo a energia cinética do escoamento em trabalho mecânico, o que faz girar o rotor da turbina.

Nesta máquina térmica, grande parte do trabalho obtido é consumida no compressor (em torno de metade da produção) e outra rejeitada nos gases de exaustão enquanto produzem energia. (adaptado de ÇENGEL & BOLES, 2006).

Os gases de escape que saem da turbina são jogados fora, fazendo com que o ciclo seja classificado como aberto. As temperaturas de exaustão do combustor podem chegar a mais de 1200°C, com concentrações de oxigênio na faixa de 15% a 16%. Os gases de exaustão da turbina são consideravelmente menores, variando entre faixas de 450°C a 600°C. A relação entre calor útil disponibilizado na saída da turbina e a potência nominal da mesma é expressa também em curvas estabelecidas a partir do balanço de energia de cada equipamento. A quantidade de calor disponível nos gases de escape da turbina, representa cerca de 67% da energia total, sendo 78% deste calor, efetivamente aproveitado (ORLANDO, 1996).

Neste estudo não será considerado uma perda em eficiência quando as turbinas operarem abaixo de sua capacidade nominal.

A Figura 7 representa um esquema utilizando uma turbina a gás natural.

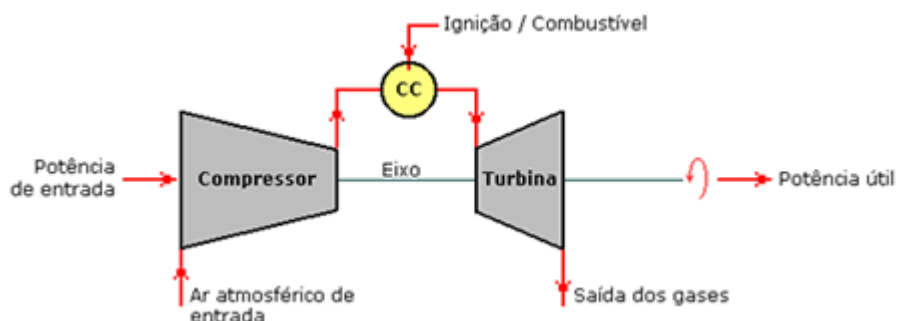


Figura 7: Operação turbina a gás natural

Fonte: Pantanal energia



### 2.6.3. Motores de combustão interna

Os motores de combustão interna estão disponíveis no mercado em diversas faixas de potência, neste estudo, disponibilizamos equipamentos desde 225kW até motores com mais de 18 MW de potência nominal. Os motores possuem construção compacta, podem utilizar uma variedade de combustíveis líquidos e gasosos, como óleo diesel, gás natural e biogás, possuem elevada eficiência elétrica em ciclo simples, que variam de acordo com o fabricante, podendo atingir cerca de 45 %.

Estes motores possuem disponibilidades elevadas na ordem de 90%, e podem ser fabricados em container, incluindo todos os equipamentos auxiliares, de forma a diminuir o tempo de construção (*plug and play*). Por essas características, se apresentam como a primeira opção na aplicação em sistemas de cogeração de pequeno e médio porte, como por exemplo, em: hospitais, hotéis e supermercados.

Os tipos de motores empregados disponíveis em escala comercial para plantas de cogeração seguem dois tipos de configurações - ciclo Diesel e ciclo Otto.

Como explicado no item 2.5, utilizaremos neste estudo, motores que utilizem gás natural como combustível, a grande diferença entre os dois ciclos está no modo de queima.

O ciclo de diesel a combustão é causada pela compressão da mistura ar + combustível. A combustão se dá por meio de difusão, iniciada por autoignição.

Desta forma esse motor aspira ar sem nenhuma restrição (ausência de borboleta) e ajusta a quantidade de combustível para o requerimento de potência. O ciclo de um motor a diesel quatro tempos é dividido em quatro fases, primeiro o ar é admitido pela câmara entrando na câmara. No segundo ciclo, o pistão faz a compressão dessa massa de ar e ao término da compressão, injeta-se combustível sob pressão no interior da câmara. Dada as altas temperatura e pressão no interior da câmara, a mistura sofre a explosão ao final do ciclo. A expansão do gás originário dessa explosão expande-se originando o terceiro ciclo. Finalmente o gás de resíduos da combustão é liberado pelas válvulas, quando então, reinicia-se o processo (adaptado de ÇENGEL & BOLES, 2006).

Já no ciclo Otto, o motor aspira uma pré-mistura de ar e combustível. A chama é do tipo pré-misturada, altamente passível de detonação, e a queima é iniciada por uma vela de ignição.

Utilizando o ar como fluido de trabalho. O funcionamento do motor de quatro tempos pode ser definido por quatro ciclos que serão melhores detalhados a seguir:

- Admissão: O pistão desce aspirando a mistura ar/combustível para o interior do cilindro (válvula de admissão aberta).
- Compressão: A mistura ar/combustível aspirada é comprimida pelo pistão.
- Explosão: A mistura se inflama devido a uma centelha iniciada pela vela de ignição.

Exaustão: Os gases produzidos pela combustão da mistura saem do cilindro empurrado pelo pistão para o coletor de escape (válvula de exaustão aberta).

A Figura 8 ilustra os quatro tempos de um motor operando em ciclo Otto, onde PMS é o ponto morto superior e PMI é o ponto morto inferior.

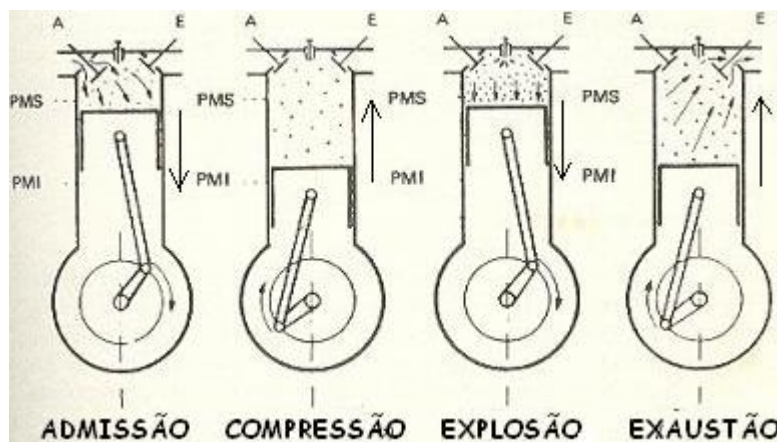


Figura 8: Quatro tempos de um ciclo Otto

Fonte: Apostila de motores de combustão interna, UFRGS.

Em motores Otto pode ser utilizada uma diversidade de combustíveis líquidos e gasosos, como o biogás, o gás natural, o álcool, a gasolina, etc.

#### 2.6.4. Ciclo Combinado

Uma usina que opera em ciclo combinado usa, normalmente, turbinas a gás e a vapor associadas em uma única planta, sistemas de cogeração deste tipo têm dois ciclos interligados que operam em diferentes temperaturas. O ciclo das turbinas a gás de temperatura mais alta rejeita calor, que é recuperado, produzindo o vapor necessário para o acionamento da turbina a vapor que é usado em temperatura mais baixa, ambos os ciclos operam gerando energia elétrica a partir da queima do mesmo combustível, melhorando a eficiência global de conversão.

Considerando a baixa temperatura utilizada na maioria dos processos industriais, a cogeração em ciclos combinados, em geral, não recupera calor dos

gases de exaustão da turbina a gás, mas sim mediante extrações intermediárias da turbina a vapor, bem como no calor rejeitado pela mesma no condensador. O resultado disso são sistemas de cogeração com eficiências totais que podem chegar a valores de 85%. (Oland, 2004).

A Figura 9 descreve uma operação em ciclo combinado utilizando uma turbina a gás e uma turbina a vapor.

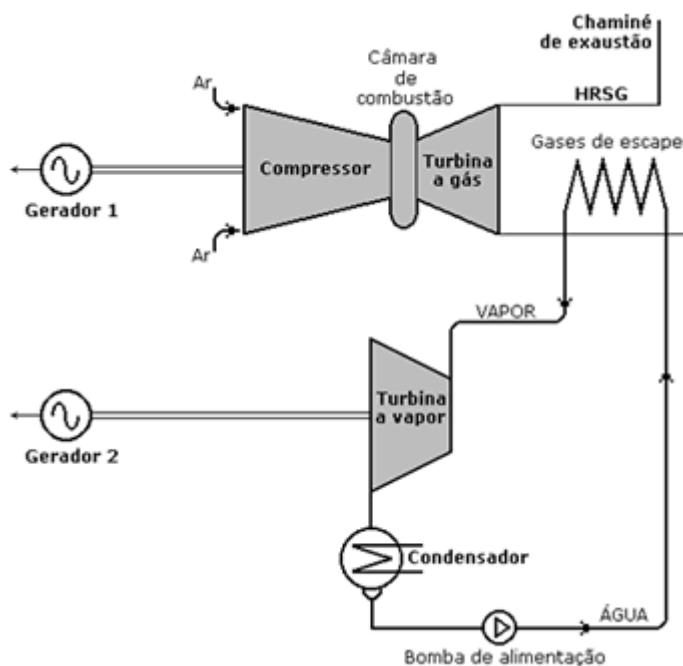


Figura 9: Operação ciclo combinado

Fonte: Pantanal Energia

### 2.6.5. Chiller de Absorção

*Chillers* de absorção são máquinas que usam o calor como fonte primária de energia para a condução de um ciclo de refrigeração por absorção. Eles são classificados como unidades de queima indireta, ou unidades de queima direta (OLAND, 2004).

- *Chiller* de absorção de queima direta: nestes sistemas o calor necessário ao processo é obtido queimando diretamente um combustível, tipicamente gás natural.

- *Chiller* de absorção de queima indireta: nestes sistemas o calor necessário é fornecido na forma de vapor de baixa pressão, água quente ou de um processo de purga quente.

O ciclo de refrigeração por absorção transfere calor da região de baixa temperatura para a região de alta temperatura através de processos de absorção e dessorção do fluido refrigerante na fase vapor por/de uma solução líquida (que é normalmente uma mistura binária composta pelo refrigerante e outra substância, por exemplo, um sal como o brometo de lítio). Durante o processo de absorção há transferência de calor para a região de temperatura intermediária (meio ambiente para um ciclo de refrigeração) e durante o processo de dessorção há fornecimento de calor para o ciclo a partir de uma fonte de calor a alta temperatura, conforme mostrado, além de uma nova transferência de calor para a região de temperatura intermediária (FIORELLI *et al.*, 2004).

O ciclo de absorção é composto por, basicamente, quatro processos, sendo dois deles caracterizados por trocas de calor e os dois outros caracterizados por trocas simultâneas de calor e massa. Estes processos são os seguintes:

- Vaporização do refrigerante no evaporador;
- Absorção do refrigerante pela solução no absorvedor;
- Separação (dessorção) do refrigerante no gerador;
- Condensação do refrigerante no condensador.

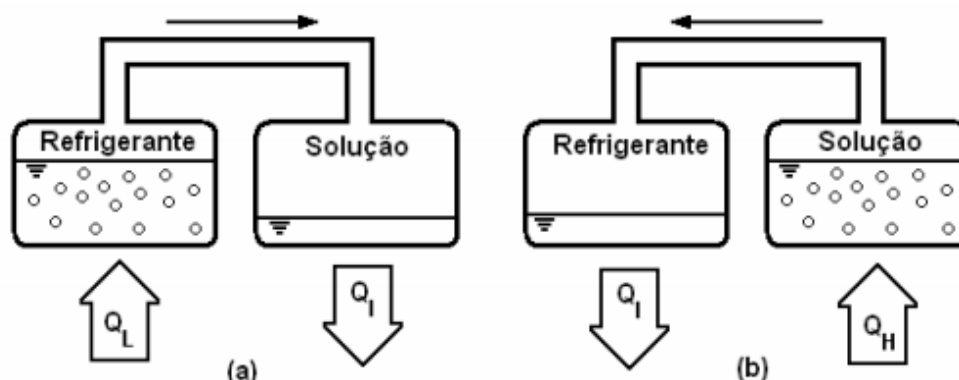


Figura 10: Processos de (a) absorção produzindo o efeito de refrigeração e (b) dessorção de refrigerante necessitando de uma fonte de calor.

Fonte: FIORELLI *et al.*, 2004

Os principais componentes de um *chiller* de absorção e a sua função são os seguintes (CEEETA, 2004).

- Seção do evaporador: zona onde a água será resfriada. O fluido refrigerante (normalmente água) evapora ao absorver calor dos tubos onde circula a água que será resfriada.
- Seção do absorvedor: zona onde o vapor de água evaporada é absorvido pela substância absorvente (normalmente, como dito anteriormente, uma solução de brometo de lítio). O calor libertado no processo de absorção é dissipado através da passagem dos tubos de água do condensador ao atravessarem o absorvedor.
- Seção do gerador: zona onde é fornecido o calor pela fonte quente, de forma a separar novamente o vapor de água da substância absorvente e a reconcentrar a solução.
- Seção do condensador: zona onde o vapor de água produzido no gerador é condensado pela água do condensador que circula nesta secção.

A Figura 11 ilustra os componentes de um *chiller* absorção.

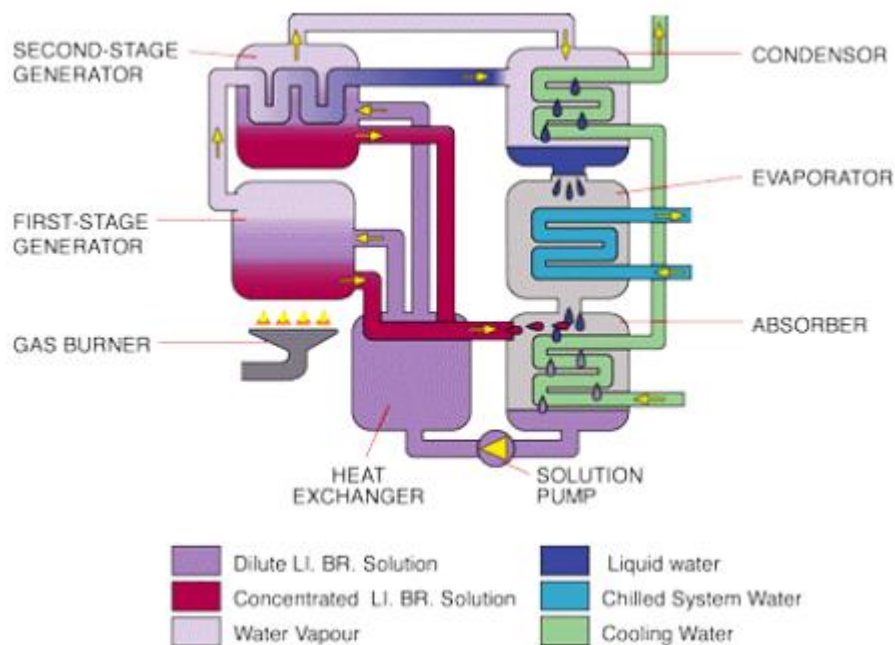


Figura 11: Componentes e funcionamento - *chiller* de absorção de duplo efeito

Fonte: FSCC-online

### **2.6.6. Caldeira de Recuperação**

As caldeiras de recuperação de calor são equipamentos que utilizam o calor dos gases de exaustão a partir de processos de combustão ou fluxo de ar de exaustão quente oriundos de processos industriais para produzir água quente ou vapor saturado. As caldeiras de recuperação de calor são majoritariamente utilizadas em combinação com turbinas a gás e instalações de cogeração. Em processos industriais, sob a influência dos custos crescentes de energia, cada vez mais o calor residual é utilizado pela caldeira de recuperação.

Quando a demanda de vapor local, supere o limite máximo de geração de vapor pela caldeira de recuperação, devem ser acoplados queimadores suplementares às caldeiras. O queimador auxiliar da caldeira de recuperação pode também ser utilizado para gerar vapor independente do motor principal. Estes sistemas podem ser projetados para funcionar de acordo com qualquer combustível líquido ou gasoso, também compreendendo combustíveis de descarga.

## **2.7. Aspectos Econômico-financeiros**

Outro aspecto de extrema importância a ser considerado são as premissas utilizadas para avaliar os resultados econômico-financeiros da solução. Para que o investimento necessário na instalação de um sistema de cogeração seja atrativo economicamente ao investidor, os custos associados ao uso da cogeração, que serão detalhados no item três, devem ser menores do que os custos de atendimento das demandas de maneira convencional (compra pela distribuidora de energia).

Em uma análise mais completa, não basta que apenas estes custos sejam menores, é preciso considerar ainda, os efeitos do dinheiro no tempo e o custo de capital considerado pelo usuário.

Para isso, existem alguns métodos usualmente utilizados e que são aplicados neste estudo afim de que se possa obter uma solução que avalie não só os aspectos legais e técnicos, mas também os resultados econômicos trazidos por cada solução.

### 2.7.1. Fluxo de caixa

O fluxo de caixa refere-se ao fluxo do dinheiro no caixa da empresa, ou seja, ao montante de caixa recebido e gasto por uma empresa durante um período de tempo definido, no caso deste estudo, ligado a um projeto específico.

Para este estudo será considerado como receita bruta, a redução anual de custos proveniente da implantação da cogeração, do valor da receita líquida, será cobrado um valor de 0,6% relativo ao seguro dos equipamentos, tendo-se então a receita líquida para este projeto.

Descontando-se deste valor a depreciação dos equipamentos, que é um benefício fiscal, que reduz de forma virtual o valor pago em imposto de renda (IR) e PIS/COFINS, pois estes incidem sobre o lucro líquido, que será menor quando descontado a depreciação. O valor da depreciação contábil é o valor total de um ativo dividido por certa quantidade de anos determinada pela Receita Federal que varia de acordo com a natureza. No caso de máquinas e equipamentos esse tempo é de 10 anos, então a cada ano um custo referente a 10% do total investido será descontado da receita líquida.

De posse da receita líquida descontada a depreciação, chegamos ao LAJIR (lucro antes de juros e imposto de renda).

Descontamos do LAJIR as amortizações de dívidas e custos financeiros (juros de financiamento), para chegarmos então ao lucro líquido desta operação.

Do lucro líquido devemos descontar o imposto de renda (IR), alíquota de 34 % que incide sobre o lucro (somente quando existir) e PIS e COFINS que juntos somam uma alíquota de aproximadamente 9,25%, que incide após a cobrança do IR. Este modelo sugere que o empreendimento esteja em lucro real. No caso do lucro presumido, as alíquotas de cada tributo incidem sobre as receitas líquidas com base em percentual de presunção variável (1,6% a 32% do faturamento, dependendo da atividade). Este percentual deriva da presunção de uma margem de lucro para cada atividade (daí a expressão Lucro Presumido) e é predeterminado pela legislação tributária. Neste estudo consideraremos um valor de 32% da alíquota de IR (34%).

Existem dois tipos de fluxos de caixa:

- Fluxo de caixa para Firma: É o lucro líquido, somado a depreciação e descontado o valor dos investimentos do projeto.

- Fluxo de caixa para Equity: É o montante financiado descontado os juros e amortização.

O item 3.13 deste estudo irá abordar as análises econômicas financeiras feitas pelo modelo deste estudo.

### **2.7.2. Método do valor presente líquido (VPL)**

O valor presente líquido (VPL) é a fórmula matemático-financeira capaz de determinar o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de juros apropriada, menos o custo do investimento inicial. A taxa de juros considerada neste projeto foi fixada em 8%, o usuário deve avaliar qual o seu custo de capital para avaliar se essa taxa deve ser mantida.

O valor presente líquido para fluxos de caixa uniforme é dado pela seguinte equação:

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC \text{ FIRMA}}{(1+i)^j} \quad [ \text{Eq. 2.4} ]$$

Onde:

FC FIRMA: Representa o somatório dos resultados apresentados no fluxo de caixa

i: Custo de capital considerado para análise, neste estudo usou-se uma taxa de 8% como custo de capital.

### **2.7.3. Taxa interna de retorno (TIR)**

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é uma taxa de desconto hipotética que, quando aplicada a um fluxo de caixa, faz com que os valores das despesas, trazidos ao valor presente, seja igual aos valores dos retornos dos investimentos, também trazidos ao valor presente.

Considerando o caso de uma análise de investimentos, a TIR significa a taxa de retorno de um projeto, ou seja, é taxa que o investidor obtém em média em cada período sobre os capitais que se mantêm investidos no projeto.



A equação 2.4 demonstra como deve ser feito o cálculo para se encontrar a TIR de um investimento.

$$\sum_{j=1}^n \frac{FC \text{ FIRMA}}{(1+TIR)^j} = 0 \quad [\text{Eq. 2.5}]$$

Onde:

FC FIRMA: Representa o somatório dos resultados apresentados no fluxo de caixa

n: Período em anos de operação do projeto, neste caso é considerado o tempo de depreciação dos ativos.

### 3. Utilização da planilha

Com o objetivo de facilitar uma primeira análise de viabilidade técnica-econômica de implantação de um sistema de cogeração a gás natural em um empreendimento, foi criada uma planilha, usando o MS Excel, que contempla os dados de entrada informados pelo usuário e, através de diversos fatores que serão descritos a seguir, calcula a configuração que melhor atende aos requisitos contratados do ponto de vista de um investidor privado, tanto para o setor comercial como para o setor industrial.

A ferramenta desenvolvida neste trabalho compara duas situações, com base em valores de custos evitados e custos operacionais por ano.

- Situação pré cogeração: calculando os gastos anuais com energia elétrica contratada pela distribuidora da região do empreendimento e, quando necessário, gerando vapor em caldeira.
- Situação pós cogeração: calculando os gastos anuais na planta utilizando de uma configuração que usa gás natural como combustível, seus custos com operação e manutenção, tarifas de demanda de *backup* devido à ligação com a rede e custos para aquisição e instalação dos equipamentos principais e auxiliares.

O dimensionamento do sistema é feito com base em quatro possíveis casos:

- Atendimento a cogeração qualificada utilizando dos conceitos de *Minicogeração*.
- Atendimento a demanda elétrica (paridade térmica)
- Atendimento a demanda térmica (paridade térmica)
- Necessidade de vapor gerado em caldeira de recuperação

A partir da definição do tipo de sistema a ser dimensionado, através de um cálculo iterativo, que é descrito no anexo 3, o modelo converge para uma configuração de equipamentos adequados à demanda do usuário, comparando resultados de duas configurações possíveis e analisando qual delas apresenta um melhor aproveitamento do investimento, calculado através do valor presente líquido a uma taxa de 8% ao ano.

Nos itens a seguir, as premissas e cálculos utilizados pelo modelo serão melhores descritos.

### 3.1. Aba Tarifas de gás

Nesta aba, encontram-se as informações das tarifas de gás das seguintes distribuidoras: Comgas (SP), Gasmig (MG), CEG (RJ) e CPFL Paulista (SP). Todas as tarifas são relativas ao segmento de cogeração e são calculadas em cascata (de acordo com consumo em m<sup>3</sup>/mês). A Tabela 3 descreve as tarifas de vigentes da CEG-RJ para o setor de cogeração, estas tarifas já contemplam os tributos:

Tabela 3 – Tarifas CEG

Fonte: índice de tarifas Gás natural Fenosa Brasil

Faixa de Consumo (m <sup>3</sup> / mês)	Tarifa Atualizada R\$/m <sup>3</sup>
Cogeração	
0-200	1,7833
201-5.000	1,7216
5.001-20.000	1,1913
20.001-70.000	1,0815
70.001-120.000	1,0943
120.001-300.000	1,0937
300.001-600.000	1,0930
600.001-1.500.000	1,0927
Acima de 1.500.000	1,0360

A Tabela 4 mostra o valor em reais de cada faixa de consumo.

Tabela 4 – Valores auxiliares para cálculo de custo com gás natural

Fonte: índice de tarifas Gás natural Fenosa Brasil

Limite Superior m <sup>3</sup>	Faixa abordada m <sup>3</sup>	Valor em Real total desta faixa R\$	Soma com faixa anterior R\$
200	200	357	357
5000	4800	8264	8620
20000	15000	17870	26490
70000	50000	54075	80565
120000	50000	54715	135280
300000	180000	196866	332146
600000	300000	327900	660046
1500000	900000	983430	1643476

Para o cálculo de custo total em reais de gás natural, deve-se verificar a faixa de consumo no mês de referência, e realizar o seguinte cálculo:

$$\text{custo GN [R\$]} = Sa + (X - LS) \times Tf \quad [\text{Eq. 3.1}]$$

Onde:

Sa: Soma, em R\$, com a faixa anterior (quarta coluna da tabela 4).

X: Consumo, em m<sup>3</sup>, no mês de referência.

Ls: Limite superior, em m<sup>3</sup>, da faixa diretamente abaixo do consumo X.

Tf: Tarifa, em R\$/m<sup>3</sup>, referente à faixa de consumo X.

### 3.2. Aba Tarifas de eletricidade

Nesta aba, encontram-se as informações das tarifas de eletricidade das seguintes distribuidoras: AES Eletropaulo, Cemig, Light e CPFL Paulista. As tarifas variam por subgrupo tarifário.

Segundo o documento de procedimentos gerais de estrutura tarifária das concessionárias de distribuição da ANEEL, 2014.

As tarifas são divididas em:

I. Posto Tarifário Ponta: período composto por três horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão, exceto para finais de semana e feriados definidos na Resolução Normativa nº 414/2010;

II. Posto Tarifário Intermediário: período de duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao posto ponta, aplicado para o Grupo B;

III. Posto Tarifário Fora de ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e intermediário.

As modalidades tarifárias são:

I. Modalidade tarifária horária Azul: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia;

II. Modalidade tarifária horária Verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência;

III. Modalidade tarifária Convencional Binômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;

IV. Modalidade tarifária horária Branca: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto os subgrupos B1 subclasse Baixa Renda e B4, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia;

V. Modalidade tarifária Convencional Monômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia;

VI. Modalidade tarifária Geração: aplicada às centrais geradoras conectadas aos sistemas de distribuição, caracterizada por tarifas de demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;

VII. Modalidade tarifária Distribuição: aplicada às concessionárias ou permissionárias de distribuição conectadas aos sistemas de outra distribuidora, caracterizada por tarifas diferenciadas de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia, e de consumo de energia elétrica;

Aplicam-se ao mercado livre as modalidades tarifárias horária, Azuis e Verdes.

A Tabela 5 apresenta os subgrupos tarifários e as modalidades tarifárias, com as respectivas grandezas de faturamento, na forma de TUSD e de TE.

Tabela 5 – subgrupos tarifários e modalidades tarifárias

Fonte: ANEEL, Procedimentos gerais - estrutura tarifária das concessionárias de distribuição de energia.

Grupo	SUBGRUPOS	MODALIDADES	TUSD			TUSD	TE			
			Ponta	Intermediária	Fora Ponta		Ponta	Fora Ponta		
A	A1 (≥ 230 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		
	A2 (88 a 138 kV)	Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		
		Geração		R\$/kW						
	A3 (69 kV)	Distribuidora	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh			
		Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		
	A3a (30kV a 44kV)	Geração		R\$/kW						
		Distribuidora	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh			
	A4 (2,3 a 25 kV)	Verde	R\$/MWh		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		
		Convencional		R\$/kW			R\$/MWh	R\$/MWh		
		Azul	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		
		Geração		R\$/kW						
	AS (≤ 2,3kV)	Distribuidora	R\$/kW		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh			
		Verde	R\$/MWh		R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		
	B	B1 (≤ 2,3kV)	Convencional		R\$/MWh				R\$/MWh	
			Branca	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	
		B2 (≤ 2,3kV)	Convencional		R\$/MWh				R\$/MWh	
			Branca	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
		B3 (≤ 2,3kV)	Convencional		R\$/MWh				R\$/MWh	
Branca			R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh		R\$/MWh	R\$/MWh	
B4 (≤ 2,3kV)		Convencional		R\$/MWh					R\$/MWh	
	Geração (≤ 2,3kV)		R\$/kW							

Incidem ainda sobre as tarifas, os impostos de PIS/COFINS e ICMS, que são calculados da seguinte forma:

$$\text{Tarifas com impostos} = \frac{\text{Tarifa}}{(1 - \text{ICMS} - \text{PIS/COFINS})} \quad [\text{Eq. 3.2}]$$

A alíquota de ICMS varia de estado para estado, no Rio de Janeiro ela é de 29%, enquanto para Minas Gerais e São Paulo ela é de 18%. Para PIS/COFINS, foi considerando uma alíquota de 5,5%.

### 3.3. Banco de dados geradores

Nesta aba, encontram-se o banco de dados de motores e turbinas disponíveis neste modelo, a descrição técnica de cada equipamento foi retirada do catálogo do fabricante e as informações relativas ao preço foram, em alguns casos,

cotadas e em outros estimados conforme uma relação de potência entre os equipamentos. A Tabela 6 descreve parte das informações disponibilizadas no banco de dados, os valores cotados e estimados são descritos com cores diferentes.

Tabela 6 – Exemplo Banco de dados geradores

Modelo	Fabricante	Potência máxima (kW)	Consumo de combustível (Nm <sup>3</sup> /hr)	Preço (R\$)
GE Jenbacher J 416 GS-B85	GE Jenbacher	1.137	252	2.216.500,00
CAT - CG132-8	CAT	400	98	849.489,65

Os valores em verde foram valores cotados no mercado em U\$ dólar, para se chegar ao valor em reais, foram considerados os custos para internalização destes equipamentos já adicionados os impostos de importação e venda, estimados em 30% do valor do equipamento (valor típico para motores), sendo que este valor pode ser alterado pelo usuário.

A taxa de câmbio pode ser alterada pelo usuário na aba de painel de simulações que será descrita no item 3.7.

As células que estiverem na cor marrom, tiveram seus valores estimados a partir da seguinte relação:

$$\text{Valor estimado} = \text{Preço de referência} \times \left(\frac{\text{Pot}_1}{\text{Pot}_2}\right)^{0,7} \quad [\text{Eq. 3.3}]$$

Onde:

Pot<sub>1</sub> = Potência motor a ser estimado

Pot<sub>2</sub> = Potência motor de referência

Foram disponibilizados dados de motores a gás natural, com potências entre 295 e 9340 kW, de seis fabricantes que tem operações em todo território nacional, são elas: Catterpillar, Cummins, GE Jenbacher, Guascor, MAN e Wärtsillä.

Em relação a turbinas a gás, o banco de dados disponibiliza equipamentos de 30 a 21.500 kW, de cinco fabricantes diferentes, são elas: Capstone, Mitsubishi, Rolls Royce, Siemens e Solar, todos os fabricantes têm operações no Brasil. Caso o usuário necessite de outro equipamento, é possível adicionar novas informações a

partir das linhas subsequentes do último registro do banco de dados, vale ressaltar que deve ser mantida a mesma sequência de informações pré-estabelecidas.

O banco de dados gera uma lista de equipamentos que poderão ser escolhidos pelo usuário na aba de dados de entrada (será descrita no item 3.5). Este modelo prevê uma solução que pode contemplar até dois geradores operando em paralelo.

Os motores a gás natural em geral são indicados para configurações menores, pois em potências abaixo de 5 MW as turbinas apresentam eficiência elétrica baixa, na ordem de 30 %. A quantidade de calor útil disponíveis nos gases de escape da turbina representa cerca de 67% da energia inicial total, sendo 78% deste calor útil efetivamente aproveitado (referência potencial de cogeração a gás natural). Para o cálculo exato deste valor em kW, foi usada a relação:

$$Q [KW] = \dot{m} \times C_p \times (T_s - T_c) \quad [Eq. 3.4]$$

Onde:

$\dot{m}$ : vazão mássica em kg/s

$C_p$ : Calor específico do ar a pressão constante

$T_s$ : Temperatura de saída do gerador

$T_c$ : Temperatura de saída na chaminé

A Figura 12 mostra um esquema que exemplifica o cálculo acima.

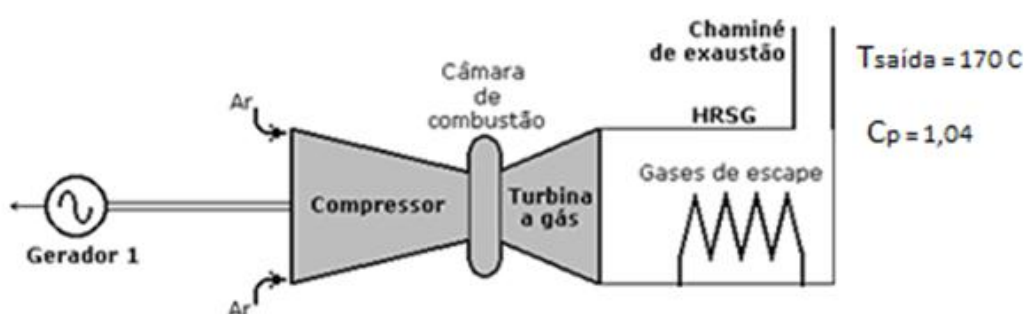


Figura 12: Ilustração troca de calor turbina a gás

Fonte: Pantanal energia

Para avaliar a energia produzida por equipamento, são feitas os seguintes cálculos:



$$Ep = Pot \times 0,95 \times h \times FCM \quad [ \text{Eq. 3.5} ]$$

Onde:

Ep: Energia produzida pelo gerador em MWh por mês

Pot: Potência nominal do gerador em MW

h: Número horas de operação no mês

FCM: Fator de capacidade médio do gerador.

Consideramos um consumo de 5% dos auxiliares do gerador (bombas, compressores etc) e um FCM de 95%, considerando que o gerador estará indisponível para manutenção, seja ela forçada ou programada.

Os *Chillers* custos relativos à manutenção destes equipamentos serão descritos no item 3.9 O&M

### 3.4. Banco de dados *Chiller* de Absorção

Nesta aba, o usuário encontrará informações relativas à de absorção, os dados técnicos foram retirados do catálogo da fabricante Thermax, sendo *Chiller* de absorção de duplo efeito (aproveitamento dos gases e água de arrefecimento das jaquetas dos motores).

Foram disponibilizados equipamentos com potência entre 49 e 2042 TR. Para configurações com demandas superiores, foram considerados a aquisição de mais de um equipamento, compondo assim a demanda de cada configuração solicitada. A Tabela 7 descreve parte das informações descritas no banco de dados dos *Chillers*.

Tabela 7 – Exemplo banco de dados *Chiller* de absorção

Fabricante	Capacidade (TR)	Capacidade (kW)	Vazão de água gelada (m <sup>3</sup> /h)	Temperatura de entrada (°C)
Thermax	49	172	29,6	12
Thermax	75	264	45,2	12
Thermax	104	366	62,7	12

Os valores dos *Chiller* de absorção foram estimados de acordo com uma relação repassada por funcionários da Thermax, de 1200 U\$/TR. Da mesma

maneira do que na aba dos geradores, o usuário pode acrescentar um novo equipamento desde que mantenha a ordem das informações conforme solicitado.

### 3.5. Dados de entrada

Nesta aba o usuário deverá entrar com os parâmetros do empreendimento a ser analisado, então a partir de um cálculo iterativo, com auxílio de células auxiliares, é gerada uma configuração que melhor atende aos requisitos informados, levando em conta o retorno do investimento.

Nos tópicos a seguir será detalhado o método de análise usado neste modelo.

#### 3.5.1. Informações de demanda elétrica

As primeiras informações solicitadas na planilha nesta aba principal, são as informações relativas à carga elétrica, deve-se descontar o consumo devido aos *chillers* elétricos, este consumo será avaliada no item 3.5.2, são elas:

- Distribuidora contratada
- Subgrupo Tarifário, conforme descrito na tabela 1 do item 3.2.
- Demanda contratada da concessionária na Ponta e Fora de Ponta
- Horas de operação da carga elétrica
- Fator de carga do consumo de energia elétrica
- Dias de operação da carga elétrica por mês

A Tabela 8 descreve um exemplo destas informações

Tabela 8 – Descrição demandas elétricas

<b>Demandas elétricas</b>	
Distribuidora contratada	<b>Light</b>
Subgrupo tarifário	<b>HSA A4</b>
Demanda elétrica FP (kW)	244
Demanda elétrica P (kW)	244
Horas Utilização EE	14
Fator Carga EE	75%
Nº dias operação / mês	24

### 3.5.2. Informações relativas à demanda térmica

Para estimativa da demanda térmica devido à utilização de *chillers* elétricos, precisamos das seguintes informações:

- Demanda de frio em TR
- COP do Chiller elétrico
- Horas de operação do ar condicionado
- Fator de carga do ar condicionado
- Dias de operação do ar condicionado

Com essas informações chegamos no consumo em MWh, relativa ao uso dos chiller elétricos, pela seguinte equação, onde 3,517 é a constante para converter toneladas de refrigeração (TR) em *kilowatt* (kW):

$$\text{Consumo} = DT \times FCt \times h \times d \frac{3,517}{COP} \quad \text{Eq. 3.6}$$

Onde:

DT: Demanda térmica em TR

FCt: Fator de carga térmico

h: Horas de operação por dia

d: Dias de operação no mês

COP: Coeficiente de desempenho do *chiller* elétrico

A Tabela 9 descreve um exemplo destas informações:

Tabela 9 – Descrição demandas térmicas – Ar condicionado

<b>Demanda Térmica (Refrigeração)</b>	
Carga térmica total TR	228
COP Chiller Elétrico	3
Horas Utilização AC	14
Fator Carga AC	75%
Nº dias operação / mês	24

### 3.5.3. Demanda de Vapor

No caso de empreendimentos que necessitem de uma demanda térmica de vapor para aplicação industrial, a configuração utilizada, avalia as demanda de frio devido ao uso do ar condicionado e também utiliza uma cadeia de recuperação para gerar vapor para o processo industrial. O atendimento a esta demanda dependerá da quantidade de calor útil disponível nos gases de exaustão do gerador, que podem ou não ser suficientes para suprir tal demanda. Na hipótese em que haja a necessidade desta complementação térmica, faz-se necessário adicionar-se queima suplementar com gás natural. A Figura 13 descreve um sistema com demandas de vapor:

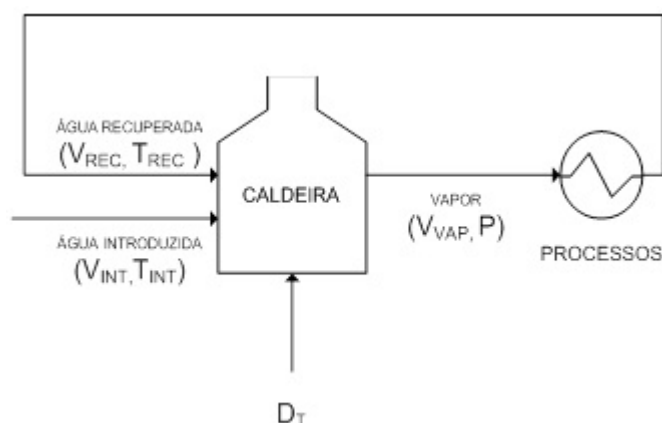


Figura 13: Descrição sistema com caldeira de recuperação

Neste tipo de empreendimento, o usuário deverá informar os seguintes dados:

- Vazão de Vapor [kg/h]
- Pressão da caldeira [bar]
- Temp. Água Recup (°C)
- Temp. Água Nova (°C)
- Preço vapor R\$/ton

A Tabela 10 descreve um exemplo de configurações de entrada

Tabela 10 – Dados de entrada vapor

Demanda de vapor	
Entre com a vazão de Vapor [kg/h]	20.400
Entre com a pressão da caldeira [bar]	10
Temp. Água Recup (°C)	70
Temp. Água Nova (°C)	25
Preço vapor R\$/ton	30

Para definição da demanda de vapor em kW, e a partir dos estados termodinâmicos baseado nos valores das propriedades da água e do vapor contidas nas tabelas da *International Association for Properties of Water and Steam Industrial Formulation* (IAPWS IF-97), e nas informações inseridas pelo usuário, é feito um cálculo por conservação de energia e massa, onde a temperatura da mistura será apenas uma média ponderada pelas porcentagens de água.

Considerando que a transformação dessa água em vapor se passa numa caldeira em regime permanente, podemos considerar que a pressão é constante.

A partir dos valores de temperatura e pressão, é calculado então, o valor de entalpia da água para este estado.

Para o cálculo da entalpia do vapor na saída da caldeira consideramos que o vapor produzido se encontra no estado saturado, obtendo assim valor da entalpia do vapor saturado à pressão fornecida.

A demanda térmica na caldeira em KW é então calculada de acordo com a equação:

$$Demanda = m_{\text{agua}} [Kg\ s] \times h_s - h_e [KJ/Kg] \quad [Eq. 3.6]$$

A Tabela 11 ilustra um exemplo do cálculo realizado na planilha, onde os valores em azul são retirados da aba dados de entrada.

Tabela 11 – Cálculo demanda de vapor

<b>ANÁLISE DA CALDEIRA</b>	
<b>Entrada de Água</b>	
%Água Recuperada	5%
Vazão Recup (Kg/h)	1.020,00
Vazão Nova (Kg/h)	19.380,00
Temp. Água Recup (°C)	70,00
Temp. Água Nova (°C)	25,00
Temp. Água Mistura (°C)	27,25
<b>Rendimento da Caldeira</b>	
ηcald (%)	85%
<b>Resultados Caldeira</b>	
h(vapor) kJ/kg	2.777,120
T(vapor) (°C)	179,89
TempÁgua (°C)	27,25
h(água) kJ/kg	115,16
<b>Demanda Térmica Vapor (kW)</b>	<b>15.084,42</b>

### 3.5.4. Escolha da configuração

#### Caso 1 *Minicogeração*

A partir das informações inseridas pelo usuário, o modelo avalia a possibilidade de enquadramento da cogeração por *minicogeração*, com venda do excedente de energia a título de empréstimo gratuito, conforme descrito no Anexo 1.

Caso o empreendimento se enquadre nestes requisitos, a cogeração a ser implementada terá um limite de potência do gerador limitado a 1 MW, conforme requisito da resolução 482 da ANEEL (Anexo 1).

O excedente de energia, tanto devido a potência do gerador pode ser maior que a demanda local, como devido ao fato que o gerador poderá operar por 24 horas por dia, será cedido como empréstimo gratuito a outros empreendimentos (de mesmo CNPJ) como descreve a resolução 482. O valor da tarifa que será valorada dependerá do enquadramento do local onde a energia será compensada, devendo se respeitar os postos tarifários, quando for o caso, assim como descrito na resolução 482.

A Tabela 12 descreve um exemplo com possibilidade de minicogeração.

Tabela 12 – Exemplo minicogeração

<b>Resultados da solução de cogeração</b>	
Carga elétrica total antes da cogeração kW	566,04
Possibilidade Minicogeração	Sim
Tipo de projeto	<i>Minicogeração</i>
<b>Tentativa escolha gerador</b>	
Escolha Modelo	<b>CAT - 600 kW</b>
Chiller Utilizado	Thermax - 200 TR
Carga elétrica total depois da cogeração kW	361,40
<b>Cálculo para Minicogeração</b>	
Gerador sugerido	Aumentar capacidade do equipamento

Neste caso, existe a possibilidade de utilização do Minicogeração, o modelo irá avaliar então, qual o maior gerador possível a ser instalado, que atenda todos os requisitos da ANEEL para maximizar o retorno do Investimento. O motor escolhido (CAT 600 kW) é inferior ao máximo permitido, dessa maneira, uma mensagem aparece na tela informando ao usuário para que ele aumente a capacidade do motor. O usuário deverá aumentar a capacidade do equipamento até que uma

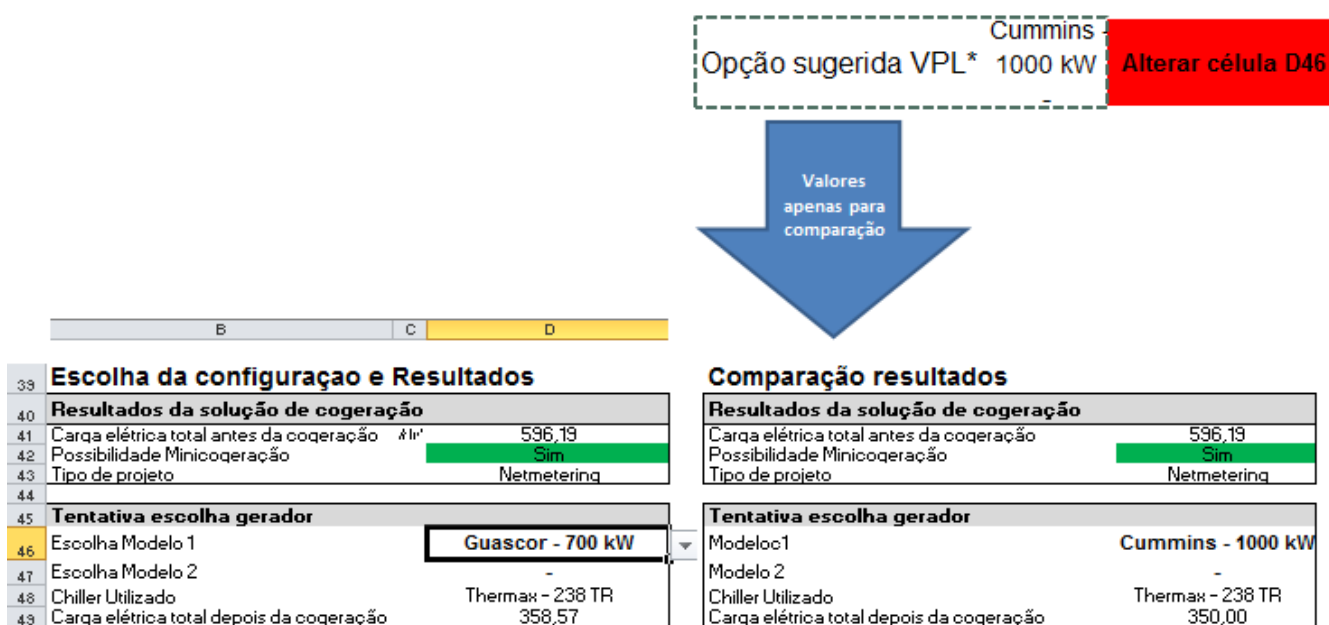
mensagem dizendo para que ele reduza tal capacidade apareça desta maneira conseguimos definir um intervalo próximo à configuração ideal para este sistema.

A comparação de resultados deverá ser feita nas colunas ao lado direito, assim o usuário consegue comparar duas configurações de geradores (da faixa de potência previamente estabelecida). A partir das análises dos resultados da configuração pós cogeração, que serão descritos nos próximos itens, uma mensagem será exibida informado qual das duas configurações apresenta melhor retorno.

A configuração otimizada deverá ser inserida na célula D46 da coluna da esquerda, caso contrário, uma mensagem de erro será exibida.

A Figura 14 descreve uma situação de comparação entre duas configurações.

Figura 14: Comparação de resultados



Caso a configuração não se enquadre nos requisitos do Minicogeração, uma mensagem alertando para este fato é exibida conforme descrito na Tabela 13, em um exemplo em que a demanda de energia elétrica somado com a demanda de energia térmica de refrigeração é de 2703 KW.

Tabela 13 – Exemplo Minicogeração

Resultados da solução de cogeração	
Carga elétrica total antes da cogeração kW	2703,40
Possibilidade Minicogeração	Não
Tipo de projeto	<b>Minicogeração</b>



**MUDAR TIPO DE PROJETO**

Neste caso o usuário deverá mudar o tipo de projeto, escolhendo uma configuração por paridade elétrica ou térmica, conforme descrito a seguir.

## Caso 2 Paridade elétrica

No caso da escolha por paridade elétrica, o modelo avalia a demanda elétrica pós cogeração (levando em conta a quantidade de energia recuperada devida ao *chiller* de absorção) e dá uma primeira estimativa de qual deverá ser a potência do gerador, segundo a seguinte relação:

$$Estimativa_n = D_{cog} \times FC \quad [Eq. 3.7]$$

Onde:

Estimativa<sub>n</sub> = Potência gerador estimado na em kW

D<sub>cog</sub>: Demanda pós cogeração utilizando gerador da tentativa n

FC: Fator de carga elétrica do empreendimento

Dessa forma caso o gerador tenha capacidade maior que a demanda pós cogeração, a estimativa n+1 irá sugerir um valor menor do que a potência nominal do gerador selecionado. De maneira análoga, caso tenhamos a situação contrária à estimativa n+1 iria sugerir um gerador com potência nominal menor. Dessa maneira o usuário consegue definir uma faixa de geradores que deverão ser comparados.

Depois de feito este calculo iterativo, o usuário deve seguir as orientações de comparação de resultados, da mesma maneira como descrito na figura 4, selecionado na célula D46 a configuração que maximiza o retorno do investimento.

É importante notar que nos casos em que a capacidade do gerador supere a demanda elétrica, o gerador trabalhará então abafado, reduzindo o consumo de gás natural, está premissa se deve ao fato de que o empreendimento, por não se



enquadrar nos requisitos do minicogeração, não tem permissão para “vender” o excedente de energia.

As Tabela 14 e Tabela 15 descrevem um exemplo desta situação.

Tabela 14 – Comparação de resultados – paridade elétrica situação 1

<b>Resultados da solução de cogeração</b>	
Carga elétrica total antes da cogeração kW	2222,04
Possibilidade Minicogeração	<b>Não</b>
Tipo de projeto	Paridade elétrica
<b>Tentativa escolha gerador</b>	
Escolha Modelo 1	<b>CAT - 1560 kW</b>
Chiller Utilizado	Thermax - 395 TR
Carga elétrica total depois da cogeração kW	1800,00
<b>Cálculo para Paridade elétrica ou térmica</b>	
Gerador estimado cálculo iterativo	~1.350 kW
Paridade suprida (Demanda pós cog < geração)	Sim
<b>Informações financeiras selecionadas</b>	
TIR do projeto	8%

Tabela 15 – Comparação de resultados – paridade elétrica situação 2

<b>Resultados da solução de cogeração</b>	
Carga elétrica total antes da cogeração kW	2222,04
Possibilidade Minicogeração	<b>Não</b>
Tipo de projeto	Paridade elétrica
<b>Tentativa escolha gerador</b>	
Escolha Modelo 2	<b>CAT - 1200 kW</b>
Chiller Utilizado	Thermax - 296 TR
Carga elétrica total depois da cogeração kW	1893,43
<b>Cálculo para Paridade elétrica ou térmica</b>	
Gerador estimado	~1.350 kW
Paridade suprida (Demanda pós cog < geração)	Não
<b>Informações financeiras selecionadas</b>	
TIR do projeto	6%

Desta maneira, a situação 1, que obteve o melhor retorno do investimento, deverá ser escolhida pelo usuário.

### **Caso 3 paridade térmica**

No caso da paridade térmica, assim como no caso da paridade elétrica, o modelo irá avaliar qual a demanda térmica do empreendimento, avaliando, no entanto, qual a capacidade que o *chiller* de absorção deve ter.

O limite do gerador escolhido fica determinado pelo valor máximo de energia recupera através do *Chiller* de absorção, desde que o gerador não opere abafado.

O cálculo neste caso é feito a partir da quantidade de energia térmica disponível na exaustão do gerador (conforme descrito no item 3.3), comparando este valor com a demanda térmica informada pelo usuário, assim o usuário deverá aumentar a capacidade do gerador até que a soma da capacidade instalada de *Chillers* de absorção fique próxima da demanda térmica informada.

As tabelas 16 e 17 descrevem uma comparação de resultados, do mesmo modo que as Tabela 14 e Tabela 15, porém considerando as demandas térmicas como prioridade.

Tabela 16 – Comparação de resultados – paridade térmica situação 1

<b>Resultados da solução de cogeração</b>	
Carga elétrica total antes da cogeração	2222,04
Possibilidade Minicogeração	<b>Não</b>
Tipo de projeto	paridade térmica
<b>Tentativa escolha gerador</b>	
Escolha Modelo	<b>CAT - 1560 kW</b>
<i>Chiller</i> Utilizado	Thermax - 395 TR
Carga elétrica total depois da cogeração	1800,00
<b>Cálculo para Paridade elétrica ou térmica</b>	
Gerador estimado	Diminuir capacidade do gerador
Capacidade em <i>chiller</i> de absorção deverá ser ~	360
Paridade suprida (Demanda pós cog < geração)	Sim
Operação Abafada (levando em conta FC)	<b>Sim</b>

Tabela 17 – Comparação de resultados – paridade térmica situação 2

<b>Resultados da solução de cogeração</b>	
Carga elétrica total antes da cogeração	2222,04
Possibilidade Minicogeração	<b>Não</b>
Tipo de projeto	Paridade térmica
<b>Tentativa escolha gerador</b>	
Modelo	<b>CAT - 1200 kW</b>
<i>Chiller</i> Utilizado	Thermax - 296 TR
Carga elétrica total depois da cogeração	1893,43
<b>Cálculo para Paridade elétrica ou térmica</b>	
Gerador estimado	Aumentar capacidade do gerador
Capacidade em <i>chiller</i> de absorção deverá ser ~	360
Paridade suprida (Demanda pós cog < geração)	Não
Operação Abafada (levando em conta FC)	Não

Da mesma forma que no item anterior, o modelo indica ao usuário qual a melhor configuração a ser adotada.

### 3.5.5. Resultados

Após o usuário inserir os dados de entrada, analisar o tipo de situação a ser modelada (Minicogeração, paridade elétrica ou paridade térmica) e chegar a uma configuração ideal, os principais resultado da configuração escolhida são informados na tela. Estes resultados foram calculados em abas que serão posteriormente detalhadas.

A Tabela 18 descreve os valores que são informados ao usuário nesta aba.

Tabela 18 – Principais resultados

<b>Investimentos</b>	
<i>Capex</i>	3.970.996
Financiamento	3.176.797
<i>Equity</i>	794.199
<b>Receitas</b>	
	336.606
Custo sem cogeração	153.841
Receita energia compensada	182.765
Receita Vapor	0
<b>Custos pós cogeração</b>	
	-263.937
Consumo de GN	-182.781
Manutenção	-60.112
Backup	-21.043
ICMS	0
compra energia	0
<b>Informações financeiras selecionadas</b>	
Receita Anual do projeto	872
TIR do projeto	31%
VPL do projeto @ 8%	2801

### 3.6. Casos simulados

Nesta aba o usuário encontra informações de alguns tipos de configurações já analisadas, estas referências foram retiradas de outros estudos de caso de projetos anteriores.

Caso o usuário queira analisar algum destes casos de referência, ele deverá inserir na aba de dados de entrada, as informações referentes a cada empreendimento, analisando assim os resultados desta configuração.

O item 4 deste estudo irá relatar os resultados de algumas dessas referências, o objetivo destas comparações, foi validar os cálculos feitos pelo modelo, fazendo uma análise crítica dos resultados apresentados, considerando casos com especificações diferentes.

A Tabela 19 descreve um exemplo de configuração de um supermercado típico.

Tabela 19 – Dados de entrada – jornal o globo

<b>Dados de entrada</b>		
Carga térmica	[TR]	1500
COP <i>Chiller</i> Elétrico		3
Horas Utilização Térmica	h/d	24
Fator Carga Térmico	%	60%
<b>Informações demandas elétricas (não térmica)</b>		
Distribuidora contratada		<b>Light</b>
Subgrupo tarifário		<b>A3</b>
Demanda elétrica EE	[kW]	5600
Horas Utilização EE	h/d	24
Fator Carga EE	%	60%
Nº dias operação / mês	d/m	30

### 3.7. Painel de simulações

Nesta aba o usuário consegue alterar valores que são comuns em diversos casos, dessa maneira ele poderá simular um aumento na tarifa de gás natural ou variação cambial, entre outros parâmetros principais, analisando rapidamente o resultado obtido por estas análises de sensibilidade.

Os parâmetros que podem ser atualizados são descritos na Tabela 20.

Tabela 20 – Painel de simulações

<b>Parâmetros</b>	
Localização dos Projetos	<b>RJ</b>
Poder Calorífico Inferior do GN (kJ/m <sup>3</sup> )	<b>35.600</b>
Variação da Energia Elétrica - %	<b>0,0%</b>
Variação do Gás Natural - %	<b>0,0%</b>
Fator de Ajuste no <i>Capex</i> - %	<b>5,0%</b>
EURO - R\$	<b>3,10</b>
DÓLAR -R\$	<b>2,30</b>
Tempo de depreciação dos ativos - anos	<b>10</b>
Tarifa O&M (turbinas) - R\$/MWh	<b>50</b>

Todos os itens apresentados nesta aba impactam no resultado apresentado, e são considerados parâmetros que podem ter alteração significativa com o decorrer do tempo, dessa maneira o usuário poderá alterar qualquer um desses valores sem a necessidade de alterar cada célula que contenha fórmulas relativas a cada item.

### 3.8. Informações do Projeto

Nesta aba, as principais informações da configuração escolhida são informadas para o usuário, esta aba detalha tanto parte técnica como econômica, assim o usuário tem acesso aos principais resultados da configuração escolhida, tanto para a situação sem implantação da cogeração como para a situação pós cogeração.

Os resultados apresentados são divididos em sete categorias:

- Parametros técnicos da carga: apresenta os dados de entrada informados pelo usuário
- Avaliação da instalação da cogeração: apresenta a demanda elétrica pós cogeração, descontado a potência em kW recuperada pelo uso do chiller de absorção.
- Avaliação econômica da solução: apresenta os resultados dos principais indicadores de custos evitados e custos operacionais, com as respectivas tarifas relacionadas a cada item quando pertinente.
- Equipamentos principais: Apresentam quais foram os equipamentos principais selecionados, os equipamentos auxiliares, como bombas e compressores, foram estimados a partir da escolha dos equipamentos principais, e o custo relativo será detalhado no item 3.9.
- Investimentos: apresenta os investimentos em Capex, dos equipamentos, construção e montagem, equipamentos elétricos e instrumentação, caldeira de recuperação e outros custos de engenharia e obras civis. Além disso, descreve o valor que será financiado via linha de crédito, e o valor que será arcado pelo investidor.
- Descrição do Custo Operacional Efetivo (COE): Apresenta a quebra dos custos operacionais por ano total e também os custos por kW instalado e MWh gerados por ano. Neste item é apresentado ao usuário um gráfico com a quebra dos custos operacionais em porcentagem como mostra a Figura 15.

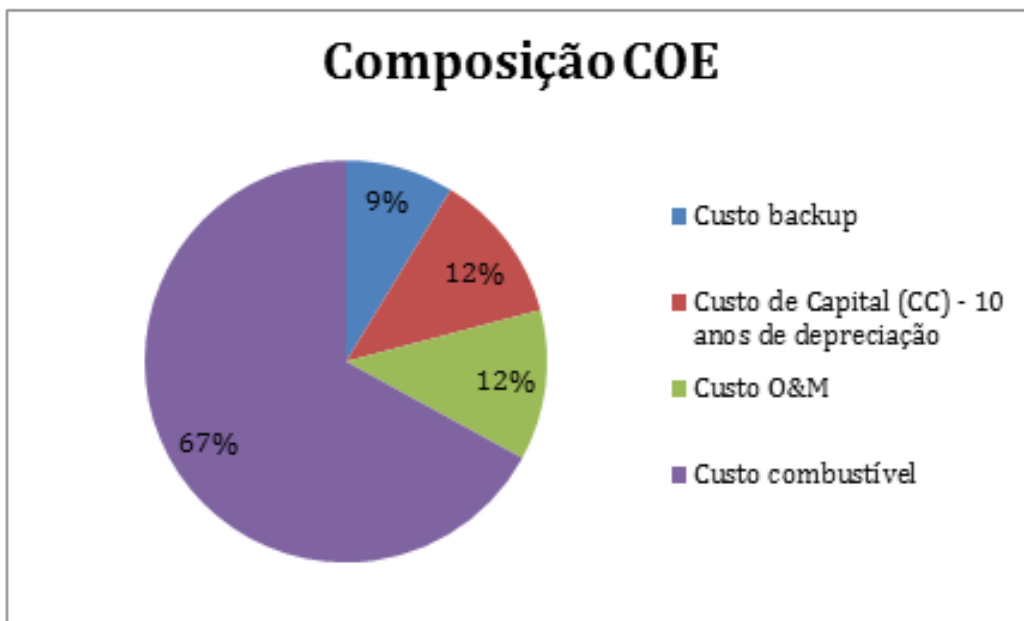


Figura 15: Composição dos custos operacionais efetivos

- Informações financeiras selecionadas: apresenta os principais resultados econômico-financeiros da configuração, como TIR e VPL.

### 3.9. B1. Detalhamento

Nesta aba são feitos os cálculos detalhados de custos evitados e incorridos do projeto para chegarmos a um valor mensal de redução/aumento dos custos com energia elétrica.

Os cálculos nesta aba foram separados por blocos para facilitar o entendimento do usuário.

#### 3.9.1. Parâmetros de entrada

Informados pelo usuário na aba dados de entrada, estes valores são novamente explicitados apenas para facilitar o entendimento dos cálculos realizados nesta aba.

### 3.9.2. Parâmetros do gerador

Detalhamento das especificações técnicas retiradas dos manuais do gerador escolhido, a Tabela 21 detalha os parâmetros que serão utilizados para cálculo de energia térmica disponível nos gases de exaustão, consumo de gás natural e energia gerada pelo equipamento.

Tabela 21 – Parâmetros do gerador

Parâmetros do sistema de cogeração		
Gerador	CAT - 2000 kW	Unidades
Consumo específico de gás natural	0,2314	Nm3/kWh
Consumo total de gás natural	4577	kW
	462,81	Nm3/h
Potência elétrica bruta do gerador	2000	kW
Potência térmica - gases de exaustão	793	kW
	225	TR
Potência térmica - água quente	839	kW
	239	TR
Potência térmica útil	1631	kW
	464	TR
Capex estimado	2.620.819	BRL
% Consumo interno	5,0%	%
Potência elétrica líquida do gerador	1900	kW

Neste modelo, o usuário poderá selecionar até dois equipamentos em paralelo, e neste caso uma tabela idêntica será preenchida com os dados do segundo gerador.

A partir dos valores de potência térmica útil em toneladas de refrigeração (no caso de dois geradores, seria a soma das potências térmicas úteis), o modelo avalia qual deverá ser o menor *chiller* de absorção dentre os disponíveis no banco de dados, que tem capacidade para atender a este valor.

O *chiller* com maior capacidade disponível o bando de dados é de 2042 TR, caso a demanda necessária necessite de um equipamento de maior capacidade, outros equipamentos serão selecionados de maneira que a soma das capacidades seja suficiente para suprir a quantidade de calor disponível liberada pelo gerador.

Como este estudo é aplicável a plantas de médio porte, o modelo utilizará no máximo 3 equipamentos de 2042 TR.



### 3.9.3. Parâmetros *chiller* de absorção

Detalhamento das especificações técnicas retiradas do manual fabricante do *chiller* de absorção, a Tabela 22 detalha os parâmetros que serão utilizados para cálculo de energia térmica recuperada.

Tabela 22 – Parâmetros do *Chiller* de absorção

<b>Chiller de absorção</b>	<b>Thermax - 395 TR</b>	
Fabricante	Thermax - 395 TR	
Geração de frio nominal	395	TR
Geração de frio nominal	1389	kWt
COP - gases de exaustão	1,31	
Geração de frio - gases de exaustão	785	kW
	223	TR
COP - água quente	0,79	
Geração de frio - água quente	601	kW
	171	TR
Geração de frio efetiva	1386	kW
	394	TR

Da mesma maneira que é feito com o gerador, no caso de associação de mais equipamentos, uma tabela idêntica será preenchida com as informações dos equipamentos escolhidos.

### 3.9.4. Capex

O custo de aquisição e instalação dos equipamentos é separado conforme indica a Tabela 23.

Tabela 23 – Estimativa de *Capex*

<b>Capex</b>		
Gerador	R\$	2.620.819,39
Chiller de absorção	R\$	908.500,00
Engenharia e Montagens	R\$	1.411.727,75
Equipamentos elétricos e instrumentação	R\$	1.058.795,82
Caldeira recuperação	R\$	-
<b>TOTAL</b>	<b>R\$</b>	<b>5.999.842,96</b>

Os valores do gerador e *chiller* foram retirados do banco de dados, destes equipamentos. Para o cálculo dos custos de engenharia e montagens foi considerado um valor de 40% do investimento dos equipamentos principais (gerador e *chiller* de absorção).

Para equipamentos elétricos e instrumentação, foi considerado um valor de 30% do investimento dos equipamentos principais. Para o cálculo do custo com caldeira de recuperação, foi feita uma estimativa com base na quantidade de vapor em toneladas por hora que são produzidos, sendo que o custo de aquisição sera de U\$ 100.000 por ton/h geradas.

### 3.9.5. Avaliação da cogeração qualificada

Conforme analisado no item 2.4.1 deste estudo os requisitos para atendimento da resolução normativa 235 da ANEEL para enquadramento de cogeração qualificada (Anexo 2). Devem atender aos seguintes requisitos:

$$FC \leq \frac{Ee + \frac{Et}{X}}{Ec} \quad [\text{Eq. 3.8}]$$

Onde:

Ec: Energia disponibilizada pelo combustível ou combustíveis nos últimos doze meses, calculada em MWh, com base no poder calorífico inferior dos combustíveis utilizados;

Ee: Energia eletromecânica, resultante do somatório de trabalho e energia elétrica gerados nos últimos doze meses, em MWh;

Et: Energia térmica utilizada, resultante do somatório do calor consumido no processo industrial nos últimos doze meses, em MWh;

Fc: Fator de cogeração

X: Fator de ponderação

Tabela 24 – Fatores por potência instalada

Potência Instalada	Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão		Demais Fontes	
	X	Fc	X	Fc
1 < Pot < 5 MW	2,67	0,35	2,67	0,32
1 < Pot < 5 MW	2,29	0,41	2,29	0,37
1 < Pot < 5 MW	2	0,47	2	0,42

A partir destes valores, as duas equações abaixo devem ser atendidas:

$$\frac{Et}{Ef} \geq 15\% \quad [ \text{Eq. 3.9} ]$$

$$\frac{Et}{Ef} \div X + \frac{Ee}{Ef} \geq Fc \% \quad [ \text{Eq. 3.10} ]$$

A Tabela 25 descreve o cálculo realizado no modelo para verificação do atendimento destes requisitos.

Tabela 25 – Avaliação da cogeração qualificada

Avaliação da cogeração qualificada	
Et -	306.022
Ee	846.967
Ef	2.040.147
X	2,14
Fc	41%
equação a)	15,0%
equação b)	48,5%

### 3.9.6. Avaliação da instalação da cogeração

Este bloco informa ao usuário a situação pré e pós-cogeração, calculando quanto de energia foi recuperada devido à instalação do *chiller* de absorção e quanto deverá ser atendido por *chiller* elétrico.

A situação pré-cogeração é definida pela seguinte equação:

$$Carga\ total = Cel + Cte \quad [ \text{Eq. 3.11} ]$$

Sendo que:

$$Cte = Dt \times \frac{3,517}{COP} \quad [ \text{Eq.3.12} ]$$

Onde:

Cel: Carga elétrica em kW

Cte: Carga térmica em kW

Dt: Demanda térmica em TR

COP: Coeficiente de desempenho dos *chillers* elétricos

A situação pós cogeração é definida pelas seguintes equações:

$$Carga\ pós\ cogeração = C_{el} + (C_{te} - C_{rec}) \quad [Eq.3.13]$$

Onde:

$C_{rec}$ : É a carga térmica recuperada pelo *chiller* de absorção, que é o menor valor entre a potência térmica útil disponível pelo gerador e a capacidade nominal do *chiller* de absorção.

Vale ressaltar que se  $C_{rec} > C_{te}$ , então a carga pós cogeração será  $C_{el}$ . A Tabela 26 descreve estas informações.

Tabela 26 – Avaliação instalação da cogeração

<b>Avaliação da instalação da cogeração</b>	
<b>Situação antes da cogeração</b>	
Carga térmica total (refrigeração) - TR	360,00
Carga elétrica (não A/C) - kW	800,00
Carga térmica + elétrica - kW	1222,06
<b>Situação depois da cogeração</b>	
Carga térmica restante* - TR	91,07
Carga elétrica - kW	800,00
Carga térmica + elétrica - kW	906,77

\*carga elétrica que deveria ser atendida por chiller elétrico

### 3.9.7. Custos sem cogeração:

Neste bloco é feito o cálculo do quanto o usuário estaria gastando em energia elétrica se não tivesse sido implantado um sistema de cogeração. O cálculo é feito da seguinte maneira:

$$C_{sc} = D_{Et} \times F_{Cpd} \times h \times d \times Tarifa\ média \quad [Eq. 3.14]$$

Onde:

$D_{Et}$  = Demanda total pré cogeração [MW]

$F_{Cpd}$  = Fator de carga ponderado [%]

$h$  = horas de operação

$d$  = dias de operação no mês

\*Tarifa média será descrita no capítulo 4

### 3.9.8. Cálculo da compra de energia elétrica (aplicável quando Potência do gerador < Demanda de energia).

Este bloco é destinado ao cálculo do quanto de energia deverá ser comprado, caso o gerador tenha potência elétrica líquida menor que a demanda necessária.

As equações 3.15 e 3.16 detalham o custo de compra de energia fora de ponta e na ponta, respectivamente.

$$\text{Compra FP} = (C_{pg} \times FC_{pd} - POT_{liq} \times FC_g) \times (h \times d - 66) \times \text{Tarifa FP} \quad [\text{Eq.3.15}]$$

$$\text{Compra P} = (C_{pg} \times FC_{pd} - POT_{liq} \times FC_g) \times 66 \times \text{Tarifa P} \quad [\text{Eq.3.16}]$$

Onde:

$C_{pg}$ : Carga elétrica pós cogeração em MW

$FC_{pd}$ : Fator de capacidade ponderado

$POT_{liq}$ : Potência líquida do gerador em MW

$FC_g$ : Fator de capacidade do gerador

$h$ : Horas de operação diárias do empreendimento

$d$ : Dias de operação mensais do empreendimento

Tarifa FP: Tarifa fora de ponta em R\$/MWh

Tarifa P: Tarifa na ponta em R\$/MWh

Caso o empreendimento analisado seja qualificado como mini ou microgerador, uma conta adicional deve ser feita, analisando a compensação de energia devido ao funcionamento do gerador em horários fora de operação da carga. Neste caso, a energia gerada pelo gerador nestes horários irá compensar o déficit de energia.

A Tabela 27 ilustra os resultados destes cálculos.

Tabela 27 – Compra de energia elétrica

Compra de energia elétrica		
Carga elétrica local pós cogeração	548	kW
Potência elétrica líquida do gerador	950	kW
FC gerador	90%	
Déficit de energia fora da ponta	0	MWh/mês
Energia compensada fora da ponta (Minicogeração)	0	MWh/mês
Compra de energia necessária fora da ponta	0	R\$/mês
Déficit de energia na ponta	0	MWh/mês
Ajuste do déficit (Minicogeração)	0	MWh/mês
Energia compensada na ponta (Minicogeração)	0	MWh/mês
Compra de energia necessária na ponta	0	R\$/mês
Saldo de energia disponível para exportação	477	MWh/mês

### 3.9.9. Receita devido à compensação de energia

Este bloco só é acionado caso a configuração escolhida seja a de minicogeração utilizando os conceitos do net metering, neste caso, é calculado do total de energia gerada pelo gerador, quanto foi necessário para atender os equipamentos auxiliares (bombas, compressores etc) e quanto foi necessário para atender ao consumo pós cogeração, como descrevem as equações a seguir.

$$EEp = POTn \times d \times h \times FCM \times 0,95 \quad [ \text{Eq. 3.17} ]$$

Onde:

POTn: Potência nominal do gerador em MW

d: Dias de operação do gerador

h: horas de operação do gerador

FCM: Fator de capacidade médio do gerador, que neste estudo é considerado como 90%

$$\text{Consumo pós cogeração} = Cpg \times d \times h \times FCpd \quad [ \text{Eq. 3.18} ]$$

Onde:

Cpg: É a carga elétrica restante (pós cogeração) em MW

d: Dias de operação no mês

h: Horas de operação por dia

FCpd: Fator de carga ponderado

Daí, calculamos a energia elétrica excedente pela seguinte equação:

$$EEdisp = EEp - \text{Consumo pós cogeração} \quad [\text{Eq. 3.19}]$$

Assim, a receita devido à compensação de energia elétrica será:

$$\text{Receita energia excedente} = EEdisp \times \text{Tarifa} \quad [\text{Eq. 3.20}]$$

Tabela 28 – Receita energia compensada

<b>Cálculo da receita pela energia compensada</b>		
Potência elétrica líquida do gerador	950	kW
Horas de operação diária do gerador	24	h/d
Dias de operação mensais do gerador	30	d/m
Fator de Capacidade gerador real	90%	
Energia elétrica produzida pelo gerador	615,6	MWh/mês
Carga elétrica pós cogeração	548	kW
Horas de operação diária da carga	14	h/d
Dias de operação mensais da carga	24	d/m
Fator de carga médio (ponderado)	75,0%	
Energia elétrica consumida	138,1	MWh/mês
Energia elétrica excedente	477,5	MWh/mês
Tarifa de energia elétrica para excedente	472,15	R\$/MWh
<b>Receita energia compensada</b>	<b>225.437</b>	<b>R\$/mês</b>

### 3.9.10. Cálculo da receita pela geração de vapor

Este bloco detalha os cálculos dos custos evitados devido uso de uma caldeira de recuperação, o usuário consegue visualizar qual a quantidade de vapor para o processo industrial, deverá ser suprida por queima adicional.

Tabela 29 – Geração de Vapor

<b>Cálculo da receita pela geração de vapor</b>		
Necessidade de Vapor	Sim	
Demanda de Vapor	129401	kW
Energia térmica disponível	13681	kW
Vapor gerado	19	ton/h
Preço	46,00	R\$/ton
vazão de vapor	175	ton/h
Necessidade de queima adicional	Sim	
Queima adicional	156	ton/h
Receita total	<b>612.768</b>	R\$

Para a estimativa dos custos na situação sem cogeração, foi estimado que o custo para se gerar 1 tonelada de vapor por hora, será de U\$ 20 dólares, com base neste valor, a receita devido a geração de vapor em caldeira de recuperação é dada pela seguinte equação:

$$Receita\ vapor = CV \times \frac{DV_{ton} \times ET_g}{DV_{kw}} \quad [ Eq. 3.21 ]$$

Onde:

CV: Custo para gerar uma tonelada de vapor por hora em caldeira convencional.

DV<sub>ton</sub>: Demanda de vapor em ton/h

ET<sub>g</sub>: Energia térmica disponível pelos geradores

DV<sub>kw</sub>: Demanda térmica de vapor em kW

### 3.9.11. Consumo de Gás Natural

Este bloco detalha o consumo de gás natural mensal consumido pelo gerador, a partir das informações técnicas do gerador escolhido e do consumo mensal, chega-se a um valor gasto por mês devido ao consumo de gás natural. O cálculo da tarifa de gás é feito conforme descrito no item 3.1, e o custo total devido ao consumo de gás natural é feito pelo seguinte calculo:

$$Consumo\ GN = EE_{bruta} \times CONS_{esp} \times Tarifa\ GN \quad [ Eq. 3.22 ]$$



Onde:

$EE_{bruta}$ : Energia elétrica bruta produzida pelo gerador em kWh/mês.

$CONS_{esp}$ : Consumo específico do gerador em  $Nm^3/kWh$

Tarifa GN: Tarifa de gás natural em  $R\$/Nm^3$

A Tabela 30 ilustra os resultados relativos ao consumo de gás natural, caso a solução utilize dois geradores, o cálculo efetuado será o mesmo, sendo que a tarifa de gás natural levará em conta o consumo total de gás natural.

Tabela 30 – Consumo de Gás Natural

<b>Consumo de GN</b>	<b>Gerador 1</b>	
Geração > consumo elétrico	Não	
Energia elétrica líquida produzida pelo gerador	648,0	MWh/mês
Energia consumida internamente pelos auxiliares do gerador	34,0	MWh/mês
Energia elétrica bruta produzida pelo gerador	682,0	MWh/mês
Consumo específico de GN	0,2396	$Nm^3/kWh$
Consumo total de GN	163.432	$m^3/mês$
Preço calculado do GN	<b>1,1184</b>	$R\$/Nm^3$
Custo específico do GN	268,0	$R\$/MWh$
<b>Custo total de GN</b>	<b>182.781</b>	<b><math>R\\$/mês</math></b>

Caso a geração ultrapasse a demanda por energia e o projeto não seja em *Minicogeração*, o motor trabalhará então abafado, dessa maneira a energia elétrica líquida produzida irá ser exatamente igual à demanda.

### **3.9.12. Operação e Manutenção**

Neste bloco o usuário irá visualizar os custos relativos à Operação e Manutenção para a configuração escolhida. Se o equipamento escolhido for uma turbina, um valor fixo de R\$ 50,00 reais é listado, que é um valor médio estimado pelo mercado. Caso for um motor, estes cálculos são feitos em uma aba destinada apenas a este item, e serão no item 3.10.

A Tabela 31 descreve estes valores.

Tabela 31 – Custo de O&M

<b>Manutenção</b>	
Energia elétrica bruta produzida pelo gerador - MWh	682,0
Custo específico de manutenção - R\$/MWh	95,01
Custo mensal de manutenção - R\$	64.801
Contingência de 5% - R\$	3.240
<b>Custo total de manutenção – R\$/mês</b>	<b>68.041</b>

### 3.9.13. Demanda Contratual / Backup

Neste bloco o usuário visualiza os novos valores relativos ao custo de ligação com a rede elétrica em forma de *backup*. Empreendimentos que não operem em ilha deverão ter como demanda contratada o maior dos valores entre potência do gerador e demanda elétrica do local.

Outro item a ser analisado é que, como em uma configuração de cogeração é possível modularmos o consumo no horário de ponta, é vantajoso para o empreendimento, que este seja definido no subgrupo horo sazonal verde, que apresenta tarifas reduzidas de demanda. O custo de *backup* é definido pela seguinte equação:

$$\text{Custo Backup} = DE_{\text{máx}} \times \text{Tarifa de demanda HSV} \quad [\text{Eq. 3.23}]$$

Onde:

$DE_{\text{máx}}$ : Demanda máxima, maior valor entre Potência do gerador e demanda contratada em kW

A tarifa de demanda é expressa em R\$/kW.

### 3.9.14. Custos x Receitas

A partir dos resultados econômicos, é calculado quanto foi a redução mensal dos custos com energia elétrica. Este valor será o *Input* para a análise econômico-financeira da solução apresentada.

Tabela 32 – Custos x Receitas

<b>Custos x Receitas</b>		
Receitas totais	334.132	R\$/mês
Custo operacional efetivo	- 272.041	R\$/mês
<b>Receita – COE</b>	<b>62.090</b>	<b>R\$/mês</b>

### 3.10. B1. O&M

Nesta aba, os cálculos relativos à operação e manutenção de motores são detalhados, lembrando que no caso de operação com turbina, um valor fixo de R\$ 50 reais foi considerado, este valor pode ser alterado pelo usuário na aba de painel de simulações. Estes cálculos foram baseados em dois componentes, variável e fixo.

Para os valores variáveis, foi feita uma estimativa com base em informações relativas aos custos por intervenção de um motor de 1 MW, que apresenta 9 tipos de manutenção com seus respectivos custos. Os valores dos custos por intervenção variam conforme a potência do motor, e seu valor é calculado proporcionalmente aos custos do motor de referência de 1 MW.

A Tabela 33 descreve os tipos de manutenção variáveis e seus respectivos preços para um exemplo de motor de 1 MW.

Tabela 33 – Custos por intervenção

<b>Manutenções previstas</b>	<b>Periodicidade (h)</b>	<b>Custo por intervenção/MW</b>
Revisão 250	250	R\$ 200,00
Revisão 1000	1.000	R\$ 15.000,00
Revisão 2000	2.000	R\$ 25.000,00
Revisão 4000	4.000	R\$ 25.000,00
Revisão 8000	8.000	R\$ 35.000,00
Top Overhaul 1	16.000	R\$ 300.000,00
Overhaul in Frame	32.000	R\$ 550.000,00
Top Overhaul 2	48.000	R\$ 300.000,00
Major Overhaul	60.000	R\$ 800.000,00

A partir do número de horas de operação do motor, o modelo calcula qual tipo de manutenção serão necessários ao longo do tempo, estes valores são calculados mês a mês até o período inserido pelo usuário como tempo de duração dos projetos.

Os valores de custos fixos foram estimados a partir de um estudo de viabilidade feito pela empresa se consultoria do ramo de energia e são discriminados na Tabela 34.

Tabela 34 – Custos fixos de O&M

<b>Descrição</b>	<b>Custo/MW - ano</b>	
Total - Mão de obra	R\$	300.000,00
Seguro	R\$	15.000,00
Consumíveis de operação	R\$	45.000,00
Total - custo fixo	R\$	360.000,00

A partir da soma dos valores fixos e variáveis mensais, foi feita uma estimativa em R\$/MWh. Para a parte variável, foi considerado o valor médio dos custos calculados por mês.

A Tabela 35 descreve os resultados consolidados de um exemplo destes cálculos.

Tabela 35 – Custos totais O&M

<b>Custo final - R\$/MWh</b>	<b>Mês de operação</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
R\$ 46,77	Custo Variável	R\$ 200,00	R\$ 15.000,00
R\$ 45,66	Custo Fixo	R\$ 30.000,00	R\$ 30.000,00
R\$ 92,43	Custo Total O&M	R\$ 30.200,00	R\$ 45.000,00

O valor final médio em R\$/MWh para este exemplo é de R\$ 92,43

### **3.11. B1. Investimentos**

Nesta aba o usuário irá escolher qual linha de financiamento será usada. Neste modelo foi considerado o uso de três possíveis linhas de crédito, BNDES PROESCO, BNDES ENERGIA e FINEP, porém o usuário pode inserir uma nova linha de crédito alterando uma das linhas existentes. A Tabela 36 descreve um exemplo em que foi usada a linha de crédito do BNDES PROESCO, uma linha destinada a projetos de geração de energia elétrica de fontes sustentáveis.

Tabela 36 – Custos totais O&M

<b>Condições gerais</b>	
Juro real (% aa)	2,60%
% Financiável	80%
<i>Fees</i> + Juros	7,66%
Carência - anos	2
Pagamentos - anos	4

O usuário deverá informar qual linha de financiamento será usado para cada bloco de investimentos, que são separados em:

- Gerador
- Chiller de absorção
- Outros, engenharia e montagem
- Equipamentos elétricos e instrumentação
- Caldeira de recuperação

O motivo desta quebra se deve ao fato que em casos reais a parte de serviços e de aquisição de equipamentos pode ser financiada por linhas diferentes, seja por questões de enquadramento ou por melhores condições apresentadas. A partir da seleção da escolha da linha de financiamento para cada tipo de equipamento, é calculado então, qual o percentual do investimento será dado em *equity* e qual será financiado.

Os valores informados nesta aba serão usados para o cálculo do demonstrativo de resultados financeiros, que necessita do montante aportado em *equity*, período de carência e taxa de juros, para calcular os desembolsos que deverão ser feitos ao longo do tempo.

### **3.12. B1. Linhas de Financiamento**

Nesta aba o usuário pode visualizar as condições das linhas de financiamento consideradas, assim como adicionar novas linhas de financiamento. Neste estudo foi apresentado 3 opções de linhas de financiamento e as principais condições de cada uma são apresentadas na Tabela 37:

Tabela 37 – Condições linhas de financiamento

<b>Linha de financiamento:</b>	<b>BNDES PROESCO</b>
Juro real (% aa)	2,60%
% Financiável	80%
<i>Fees + Juros (ponte)</i>	7,66%
Carência - anos	2
Pagamentos - anos	4
<b>Linha de financiamento:</b>	<b>BNDES ENERGIA</b>
Juro real (% aa)	2,60%
% Financiável	70%
<i>Fees + Juros (ponte)</i>	7,66%
Carência - anos	1
Pagamentos - anos	14
<b>Linha de financiamento:</b>	<b>FINEP</b>
Juro real (% aa)	6,96%
% Financiável	100%
<i>Fees + Juros (ponte)</i>	7,66%
Carência - anos	1
Pagamentos - anos	0

Os valores de taxa de juros apresentados são considerados fixos e acima da inflação, que neste estudo foi considerado como sendo 5,75%. Como na prática a retirada do dinheiro por parte de linhas de crédito costuma ser feita após a entrada em operação, foi considerado a necessidade de contratação de empréstimo ponte que tem uma taxa acumulada de 7,66% que é quitada no primeiro mês de operação de cada projeto já com o dinheiro da linha de crédito utilizada.

### **3.13. B1. Análise econômico-financeira**

Nesta aba são feitos os cálculos econômico-financeiros da solução apresentada. Para efeitos de modelagem, foi considerada que a economia mensal com gastos de energia elétrica, é uma receita para o empreendedor.

A partir deste valor de receita é feito um pequeno demonstrativo de resultados, mostrando os principais itens do fluxo de caixa, a fim de avaliarmos qual o retorno do investimento (TIR) e qual o valor presente líquido (VPL) desta solução, a uma taxa de 8 %.

A economia mensal calculada na aba de detalhamento é o dado de entrada de receita no fluxo de caixa, despesas adicionais com seguro e depreciação dos equipamentos são calculadas para se obter o LAJIR (lucro antes dos juros e imposto

de renda). Depois de acrescentados juros obtemos o LAIR, neste caso, por se tratar de uma situação em que não há receita real e sim uma redução de despesas, desprezamos o custo de imposto de renda, como se o empreendedor fosse tributado em lucro presumido e os valores para cálculo do imposto a se pagar estão vinculados à receita e não ao lucro líquido, desta forma a aquisição dos equipamentos também não irá trazer créditos para imposto de renda.

A partir dos valores de taxa de juros, tempo de carência e percentual de itens financiáveis, construímos então o demonstrativo de resultados e fluxo de caixa para este projeto e é calculado então, os valores de TIR e VPL, para esta solução de cogeração.

Tabela 38 – DRE e Fluxo de caixa

<b>DRE - Visão simplificada</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
Receita (custo evitado)	-	720	720
(=) Receita Líquida	-	720	720
(-) Seguros	0	-12	-12
(-) Depreciação	0	-199	-199
(=) LAJIR	0	510	510
(-) Juros	0	-326	-83
(=) LAIR	0	184	427
(=) Lucro Líquido	0	184	427
<b>Fluxo de Caixa - Visão simplificada</b>			
Lucro Líquido	0	184	427
(+) Depreciação	0	199	199
(-) Capex	-3971	0	0
(=) FC Firma	-3971	383	626

O cálculo de TIR e VPL, que foram demonstrados no item 2.7 deste estudo, são feitos segundo as seguintes relações

$$\sum_{j=1}^n \frac{FC \text{ FIRMA}}{(1+TIR)^n} = 0 \quad [\text{Eq. 2.3}]$$

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC \text{ FIRMA}}{(1+i)^n} \quad [\text{Eq. 2.4}]$$

Com isso a análise desta configuração está completa, um cálculo idêntico é feito para a comparação de resultados, da mesma forma que foi apresentada nos itens 3.9 até 3.13, porém utilizando a configuração de equipamentos escolhidas como segunda tentativa de equipamentos, como descrito no item 3.5.4.



## 4. Estudos de caso

Neste capítulo, serão estudados três que tem especificações diferentes, a fim de se validar os cálculos elaborados pela ferramenta proposta neste estudo. O usuário poderá encontrar outros casos além dos que serão explicitados neste capítulo, conforme descrito na aba “casos simulados”, no item 3.6 deste estudo.

### 4.1. Hospital de médio porte

#### 4.1.1. Avaliação dos dados de entrada

O primeiro caso estudado é um hospital de médio porte, que possui capacidade normal de operação de 50 a 150 leitos.

A partir de um estudo da (COGEN-SP, 2011) chegamos a valores médios de demanda, horas de operação e fatores de carga tanto da carga térmica quanto da carga elétrica.

Apesar de o estudo ter sido feito no estado de São Paulo, usaremos as tarifas de energia elétrica da Light e de gás natural da CEG, simulando um hospital deste porte na cidade do Rio de Janeiro.

A Tabela 39 descreve a aba dados de entrada, com as informações deste empreendimento.

Tabela 39 – Dados de entrada Hospital

<b>Parâmetros técnicos da carga</b>	
<b>Informações demanda térmica</b>	
Carga térmica (TR)	210
COP <i>Chiller</i> Elétrico	3
Horas Utilização Térmico	24
Fator Carga Térmico	70%
<b>Informações demanda elétrica</b>	
Distribuidora contratada	<b>Light</b>
Subgrupo tarifário	<b>A4</b>
Demanda elétrica EE (kW)	350
Horas Utilização EE	24
Fator Carga EE	70%
Nº dias operação / mês	30

Os valores de demanda elétrica são as demandas máximas para este empreendimento, já que a ultrapassagem é penalizada por tarifas três vezes maiores.

A Resolução da ANEEL nº 456, de 29 de novembro de 2000, estabelece a obrigatoriedade do contrato de fornecimento de energia elétrica a todas as Unidades Consumidoras (UCs) de Tarifação Binômica (Tarifa Convencional, Hora Sazonal Azul e Hora Sazonal Verde).

A opção de alteração da demanda contratada é disponibilizada caso o cliente constate que a parcela da demanda medida é superior ou inferior à respectiva demanda contratada e deseja alterar o valor desta última no contrato de fornecimento.

O valor do COP do *chiller* elétrico utilizado, refere-se a equipamento da década de 90, com cerca de 20 anos de uso, equipamentos mais novos, teriam COP mais elevado.

Os fatores de carga, quando não são informados diretamente pelo usuário, devem ser calculados pela seguinte relação:

$$FC = \frac{D_{med}}{D_{máx}} \quad [ \text{Eq. 4.1} ]$$

Onde:

Dmed: Demanda média, avaliada em 12 meses.

Dmáx: Avaliada em 12 meses.

O nível de tensão deste empreendimento é A4 (2,3 a 25 kV), o nível mais baixo da tarifa industrial, sendo classificado como Hora-sazonal azul.

#### **4.1.2. Escolha dos equipamentos principais**

A partir das informações de entrada, podemos verificar que este caso se enquadra nos requisitos de minicogeração qualificada, desta maneira o gerador escolhido não deveria ter mais de 1 MW de potência nominal.

Fazendo um cálculo iterativo, avaliamos que a solução que apresenta melhor retorno para o investidor, utiliza um motor do fabricante Cummins, modelo C1000N6C de 1 MW de potência. A partir dos valores de catálogo, verificamos que este equipamento fornece uma potência térmica útil de 268 TR, uma vez que a

capex demanda máxima demandada é de 210 TR, o modelo avalia qual deveria ser o *chiller* de absorção que supra a demanda de frio local, desta forma um *chiller* de 238 TR de capacidade é escolhido. A Tabela 40 ilustra a escolha dos equipamentos principais.

Tabela 40 – Escolha dos equipamentos principais

Tentativa escolha gerador	
Modelo 1	Cummins - 1000 kW
Modelo 2	-
Chiller Utilizado	Thermax - 238 TR
Carga elétrica total depois da cogeração	350,00

A partir da escolha dos equipamentos principais, obtemos uma estimativa de para este caso, a Tabela 41 descreve estes investimentos com seus valores em reais. Vale ressaltar, que não foram considerados custos adicionais de conexão à rede elétrica.

Tabela 41 – Investimentos Hospital médio porte

Investimentos		
Gerador	R\$	1.610.000
<i>Chiller</i> de absorção	R\$	821.100
Outros, Engenharia e Montagens	R\$	972.440
Equipamentos elétricos e instrumentação	R\$	729.330
Caldeira de recuperação		0
Capex Total	R\$	4.132.870

#### 4.1.3. Avaliação dos custos sem cogeração

Neste item, analisaremos, a partir das informações dos dados de entrada, quais seriam os custos relativos à compra de energia com a distribuidora Light.

Segundo a relação 3.14, temos que o custo sem cogeração será:

$$Csc = DEt \times FCpd \times h \times d \times Tarifa\ consolidada^1$$

Onde:

Det = Demanda total pré cogeração [MW]

FCpd = Fator de carga ponderado [%]

h = horas de operação

d = dias de operação no mês

<sup>1</sup>Tarifa média será descrita em outro bloco desta aba

Onde a tarifa consolidada pode ser calculada da seguinte maneira:

$$\text{Tarifa consolidada} = \text{Teq energia} + \text{Teq demanda} \quad [\text{Eq. 4.2}]$$

Sendo que:

$$\text{Teq energia} = \frac{[DEt \times FCpd \times (h \times d - 66) \times TEfp] + (DEt \times FCpd \times 66 \times TEp)}{h \times d} \quad [\text{Eq. 4.3}]$$

$$\text{Teq demanda} = \frac{DEt \times (TDfp + TDp)}{DEt \times FCpd \times h \times d} \quad [\text{Eq. 4.4}]$$

Onde:

TEfp: Tarifa de energia fora de ponta em R\$/MWh

TEp: Tarifa de energia na ponta em R\$/MWh

TDfp: Tarifa de demanda fora de ponta em R\$/kW

TDp: Tarifa de demanda na ponta em R\$/kW

Substituindo os valores nas equações 4.3 e 4.4, temos que:

$$\text{Tarifa consolidada} = 286,26 + 99,46 \rightarrow 385,72 \text{ R\$/MWh}$$

Assim, resolvendo a equação 3.14, temos que:

$$Csc = 0,596 \times 70\% \times 24 \times 30 \times 385,72 \rightarrow 115.904 \text{ R\$/mês}$$

Este valor representa qual seria o custo de compra de energia com a Light (sem cogeração) e servirá como base para analisar a economia de custos implementando uma solução de cogeração.

#### 4.1.4. Avaliação da compensação de energia excedente (exportada)

O excedente de energia, devido à potência do gerador ser maior que a demanda local, será cedido, como descrito no item 3.9.9, como empréstimo gratuito a outros empreendimentos (de mesmo CNPJ), como por exemplo, laboratórios para realização de exames.

A energia excedente será a energia líquida produzida pelo gerador, subtraído do consumo interno pós cogeração, que leva em conta a quantidade de energia recuperada pelo *chiller* de absorção. A carga (demanda) pós cogeração pode ser obtida pela equação 3.13:

$$\text{Carga pós cogeração} = C_{el} + (C_{te} - C_{rec}) \quad [\text{Eq. 3.13}]$$

Onde:

$C_{el}$ : Carga elétrica em kW

$C_{te}$ : Carga térmica em kW

$C_{rec}$ : É a carga térmica recuperada pelo *chiller* de absorção, que é o menor valor entre a potência térmica útil disponível pelo gerador e a capacidade nominal do *chiller* de absorção.

Daí, temos que o consumo interno será:

$$\text{Consumo pós cogeração} = \text{Carga pós cogeração} \times d \times h \times FC_{pd} \quad [\text{Eq. 4.4}]$$

Onde:

$d$ : Dias de operação no mês

$h$ : Horas de operação por dia

$FC_{pd}$ : Fator de carga ponderado

A energia elétrica líquida produzida pelo gerador representa a energia elétrica bruta produzida, descontado o consumo dos equipamentos auxiliares, que são estimados em 5% da geração, assim o cálculo da energia elétrica líquida é dado pela seguinte expressão:

$$EE_p = POT_n \times d \times h \times FCM \times 0,95 \quad [\text{Eq. 4.5}]$$

Onde:

POTn: Potência nominal do gerador em MW

d: Dias de operação do gerador

h: horas de operação do gerador

FCM: Fator de capacidade médio do gerador

O excedente disponível para compensação é dado pela seguinte expressão:

$$EE_{disp} = EE_{liq} - \text{Consumo pós cogeração} \quad [\text{Eq. 4.6}]$$

Onde:

EEliq: Energia elétrica líquida produzida pelo gerador em MWh/mês.

Considerando a tarifa de energia elétrica do subgrupo tarifário do local onde será efetuado a compensação de energia elétrica, temos que:

$$\text{Receita energia excedente} = EE_{disp} \times \text{Tarifa EE} \quad [\text{Eq. 4.7}]$$

Resolvendo as equações acima, chegamos aos valores apresentados na Tabela 42.

Tabela 42 – Receita devido à energia excedente

<b>Receita energia excedente</b>		
Potência elétrica líquida do gerador	950	kW
Horas de operação diária do gerador	24	h/d
Dias de operação mensais do gerador	30	d/m
Fator de Capacidade gerador	90%	
Energia elétrica líquida produzida pelo gerador (EEliq)	615,6	MWh/mês
Carga elétrica pós cogeração	350	kW
Horas de operação diária do empreendimento	24	h/d
Dias de operação mensais do empreendimento	30	d/m
Fator de carga médio	70,0%	
Energia elétrica consumida pós cogeração	176,4	MWh/mês
Energia elétrica excedente disponível (EEdisp)	439,2	MWh/mês
Tarifa de energia elétrica a ser compensada	472,15	R\$/MWh
<b>Receita energia excedente</b>	<b>207.367,00</b>	<b>R\$/mês</b>

De posse das receitas devido a exportação e ao atendimento da demanda do hospital, chegamos ao custo máximo que será evitado devido a implantação de um sistema de cogeração, de acordo com a equação 4.8.

$$\text{Receita total} = C_{sc} + \text{Receita energia excedente} \quad \text{Eq. 4.8}$$

Que para este caso será R\$ 323.271 por mês ou R\$ 3.879.251 por ano.

#### **4.1.5. Custos operacionais efetivos (COE)**

Os custos operacionais efetivos podem ser descritos, como a soma dos custos com compra de gás natural, custos de operação e manutenção e custo de ligação com a rede, como mostra a equação 4.9.

$$COE = CO_{gn} + CO_{o\&m} + CO_{backup} \quad [\text{Eq. 4.9}]$$

Sendo que, estes valores de consumo de gás natural e backup são descritos pelas equações 3.18 e 3.19, respectivamente, e o valor de operação e manutenção é calculado com base nos custos fixos e variáveis de manutenção como descrito no item 3.10, apenas para esclarecimento as equações são novamente descritas, e os resultados são vistos na Tabela 43.

$$CO_{gn} = EE_{bruta} \times CONS_{esp} \times \text{Tarifa GN}$$

$$CO_{o\&m} = \text{Custo fixo} + \text{Custo variável}$$

$$CO_{backup} = DE_{m\acute{a}x} \times \text{Tarifa de demanda HSV}$$

Tabela 43 – COE hospital médio porte

<b>Consumo de GN</b>	<b>gerador 1</b>
Energia elétrica bruta produzida pelo gerador kWh	682.020,0
Consumo específico de GN - Nm3/kWh	0,2396
Preço calculado do GN – R\$/Nm3	<b>1,1823</b>
<b>Custo total de GN – R\$/mês</b>	<b>193.231,93</b>
<b>Manutenção</b>	
Energia elétrica bruta produzida pelo gerador - MWh	682,0
Custo específico de manutenção – R\$/MWh	92,43
Custo mensal de manutenção R\$/mês	63.040
Contingência de 5 %	3.152
<b>Custo total de manutenção R\$/mês</b>	<b>66.192,00</b>
<b>Demanda Contratual / Backup</b>	
Máximo entre potência do gerador e carga local - kW	1.000,0
Custo da demanda contratual (HSV) R\$/kW	17,22
<b>Custo total de Backup – R\$/mês</b>	<b>17.219,00</b>

Daí tem-se para o caso do hospital de médio porte, o seguinte resultado:

$$COE = 193.232 + 66.192 + 17.219 \rightarrow 276.644,00 \text{ R\$/mês}$$

Dessa maneira temos que o COE por ano para este caso é de R\$ 3.319.724,00.

De posse do valor do COE anual, podemos calcular então a receita líquida anual deste projeto pela seguinte relação.

$$Receita \text{ líquida} = Receita \text{ total} - COE \quad [ \text{Eq. 4.10} ]$$

Que para este projeto vale R\$ 559.527,00, de posse deste valor, podemos calcular o custo da energia gerada através desta solução, que é descrito pela equação abaixo:

$$CEN = \frac{COE + CC}{EEliq} \quad [ \text{Eq. 4.11} ]$$



Onde:

CEN: Custo da energia gerada em R\$/MWh

COE: Soma dos custos operacionais efetivos em R\$/ano

CC: Custo dos investimentos dividido por 10 anos R\$/ano

EEliq: Energia elétrica líquida produzida em 1 ano MWh/ano

Neste caso temos que:

$$CEN = \frac{COE+CC}{EEliq} \rightarrow 429 \text{ R\$/MWh}$$

Este valor representa o custo de geração de energia, se ponderássemos o valor da tarifa consolidada (385,72 R\$/MWh) e tarifa de energia compensada (472,15 R\$/MWh) pela quantidade de energia valorada em cada uma destas receitas, poderíamos fazer uma rápida comparação da atratividade do projeto em R\$/MWh.

#### 4.1.6. Resultados econômico-financeiros

A partir do valor de receita líquida anual, podemos analisar o retorno dos investimentos para esta solução, conforme detalhado no item 2.7 deste estudo.

Utilizaremos neste caso a linha de financiamento BNDES PROESCO, às condições oferecidas são novamente descritas na Tabela 44.

Tabela 44 – Condições BNDES PROESCO

<b>Linha de financiamento:</b>	<b>BNDES PROESCO</b>
Juro real (% aa)	2,60%
% Financiável	80%
Carência – anos	2
Pagamentos – anos	4

Dessa maneira, o projeto terá uma carência de 2 anos para que então se inicie a amortização dos investimentos principais, a amortização deverá ser concluída em um período de 4 anos. Para este projeto, 80% do valor total do investimento serão financiados pelo BNDES, os outros 20% deverão ser aportados pelo investidor.

Como descrito no item 2.7.1, os equipamentos serão depreciados por um período de 10 anos, e para este caso será considerado para efeitos contábeis, operação em lucro presumido, com um valor de 32% da alíquota de IR (34%).

A partir destas premissas, avaliamos o retorno do investimento através do fluxo de caixa da firma, que soma ao lucro líquido, a depreciação e descontada o valor dos investimentos do projeto, avaliando o fluxo de caixa para um período de 20 anos, chegamos ao valor de TIR e VPL deste projeto, segundo as equações 2.3 e 2.4.

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC \text{ FIRMA}}{(1+i)^n} \quad [\text{Eq. 2.3}]$$

$$\sum_{j=1}^n \frac{FC \text{ FIRMA}}{(1+TIR)^n} = 0 \quad [\text{Eq. 2.4}]$$

No anexo 3, encontra-se os resultados financeiros para um horizonte de 20 anos de projeto.

A Tabela 45 demonstra os resultados financeiros para a solução de cogeração escolhida para este projeto.

Tabela 45 – Demonstrativos financeiros

<b>DRE</b>							
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7
(=) Receita Líquida	-	560	560	560	560	560	560
(-) Seguros	-	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)
(-) Depreciação	-	(207)	(207)	(207)	(207)	(207)	(207)
(=) LAJIR	-	340	340	340	340	340	340
(-) Juros	-	(339)	(86)	(65)	(43)	(22)	-
(=) LAIR	-	1	254	276	297	319	340
(-) IR	-	(61)	(61)	(61)	(61)	(61)	(61)
(=) Lucro Líquido	-	(60)	194	215	237	258	280
<b>Fluxo de Caixa</b>							
Lucro Líquido	-	(60)	194	215	237	258	280
(+) Depreciação	-	207	207	207	207	207	207
(-) Capex	(4.133)	-	-	-	-	-	-
(=) FC Firma	(4.133)	147	400	422	443	465	486

O ano 1 representa o ano de planejamento do projeto, do ano 2 em diante é representado a operação do projeto. Com estes resultados chegamos a um valor de TIR de 9,2%, considerando que o investidor tenha um custo de capital de 8% o VPL para esta operação seria de R\$ 355.724,00.

Desta maneira, o projeto apresenta um retorno positivo do investimento, e devem-se considerar ainda, todos os benefícios trazidos pela cogeração, e também o cenário político econômico atual, que aponta para um aumento significativo das tarifas de energia, o que aumentaria as receitas do projeto, melhorando estes resultados.

## **4.2. Carga industrial de médio porte**

O segundo estudo de caso estudado refere-se a uma carga industrial de médio porte sem necessidade de vapor para processos industriais, neste estudo iremos apresentar o resultado para duas configurações que deveram atender a carga elétrica do empreendimento, mantendo parte do consumo de ar condicionado sendo atendidos pelos *chillers* elétricos existentes.

### **4.2.1. Avaliação dos dados de entrada**

Consideraremos para fim do estudo de caso detalhado, que o empreendimento se localiza na cidade do Rio de Janeiro, e por isso usaremos as tarifas de energia elétrica da Light e de gás natural da CEG.

A Tabela 46 descreve a aba dados de entrada, com as informações deste empreendimento.

Tabela 46 – Dados de entrada carga industrial de médio porte

<b>Parâmetros técnicos da carga</b>	
<b>Informações demanda térmica</b>	
Carga térmica (TR)	13.000
COP Chiller Elétrico	3
Horas Utilização Térmico	14
Fator Carga Térmico	60%
<b>Informações demanda elétrica</b>	
Distribuidora contratada	<b>Light</b>
Subgrupo tarifário	<b>A3</b>
Demanda elétrica EE (kW)	11.500
Horas Utilização EE	14
Fator Carga EE	60%
Nº dias operação / mês	26

O valor do COP dos *chillers* elétricos utilizados, referem-se a equipamentos da década de 90, com cerca de 20 anos de uso. O empreendimento é cobrado pelas tarifas de energia elétrica horo-sazonal azul do grupo A3.

#### 4.2.2. Escolha dos equipamentos principais

A partir das informações de entrada, podemos verificar que este caso não se enquadra nos requisitos de minicogeração qualificada, desta maneira optamos por analisar o investimento por paridade elétrica, uma vez que não existe demanda de vapor para processo industrial e podemos manter os *chillers* elétricos.

Fazendo um cálculo iterativo, chegamos em duas possíveis soluções, a primeira utiliza dois motores Wärsilä modelo 16V34SG de 7740 kW de potência nominal. A segunda solução utiliza uma turbina a gás Siemens, modelo SGT-400 de 12900 kW de potência nominal.

A partir dos valores de catálogo destes equipamentos, o modelo avalia a potência térmica máxima disponível e calcula a quantidade e capacidade de *chillers* de absorção que deverão ser associadas a cada uma dessas configurações. A Tabela 47 e a Tabela 48 ilustram a configuração escolhida para cada caso.

Tabela 47 – Equipamentos principais caso 1

<b>Caso 1</b>	
Escolha Modelo 1	Wärtsilä - 7740 kW
Escolha Modelo 2	Wärtsilä - 7740 kW
<i>Chillers</i> Utilizados	Thermax - 2042 TR e Thermax - 1300 TR
Carga elétrica total depois da cogeração	22831,96 kW

Tabela 48 – Equipamentos principais caso 2

<b>Caso 2</b>	
Modelo 1	Siemens - 12900 kW
Modelo 2	-
<i>Chiller</i> Utilizado	Thermax - 2042 TR Thermax - 2042 TR Thermax - 296 TR
Carga elétrica total depois da cogeração	21708,21 kW

A partir da escolha dos equipamentos principais para cada caso, obtemos a estimativa de investimentos necessários, que são descritos na Tabela 49 e Tabela 50. Vale ressaltar, que não foram considerados custos adicionais de conexão à rede elétrica.

Tabela 49 – Investimentos Caso 1

<b>Capex</b>	
Gerador	R\$ 20.187.281,59
<i>Chiller</i> de absorção	R\$ 992.580,00
Outros, Engenharia e Montagens	R\$ 12.071.944,64
Equipamentos elétricos e instrumentação	R\$ 9.053.958,48
Caldeira recuperação	R\$ -
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 51.305.764,70</b>

Tabela 50 – Investimentos Caso 2

<b>Capex</b>	
Gerador	R\$ 18.537.402,00
Chiller de absorção	R\$ 13.096.200,00
Outros, Engenharia e Montagens	R\$ 12.653.440,80
Equipamentos elétricos e instrumentação	R\$ 9.490.080,60
Caldeira recuperação	R\$ -
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 53.777.123,40</b>

### 4.2.3. Avaliação dos custos sem cogeração

A partir das informações dos dados de entrada, conseguimos analisar os custos sem cogeração, que serão os mesmo para os dois casos.

Utilizando as equações 3.13 e 4.2 temos que:

$$C_{sc} = DEt \times FCpd \times h \times d \times Tarifa consolidada \quad [Eq. 3.13]$$

$$Tarifa consolidada = Teq energia + Teq demanda \quad [Eq. 4.2]$$

$$Tarifa consolidada = 292,30 + 229,53 \rightarrow 521,83 \text{ R\$/MWh}$$

Assim, resolvendo a equação 3.11, temos que:

$$C_{sc} = 13 \times 70\% \times 14 \times 26 \times 521,83 \rightarrow 3.047.641 \text{ R\$/mês}$$

Este valor representa qual seria o custo de compra de energia com a Light (sem cogeração) e será igual nos dois casos.

### 4.2.4. Avaliação da compra de energia necessária

Como o modelo dispõe de equipamentos reais, existem faixas de potência com poucos equipamentos, por esse motivo que o usuário pode associar dois geradores, neste estudo de caso, a primeira opção escolhida supre toda a demanda elétrica do empreendimento, já no segundo caso, uma parte da energia deverá ser adquirida da concessionária.

O déficit de energia para o segundo caso pode ser calculado pelas equações 3.14 e 3.15.

$$Compra FP = (Cpg \times FCpd - POTliq \times FCg) \times (h \times d - 66) \times Tarifa FP \quad Eq.3.15$$

$$Compra P = (Cpg \times FCpd - POTliq \times FCg) \times 66 \times Tarifa P \quad Eq. 3.16$$

Daí tem-se para o segundo caso, um custo de compra de energia total de R\$ 317.690 por mês.

#### 4.2.5. Custos operacionais efetivos (COE)

Os custos operacionais efetivos para cada caso são descritos pela equação 4.9.

$$COE = CO_{gn} + CO_{o\&m} + CO_{backup} \quad [Eq. 4.9]$$

Utilizando as equações 3.18 e 3.19, chegamos aos custos com gás natural e custo de *backup* para cada caso. Os custos de O&M para o primeiro casos, foi separada em custos fixos e variáveis, como descreve o item 3.10. No segundo caso por se tratar de um turbina a gás, terá um custo fixo de 50 R\$/MWh gerado, e adicionalmente ao COE devemos somar os custos de compra de energia da Light.

A Tabela 51 e Tabela 52, descrevem o COE para cada caso, e resolvendo a equação 4.9 para cada caso temos que:

Tabela 51 – COE caso 1

<b>Consumo de GN</b>	<b>gerador 1</b>
Energia elétrica bruta produzida pelos motores kWh	6.146.892,7
Consumo específico de GN - Nm <sup>3</sup> /kWh	0,2198
Preço calculado do GN – R\$/Nm <sup>3</sup>	<b>1,1565</b>
<b>Custo total de GN – R\$/mês</b>	<b>1.562.735,94</b>
<b>Manutenção</b>	
Energia elétrica bruta produzida pelo motor - MWh	6.146,9
Custo específico de manutenção – R\$/MWh	76,38
Custo mensal de manutenção R\$/mês	469.500
Contingência de 5 %	23.475
<b>Custo total de manutenção – R\$/mês</b>	<b>492.975,00</b>
<b>Demanda Contratual / Backup</b>	
Máximo entre potencia do motor e carga local - kW	26.741,2
Custo da demanda contratual (HSV) R\$/kW	17,22
<b>Custo total de Backup – R\$/mês</b>	<b>460.463,00</b>

Tabela 52 – COE caso 2

<b>Consumo de GN</b>	<b>gerador 1</b>
Energia elétrica bruta produzida pela turbina kWh	4.447.900
Consumo específico de GN - Nm3/kWh	0,2889
Preço calculado do GN – R\$/Nm3	<b>1,1567</b>
<b>Custo total de GN – R\$/mês</b>	<b>1.486.444,00</b>
<b>Manutenção</b>	
Energia elétrica bruta produzida pela turbina- MWh	4.447,9
Custo específico de manutenção – R\$/MWh	50,00
Custo mensal de manutenção R\$/mês	222.395
Contingência de 5 %	11.120
<b>Custo total de manutenção – R\$/mês</b>	<b>233.515,00</b>
<b>Demanda Contratual / Backup</b>	
Maximo entre potencia da turbina e carga local - kW	26.741,2
Custo da demanda contratual (HSV) R\$/kW	17,22
<b>Custo total de Backup – R\$/mês</b>	<b>460.463,00</b>

Caso 1:

$$COE = 1.562.736 + 492.975 + 460.463 \rightarrow 2.516.175,00 \text{ R\$/mês}$$

Caso 2:

$$COE = 1.486.444 + 233.515 + 460.463 \rightarrow 2.180.422,00 \text{ R\$/mês}$$

$$COE = 2.180.422 + 317.690 = 2.498.112,00 \text{ R\$/mês}$$

O COE anual total para o caso 1 é de R\$ 30.194.097 enquanto para o segundo caso é de R\$ 29.977.341, de posse destes valores, podemos calcular o custo da energia gerada através desta solução, pela equação 4.11.

$$CEN = \frac{COE+CC}{EEliq} \quad [ \text{Eq. 4.11} ]$$

Para o caso 1 teríamos:

$$CEN = \frac{COE+CC}{EEliq} \rightarrow 404 \text{ R\$/MWh}$$



Para o caso 2 teríamos:

$$CEN = \frac{COE+CC}{EEliq} \rightarrow 487 \text{ R\$/MWh}$$

Este valor representa o custo de geração de energia, se comparado ao valor da tarifa consolidada (521,83 R\$/MWh), vemos que nas duas situações os custos de geração de energia são menores que os custos da tarifa consolidada.

A partir da equação 4.10 obtém-se a receita líquida anual de cada caso.

$$\text{Receita líquida} = \text{Receita total} - COE \quad [\text{Eq. 4.10}]$$

$$\text{Receita líquida caso 1} = \text{R\$ } 6.377.590$$

$$\text{Receita líquida caso 2} = \text{R\$ } 6.594.346$$

#### 4.2.6. Resultados econômico-financeiros

A partir dos valores de receita líquida anuais, podemos analisar o retorno dos investimentos de cada caso, conforme detalhado no item 2.7 deste estudo.

Utilizaremos em ambos os casos a linha de financiamento BNDES PROESCO, cujas condições oferecidas são descritas na Tabela 44.

Do mesmo modo que foi feito no caso do hospital de médio porte, os equipamentos serão depreciados por um período de 10 anos, e será considerado para efeitos contábeis, operação em lucro presumido, com um valor de 32% da alíquota de IR (34%).

A partir destas premissas, avaliamos o retorno do investimento para cada caso através do fluxo de caixa da firma, avaliado para um período de 20 anos. Assim chegamos ao valor de TIR e VPL de cada caso, segundo as equações 2.3 e 2.4.

O anexo 3 mostra os resultados do fluxo de caixa para um horizonte de 20 anos em quanto a Tabela 53 demonstra os resultados financeiros para a solução de cogeração dos sete primeiros anos do primeiro caso e a Tabela 54 demonstra os resultados financeiros dos sete primeiros anos para o segundo caso.

Tabela 53 – Demonstrativos financeiros caso 1

<b>DRE Caso 1</b>							
	<b>Ano 1</b>	<b>Ano 2</b>	<b>Ano 3</b>	<b>Ano 4</b>	<b>Ano 5</b>	<b>Ano 6</b>	<b>Ano 7</b>
(=) Receita Líquida	-	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378
(-) Seguros	-	(154)	(154)	(154)	(154)	(154)	(154)
(-) Depreciação	-	(2.565)	(2.565)	(2.565)	(2.565)	(2.565)	(2.565)
(=) LAJIR	-	3.658	3.658	3.658	3.658	3.658	3.658
(-) Juros	-	(4.211)	(1.068)	(801)	(534)	(267)	-
(=) LAIR	-	(553)	2.590	2.857	3.124	3.391	3.658
(-) IR	-	(694)	(694)	(694)	(694)	(694)	(694)
(=) Lucro Líquido	-	(1.247)	1.896	2.163	2.430	2.697	2.964
<b>Fluxo de Caixa</b>							
Lucro Líquido	-	(1.247)	1.896	2.163	2.430	2.697	2.964
(+) Depreciação	-	2.565	2.565	2.565	2.565	2.565	2.565
(-) Capex	(51.316)	-	-	-	-	-	-
(=) FC Firma	(51.316)	1.319	4.461	4.728	4.996	5.263	5.530

Tabela 54 – Demonstrativos financeiros caso 2

<b>DRE Caso 2</b>							
	<b>Ano 1</b>	<b>Ano 2</b>	<b>Ano 3</b>	<b>Ano 4</b>	<b>Ano 5</b>	<b>Ano 6</b>	<b>Ano 7</b>
(=) Receita Líquida	-	6.594	6.594	6.594	6.594	6.594	6.594
(-) Seguros	-	(161)	(161)	(161)	(161)	(161)	(161)
(-) Depreciação	-	(2.689)	(2.689)	(2.689)	(2.689)	(2.689)	(2.689)
(=) LAJIR	-	3.744	3.744	3.744	3.744	3.744	3.744
(-) Juros	-	(4.414)	(1.120)	(840)	(560)	(280)	-
(=) LAIR	-	(670)	2.624	2.904	3.184	3.464	3.744
(-) IR	-	(717)	(717)	(717)	(717)	(717)	(717)
(=) Lucro Líquido	-	(1.387)	1.907	2.187	2.467	2.747	3.027

Fluxo de Caixa							
Lucro Líquido	-	(1.387)	1.907	2.187	2.467	2.747	3.027
(+) Depreciação	-	2.689	2.689	2.689	2.689	2.689	2.689
(-) Capex	(53.777)	-	-	-	-	-	-
(=) FC Firma	(53.777)	1.302	4.596	4.876	5.156	5.436	5.716

Analisando a TIR e VPL para cada caso temos que:

Caso 1

TIR: 7,3 %

VPL: MR\$ -2.635

Caso 2

TIR: 7,1 %

VPL: MR\$ --3.494

Por esta análise vemos que, o primeiro caso apresenta um resultado melhor que o segundo, os motores da Wärsilä tem eficiência elétrica de 46% contra 35% da turbina da Siemens, em compensação como a demanda de frio é alta, no segundo caso uma quantidade maior de energia é recuperada por *chiller* de absorção.

Outro ponto favorável ao uso dos motores foi o atendimento total da demanda elétrica, o que não aconteceu no segundo caso.

O custo de O&M que é mais baixo no caso de turbinas a gás natural, se mostrou um ponto forte ao uso da turbina e como os resultados foram muito próximos, devem ser analisadas também, as condições de atendimento de peças pelo fabricante, entre outras informações, para então definir qual solução será seguida.

### 4.3. Cervejaria com demanda de vapor

#### 4.3.1. Avaliação dos dados de entrada

Neste caso analisaremos a cervejaria da Brahma localizada no estado do Rio de Janeiro, para efeitos de comparação, utilizaremos as tarifas de energia elétrica

da Light e de gás natural da CEG. Os valores para este caso foram retirados de um projeto da empresa Cogesar, disponível em seu site.

A Tabela 55 descreve a aba dados de entrada, com as informações deste empreendimento.

Tabela 55 – Dados de entrada cervejaria

<b>Informações demanda elétrica</b>		
Distribuidora contratada		<b>Light</b>
Subgrupo tarifário		<b>A3</b>
Demanda elétrica EE (kW)		13.500
Horas Utilização EE		24
Fator Carga EE		60%
Nº dias operação / mês		30
Necessidade de Vapor		Sim
Entre com a vazão de Vapor	<i>kg/h</i>	175.000
Entre com a pressão da caldeira	<i>bar</i>	10
Temp. Agua Recup	<i>°C</i>	70
Temp. Agua Nova	<i>°C</i>	25
Demanda Térmica Vapor	<i>kW</i>	129.401
Preço	<i>R\$/ton</i>	45,00
Carga térmica total	<i>[TR]</i>	36.793
Carga térmica total	<i>[kW]</i>	129.401

O empreendimento é cobrado pelas tarifas de energia elétrica horo-sazonal azul do grupo A3.

#### **4.3.2. Escolha dos equipamentos principais**

A partir das informações de entrada, podemos verificar que este caso tem uma demanda muito alta de vapor para o processo industrial, desta maneira vamos analisar o investimento por paridade térmica. Devido às altas demandas de vapor, será necessário ter queima adicional de gás natural para suprir esta demanda.

Fazendo um cálculo iterativo, chegamos a duas possíveis soluções, a primeira utiliza um Wärtsilä modelo 20V34SG de 9340 kW de potência nominal. A segunda solução utiliza duas turbinas a gás Rolls Royce modelo 501-kH5 de 6447 kW de potência nominal cada uma.

Avaliaremos neste caso o uso das duas turbinas que apresentou melhor resultado econômico-financeiro e a partir dos valores de catálogo destes

equipamentos, o modelo avalia a potência térmica máxima disponível que será associada à caldeira de recuperação.

Tendo definido o gerador e a caldeira de recuperação, obtemos a estimativa de investimentos necessários, que são descritos na Tabela 56. Vale ressaltar, que não foram considerados custos adicionais de conexão à rede elétrica.

Tabela 56 – Equipamentos principais cervejaria

<b>Capex</b>		
Gerador	R\$	20.355.920,00
Chiller de absorção	R\$	-
Outros, Engenharia e Montagens	R\$	8.142.368,00
Equipamentos elétricos e instrumentação	R\$	6.106.776,00
Caldeira recuperação	R\$	4.255.336,16
<b>TOTAL</b>	<b>R\$</b>	<b>38.860.400,16</b>

### 4.3.3. Avaliação dos custos sem cogeração

A partir das informações dos dados de entrada, conseguimos analisar os custos sem cogeração, que neste caso são compostos pela compra de energia da Light e pela queima de gás natural em caldeira convencional.

Utilizando as equações 3.13 e 4.2 temos que:

$$C_{sc} = DEt \times FCpd \times h \times d \times Tarifa\ consolidada \quad [Eq. 3.13]$$

$$Tarifa\ consolidada = Teq\ energia + Teq\ demanda \quad [Eq. 4.2]$$

$$Tarifa\ consolidada = 280,04 + 116,01 \rightarrow 396,05\ R\$/MWh$$

Assim, resolvendo a equação 3.11, temos que:

$$C_{sc} = 13,5 \times 60\% \times 24 \times 30 \times 396,05 \rightarrow 2.309.760\ R\$/mês$$

Este valor representa qual seria o custo de compra de energia com a Light (sem cogeração)

Para a estimativa dos custos relativos para se gerar vapor para o processo industrial, usaremos a equação 3.17 descrita no item 3.9.10.

$$Receita\ vapor = CV \times \frac{DV_{ton} \times ET_g}{DV_{kw}} \quad [ Eq. 3.17 ]$$

Onde:

CV: Custo em reais para gerar uma tonelada de vapor por hora em caldeira convencional.

DV<sub>ton</sub>: Demanda de vapor em ton/h

ET<sub>g</sub>: Energia térmica disponível pelos geradores

DV<sub>kw</sub>: Demanda térmica de vapor em kW

Para este caso temos que:

$$Receita\ vapor = 46 \times \frac{175 \times 13.681}{129.421} \rightarrow R\$ 612.768$$

#### 4.3.4. Custos operacionais efetivos (COE)

Os custos operacionais efetivos para este são descritos pela equação 4.9.

$$COE = CO_{gn} + CO_{o\&m} + CO_{backup} \quad [ Eq. 4.9 ]$$

Utilizando as equações 3.18 e 3.19, chegamos aos custos com gás natural e custo de *ligação com a rede*. Como o gerador escolhido é uma configuração de duas turbinas os custos de operação e manutenção são fixados em 50 R\$/MWh gerado.

A Tabela 57 demonstra o COE para este projeto.

Tabela 57 – COE cervejaria

<b>Consumo de GN</b>	<b>gerador 1</b>
Energia elétrica bruta produzida pelo gerador kWh	6.138.180,0
Consumo específico de GN - Nm <sup>3</sup> /kWh	0,2520
Preço calculado do GN – R\$/Nm <sup>3</sup>	<b>1,1540</b>
<b>Custo total de GN R\$/mês</b>	<b>1.784.831,62</b>
<b>Manutenção</b>	
Energia elétrica bruta produzida pelo gerador	6.138,2
Custo específico de manutenção	50,00
Custo mensal de manutenção	306.909
Contingência de 5%	15.345
<b>Custo total de manutenção R\$/mês</b>	<b>322.254</b>
<b>Demanda Contratual / Backup</b>	
Maximo entre potencia do gerador e carga local kW	13.500,0
Custo da demanda contratual (HSV) R\$/kW	17,22
<b>Custo total de Backup R\$/mês</b>	<b>232.460</b>

Resolvendo a equação 4.9 para cada caso temos que:

$$COE = 1.784.832 + 322.254 + 232.460 \rightarrow 2.339.546 \text{ R\$/mês}$$

O COE anual total para o caso é de R\$ 28.074.551, e o custo da energia gerada através desta solução, que é descrito pela equação 4.11, será:

$$CEN = \frac{COE+CC}{EEliq} \rightarrow 396 \text{ R\$/MWh} \quad [\text{Eq. 4.11}]$$

O CEN deste caso é praticamente igual a tarifa consolidada, o que mostra que a quantidade de vapor gerado na caldeira de recuperação já se mostra como um lucro efetivo.

A partir da equação 4.10 obtém-se a receita líquida anual deste caso.

$$Receita \text{ líquida} = Receita \text{ total} - COE \quad [\text{Eq. 4.10}]$$

$$Receita \text{ líquida} = \text{R\$ } 6.995.790$$

A Figura 16 demonstra a composição dos custos operacionais efetivos e do custo de capital necessário para este caso.

## Composição COE + Custo de Capital

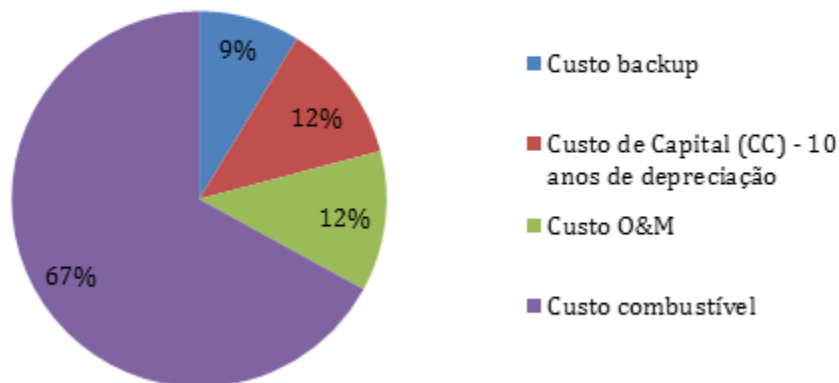


Figura 16: Composição dos custos operacionais efetivos – Cervejaria

### 4.3.5. Resultados econômico-financeiros

A partir dos valores de receita líquida anuais, podemos analisar o retorno dos investimentos de cada caso, conforme detalhado no item 2.7 deste estudo.

Utilizaremos a linha de financiamento BNDES PROESCO, cujas condições oferecidas são descritas na Tabela 44.

Do mesmo modo que foi feito nos casos anteriores, os equipamentos serão depreciados por um período de 10 anos, e será considerada para efeitos contábeis, operação em lucro presumido, com um valor de 32% da alíquota de IR (34%).

A partir destas premissas, avaliamos o retorno do investimento através do fluxo de caixa da firma, avaliado para um período de 20 anos. Assim chegamos ao valor de TIR e VPL, segundo as equações 2.3 e 2.4.

O anexo 3 mostra os resultados do fluxo de caixa para um horizonte de 2º anos em quanto a Tabela 58 demonstra os resultados financeiros para a solução de cogeração



Tabela 58 – Resultados financeiros - cervejaria

<b>DRE - Visão simplificada</b>							
	<b>Ano 1</b>	<b>Ano 2</b>	<b>Ano 3</b>	<b>Ano 4</b>	<b>Ano 5</b>	<b>Ano 6</b>	<b>Ano 7</b>
(=) Receita Líquida	-	6.996	6.996	6.996	6.996	6.996	6.996
(-) Seguros	-	(117)	(117)	(117)	(117)	(117)	(117)
(-) Depreciação	-	(1.943)	(1.943)	(1.943)	(1.943)	(1.943)	(1.943)
(=) LAJIR	-	4.936	4.936	4.936	4.936	4.936	4.936
(-) Juros	-	(3.190)	(809)	(607)	(405)	(202)	-
(=) LAIR	-	1.747	4.127	4.329	4.532	4.734	4.936
(-) IR	-	(761)	(761)	(761)	(761)	(761)	(761)
(=) Lucro Líquido	-	985	3.366	3.568	3.770	3.973	4.175
<b>Fluxo de Caixa - Visão simplificada</b>							
Lucro Líquido	-	985	3.366	3.568	3.770	3.973	4.175
(+) Depreciação	-	1.943	1.943	1.943	1.943	1.943	1.943
(-) Capex	(38.860)	-	-	-	-	-	-
(=) FC Firma	(38.860)	2.928	5.309	5.511	5.713	5.916	6.118

O ano 1 representa o ano de planejamento do projeto, do ano 2 em diante, é representado a operação do projeto. Com estes resultados chegamos a um valor de TIR de 13,0% e considerando que o investidor tenha um custo de capital de 8% o VPL para esta operação seria de R\$ 6.995.790,00.

Desta maneira, o projeto é viável economicamente e considerando todos os benefícios trazidos pela cogeração, representa uma boa alternativa para este empreendimento.

## 5. Considerações finais

O uso da cogeração de energia como forma de atendimento de demandas térmicas e elétricas em plantas industriais e comerciais começa a apresentar resultados economicamente viáveis para diversos tipos de empreendimento. As resoluções 235 e 482 trazem benefícios para a implementação de sistemas de cogeração pra diversos segmentos, sendo uma excelente alternativa para aumentar a eficiência do consumo de recursos energéticos do Brasil.

O cenário brasileiro de crise energética, com alto índice de despacho de termoeletricas e com as distribuidoras de energia correndo risco de contratar parte de sua demanda de energia a preços muito elevados, faz com que projetos de geração distribuída de qualquer natureza ganhem cada vez mais força, dessa maneira novos incentivos ainda podem ser criados pelo governo.

Segundo (ESTADÃO, 2014) em uma reportagem que mostra que estimativas do mercado preveem um aumento de até 17% na tarifa de energia elétrica no país em 2015, essa expectativa de aumento nas tarifas de energia elétrica melhoram muito os resultados aqui apresentados, considerando um aumento de 15% nos estudos de caso propostos neste trabalho, e um aumento de 6,45 % na tarifa de gás natural (reajuste pela inflação), teríamos os resultados descritos na Tabela 59.

Tabela 59 – Análise de sensibilidade

<b>Situação atual</b>			
	<b>Caso1</b>	<b>Caso 2</b>	<b>Caso 3</b>
TIR do projeto	9,2%	7,3%	13,0%
VPL do projeto @ 8%	357	-2.635	6.996
<b>Com aumento de 15% na tarifa de energia elétrica</b>			
TIR do projeto	18,0%	13,9%	18,3%
VPL do projeto @ 8%	3.294	24.459	33,694

O que mostra que o potencial de atratividade deste tipo de projeto pode aumentar significamente.

Os casos aqui simulados, foram simplificados por questões didáticas, em uma situação real, em que cada empreendimento apresenta suas peculiaridades, deve ser feita uma abordagem mais ampla, para avaliar de maneira mais precisa as condições pré e pós a instalação de um sistema de cogeração.

A partir deste estudo detalhado, devem ser avaliadas as diferentes configurações de equipamentos e as vantagens que cada uma pode fornecer,

levando em consideração aspectos como disponibilidade de peças no mercado brasileiro, custos de internalização do equipamento, verificação de equipamentos similares produzidos no Brasil entre outros.

A ferramenta desenvolvida neste trabalho tinha como objetivo fazer uma primeira análise de implantação de um sistema de cogeração de acordo com as condições de entrada informadas pelo usuário servindo como um instrumento para comparar diferentes propostas de configurações, analisando os critérios técnicos, econômicos e de eficiência energética para auxiliar na decisão sobre a viabilidade de implantação de uma configuração de cogeração no empreendimento analisado.

O objetivo de estudar casos com diferentes especificações era mostrar a eficiência da planilha em se analisar as demandas elétricas e térmicas, sugerindo uma configuração específica para cada caso, gerando resultados consistentes para dar suporte ao usuário independente do porte e setor.

Além disso, o usuário tem liberdade de adicionar novos equipamentos, assim como alterar os principais parâmetros de entrada e adequar a forma contábil que o projeto deve ser analisado, fazendo com que este modelo possa ser usado de maneira bem consistente.

Com a criação de uma aba de análises de sensibilidade o usuário consegue analisar de maneira rápida e eficiente, os resultados consolidados com a mudança de um ou mais parâmetros. Dessa forma, a planilha criada neste estudo é um instrumento bastante flexível e eficiente para analisar a viabilidade técnica e econômica da implantação de sistemas de cogeração.

Os resultados obtidos nos casos estudados mostram que a implantação de sistemas de cogeração ainda não apresenta retornos elevados, mas com as condições atuais, os projetos deste tipo começam a apresentar retorno positivo do investimento, e devemos considerar ainda todos os benefícios trazidos pela cogeração como: melhor aproveitamento no consumo de energia, menor dependência do uso da rede elétrica entre outros.

Considerando todos os itens analisados, o aumento de geração de energia através da cogeração traz diversos benefícios para o país, além da contribuição para a geração distribuída e maior eficiência, os empreendimentos que implantarem este tipo de sistema, terão uma economia operacional no médio prazo, tornando-os mais competitivos. Uma sugestão pra próximos trabalhos é adicionar custos de conexão com a rede elétrica e considerar um custo pela utilização do espaço físico para instalação dos equipamentos. Outro item de melhoria, seria considerar a curva de carga dos equipamentos que operarem abaixo de sua capacidade nominal.

## Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acessado em 15 de julho de 2014.

ASSOCIAÇÃO DA INDÚSTRIA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA – SP. Disponível em <<http://www.cogensp.com.br>>. Acessado em 3 de junho de 2014.

AZEVEDO BARJA,G.J (2006), A Cogeração e sua Inserção ao Sistema Elétrico. Dissertação, Mestrado em Ciências Mecânicas, Faculdade de Tecnologia/UnB, Brasília, DF, Brasil.

BANCO CENTRAL DO BRASIL - BCB. Disponível em <<http://www.bcb.gov.br>>. Acessado em 15 de julho de 2014.

BRASIL, P. NEWTON Newton. Apostila de Cogeração, 1 ed. Rio de Janeiro, 2005.

BUTLER, C.H., **Cogeneration: engineering, design, financing, and regulatory compliance**, 1 ed. Virginia, McGraw-Hill Inc., Caledonia, 1984.

CATERPILLAR ELECTRIC POWER GENERATION. Disponível em <[http://www.cat.com/pt\\_BR/products/new/power-systems/electric-power-generation/gas-generator-sets.html](http://www.cat.com/pt_BR/products/new/power-systems/electric-power-generation/gas-generator-sets.html)>. Acessado em 10 de maio de 2014.

COGEN EUROPE (2001). Educogen - An educational tool for cogeneration. 2ª ed. Brussels, Belgium: COGEN Europe.

COMPANHIA DE GÁS DE MINAS GERAIS - GASMIG. Disponível em <<http://www.GASMIG.com.br>>. Acessado em 13 de julho de 2014.

COMPANHIA DE GÁS SÃO PAULO - COMGÁS. Disponível em <<http://www.comgas.com.br>>. Acessado em 11 de julho de 2014.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG. Disponível em <<http://www.cemig.com.br>>. Acessado em 13 de julho de 2014.

COMPANHIA ESTADUAL DE GÁS DO RIO DE JANEIRO – CEG-RIO. Disponível em <<http://www.ceg.com.br>>. Acessado em 11 de julho de 2014.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ - CPFL. Disponível em <<http://www.cpfl.com.br>>. Acessado em 11 de julho de 2014.

ESTADAO. Disponível em < <http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,conta-de-luz-vai-subir-de-10-a-17-em-2015-preveem-economistas,1535848>>. Acessado em 05 de agosto de 2014.

GENERAL ELECTRIC POWER DIVISION. Disponível em <<http://www.gepower.com>>. Acessado em 10 de maio de 2014.

JÚNIOR, SILVIO DE OLIVEIRA, *et. al.* Sistemas de refrigeração por absorção. 2004. 32 f. Departamento de Engenharia Mecânica – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo.

KERR, TOM: Evaluating the benefits of greater global investment: Combined heat and power, Paris, 2008.

LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE – LIGHT RIO. Disponível em <<http://www.light.com.br>>. Acessado em 11 de julho de 2014.

ORLANDO, J.A., **Cogeneration design guide**, 1 ed. Virginia, ASHRAE ., 1996.

SANTOS, H. M. A.; *et al.* **Eficiência energética: teoria & prática**, 1 ed. Itajubá, 2007.

SIEMENS POWER DIVISION. Disponível em <<http://www.energy.siemens.com/br/en/fossil-power-generation>>. Acessado em 10 de maio de 2014.

SILVEIRA, JOSÉ LUZ. Cogeração de energia. In: SÍMPOSIO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS, Niterói, 2001.

SOUZA, LUCAS OLIVEIRA (2011), Análise de viabilidade técnica econômica de projetos de cogeração de energia usando a planilha de simulação desenvolvida “análise cogera”, Monografia, Graduação engenharia mecânica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

TOMALSQUIM, M. T., *et al.* **Potencial de cogeração a gás natural: Setores industrial e terciário do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro**, Cenergia, 2003.

VAN WYLEN, G.J.; SONNTAG, R.E.; BORGNAKKE, C., **Fundamentos da Termodinâmica**, 6 ed. São Paulo, Edgard Blücher Ltda., 2003.

## **Anexos**

### **Anexo 1 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 235, DE 14 DE NOVEMBRO DE 2006**

Estabelece os requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogeneradoras de energia e dá outras providências.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto nos arts. 1º, incisos II, IV e VIII e 2º, inciso I da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, com base no art. 4º, inciso IX, Anexo I do Decreto no 2.335, de 6 de outubro de 1997, o que consta no Processo 48500.004724/05-41, e considerando que:

a atividade de cogeração de energia contribui para a racionalidade energética, possibilitando melhor aproveitamento e menor consumo de fontes de energia, quando comparada à geração individual de calor e energia elétrica;

em função da Audiência Pública no 003/2006, em caráter documental, realizada no período de 22 de fevereiro a 07 de abril de 2006, foram recebidas sugestões de diversos agentes do setor de energia elétrica, bem como da sociedade em geral, que contribuiram para o aperfeiçoamento deste ato regulamentar, resolve:

Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução, os requisitos para o reconhecimento da qualificação de centrais termelétricas cogeneradoras, com vistas a participação nas políticas de incentivo ao uso racional dos recursos energéticos.

Art. 2º O disposto nesta Resolução aplica-se a:

I – pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que produzam ou venham a produzir energia elétrica destinada ao serviço público ou à produção independente;  
ou

II – pessoa física, pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que produzam ou venham a produzir energia elétrica destinada à autoprodução, com excedente para comercialização eventual ou temporária.

## DAS TERMINOLOGIAS E DOS CONCEITOS

Art. 3º Para os fins e efeitos desta Resolução são adotadas as terminologias e conceitos a seguir definidos:

I – Cogeração: processo operado numa instalação específica para fins da produção combinada das utilidades calor e energia mecânica, esta geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária, observando que:

a) a instalação específica denomina-se central termelétrica cogeneradora, cujo ambiente não se confunde com o processo ao qual está conectada, sendo que, excepcionalmente e a pedido do interessado, a cogeração poderá alcançar a fonte e as utilidades no processo, além das utilidades produzidas pela central termelétrica cogeneradora a que está conectado, condicionando aquelas à exeqüibilidade de sua completa identificação, medição e fiscalização, a critério exclusivo da ANEEL; e

b) a obtenção da utilidade eletromecânica ocorre entre a fonte e a transformação para obtenção da utilidade calor;

II - Cogeração qualificada: atributo concedido a cogeneradores que atendem os requisitos definidos nesta Resolução, segundo aspectos de racionalidade energética, para fins de participação nas políticas de incentivo à cogeração;

III - Energia da fonte (Ef): energia recebida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, com base no conteúdo energético específico, que no caso dos combustíveis é o Poder Calorífico Inferior (PCI);

IV - Energia da utilidade eletromecânica (Ee): energia cedida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, em termos líquidos, ou seja, descontando da energia bruta gerada o consumo em serviços auxiliares elétricos da central;

V - Energia da utilidade calor (Et): energia cedida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh/h, em termos líquidos, ou seja, descontando das energias brutas entregues ao processo as energias de baixo potencial térmico que retornam à central;



VI - Eficiência Energética: índice que demonstra o quanto da energia da fonte foi convertida em utilidade eletromecânica e utilidade calor;

VII - Eficiência Exergética: índice que demonstra o quanto da energia da fonte foi convertida em utilidades equivalentes à eletromecânica;

VIII - Fator de cogeração (Fc %): parâmetro definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeneradora, o qual aproxima-se do conceito de Eficiência Exergética; e

IX - Fator de ponderação (X): parâmetro adimensional definido em função da potência instalada e da fonte da central termelétrica cogeneradora, obtido da relação entre a eficiência de referência da utilidade calor e da eletromecânica, em processos de conversão para obtenção em separado destas utilidades.

#### DOS REQUISITOS PARA QUALIFICAÇÃO

Art. 4º A central termelétrica cogeneradora, para fins de enquadramento na modalidade de “cogeração qualificada”, deverá atender os seguintes requisitos:

I - estar regularizada perante a ANEEL, conforme o disposto na legislação específica e na Resolução no 112, de 18 de maio de 1999; e

II – preencher os requisitos mínimos de racionalidade energética, mediante o cumprimento das inequações a seguir:

a) 
$$\frac{Et}{Ef} \geq 15\%$$

b) 
$$\left( \frac{Et}{Ef} \right) + X + \frac{Ee}{Ef} \geq Fc\%$$

§ 1º Os valores de “X” e “Fc” das fórmulas de que trata o inciso II deverão ser aplicados em função da potência elétrica instalada na central de cogeração e da respectiva fonte, obedecida a seguinte tabela:

<b>Fonte/potência elétrica instalada</b>	<b>X</b>	<b>Fc%</b>
<b>Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão:</b>		
Até 5 MW	2,14	41
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,13	44
Acima de 20 MW	2,00	50
<b>Demais combustíveis:</b>		
Até 5 MW	2,50	32
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,14	37
Acima de 20 MW	1,88	42
<b>Calor recuperado de processo:</b>		
Até 5 MW	2,60	25
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,17	30
Acima de 20 MW	1,86	35

§ 2º No caso de queima alternada ou mesclada de diferentes fontes, os valores de “X” e “Fc”, representativos dessa situação, serão obtidos por ponderação dos valores contidos na tabela de que trata o parágrafo anterior, segundo a participação energética de cada fonte.

§ 3º Poderão candidatar-se à qualificação os blocos de cogeração pertencentes a uma central termelétrica contendo blocos de geração pura, desde que se distingam os primeiros dos segundos, e os blocos de cogeração apresentem medições perfeitamente individualizadas que permitam o cômputo das suas energias Ef, Ee e Et e a sua fiscalização.

#### DA SOLICITAÇÃO DE QUALIFICAÇÃO

Art. 5º A qualificação de central termelétrica cogeneradora deverá ser objeto de requerimento à ANEEL, acompanhado de relatório contendo as seguintes informações:

I - memorial descritivo simplificado da central e do processo associado;

II - planta geral do complexo destacando onde está inserida a central;

III - diagrama elétrico unifilar geral da central;

IV - caracterização do calendário do ciclo operativo da central, com indicação do seu regime operativo e o conseqüente fator de utilização média das instalações;

V- balanço da energia elétrica em kWh/h, indicando, tanto para “carga plena” quanto “carga média”, as informações referentes a:

- a) geração bruta;
  - b) consumo em serviços auxiliares da central;
  - c) consumo no processo industrial associado; e
  - d) intercâmbio externo, se houver importação ou exportação;
- VI - fluxograma do balanço térmico na “carga plena” e na “carga média”, indicando para cada situação a vazão mássica e as variáveis de estado de todos os fluidos envolvidos, na entrada e saída dos principais equipamentos e instalações da central;

VII - demonstração da eficiência energética individual dos principais equipamentos integrantes do ciclo térmico de cogeração; e

VIII - demonstração do atendimento aos requisitos de racionalidade a que se refere o inciso II do art. 4º

.

Parágrafo único. A documentação técnica, em todas as suas partes, deverá estar assinada pelo engenheiro responsável pelas informações, incluindo a comprovação de sua carteira-inscrição e certificado de regularidade perante o Conselho Regional de Engenharia, Arquitetura e Agronomia – CREA.

Art. 6º O requerimento da qualificação deverá considerar os dados energéticos extraídos da efetiva operação da central, podendo, na sua falta, ser instruído com as informações do planejamento operativo.

Art. 7º A ANEEL poderá solicitar outros dados e informações adicionais ou a complementação daqueles já apresentados, para melhor instrução e análise da qualificação requerida.

Art. 8º As centrais termelétricas que utilizam exclusivamente a biomassa como fonte primária de energia não necessitam de qualificação para fazer jus aos benefícios previstos na legislação, respeitadas as respectivas condições de aplicação.

#### AS OBRIGAÇÕES DO COGERADOR QUALIFICADO

Art. 9º Uma vez reconhecida a qualificação, o agente obriga-se a manter em arquivo o registro mensal dos montantes energéticos referentes à Ef, Ee e Et, bem como o

demonstrativo da sua apuração, com base na efetiva operação da central termelétrica cogeneradora, observando os seguintes procedimentos:

I – no caso da qualificação tiver sido outorgada com base nas informações do planejamento operativo, o agente deverá encaminhar à ANEEL, até nove meses após o início da operação, a apuração e a demonstração do atendimento aos requisitos de racionalidade a que se refere o inciso II do art.4º desta Resolução, em base mensal, bem como o acumulado dos seis primeiros meses de operação; e

II - os arquivos anteriores aos últimos sessenta meses perdem a validade para fins de comprovação à ANEEL.

Parágrafo único. Deverão ser informadas à ANEEL as alterações que impliquem a violação de qualquer das condições de qualificação da central termelétrica cogeneradora.

Art. 10. O desatendimento não eventual às condições de qualificação da central termelétrica sujeitará o agente à revogação do ato de reconhecimento da qualificação, à cessação dos benefícios incorridos e à aplicação da respectiva penalidade conforme os arts. 7º e 15 da Resolução nº 063, de 12 de maio de 2004.

#### DAS DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 11. Mantêm-se em vigor todas as qualificações reconhecidas sob a vigência da Resolução nº 21, de 20 de janeiro de 2000, equiparando-se o regime precário ao permanente.

Parágrafo único. Essas qualificações passam a se sujeitar ao disposto nesta Resolução no tocante às condições de manutenção da qualificação e de sua violação, respectivamente, nos termos dos arts. 4º e 10 desta Resolução.

Art. 12. Fica revogada a Resolução nº 021, de 20 de janeiro de 2000.

Art. 13. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

## **Anexo 2 – RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL  
RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012

Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no art. 4º, inciso XX, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, o que consta no Processo nº 48500.004924/2010-51 e considerando:

as contribuições recebidas na Consulta Pública nº 15/2010, realizada por intercâmbio documental no período de 10 de setembro a 9 de novembro de 2010 e as contribuições recebidas na Audiência Pública nº 42/2011, realizadas no período de 11 de agosto a 14 de outubro de 2011, resolve:

### **CAPÍTULO I**

#### **DAS DISPOSIÇÕES PRELIMINARES**

Art. 1º Estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica.

Art. 2º Para efeitos desta Resolução, ficam adotadas as seguintes definições:

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

## **CAPÍTULO II**

### **DO ACESSO AOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Art. 3º As distribuidoras deverão adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais.

§1º O prazo para a distribuidora efetuar as alterações de que trata o *caput* e publicar as referidas normas técnicas em seu endereço eletrônico é de 240 (duzentos e quarenta) dias, contados da publicação desta Resolução.

§2º Após o prazo do § 1º, a distribuidora deverá atender às solicitações de acesso para microgeradores e minigeradores distribuídos nos termos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

Art.4º Fica dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para a microgeração e minigeração distribuída que participe do sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora, nos termos do Capítulo III, sendo suficiente a celebração de Acordo Operativo para os minigeradores ou do Relacionamento Operacional para os microgeradores. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

§1º A potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica fica limitada à carga instalada, no caso de unidade consumidora do grupo B, ou à demanda contratada, no caso de unidade consumidora do grupo A. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

§2º Caso o consumidor deseje instalar microgeração ou minigeração distribuída com potência superior ao limite estabelecido no §1º, deve solicitar aumento da carga instalada, no caso de unidade consumidora do grupo B, ou aumento da demanda contratada, no caso de unidade consumidora do grupo A. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

Art. 5º Quando da conexão de nova unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, ou no caso do §2º do art. 4º, aplicam-se as regras de participação financeira do consumidor definidas em regulamento específico. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

Parágrafo único. Os custos de eventuais ampliações ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração ou minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica não deverão fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

## **CAPÍTULO III**

### **DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Art. 6º O consumidor poderá aderir ao sistema de compensação de energia elétrica, observadas as disposições desta Resolução. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

§1º Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora, será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 36 (trinta e seis) meses. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

§2º A adesão ao sistema de compensação de energia elétrica não se aplica aos consumidores livres ou especiais. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

Art. 7º No faturamento de unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica deverão ser observados os seguintes procedimentos:

I - deverá ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso.

II - o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto tarifário, quando for o caso, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

III - caso existam postos tarifários e a energia ativa injetada em um determinado posto tarifário seja superior à consumida, a diferença deverá ser utilizada para compensação em outros postos tarifários dentro do mesmo ciclo de faturamento, devendo ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia – TE, conforme definição da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, se houver. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

IV - os montantes de energia ativa injetada que não tenham sido compensados na própria unidade consumidora poderão ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas para esse fim e atendidas pela mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação de energia elétrica, possuidor do mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

V - o consumidor deverá definir a ordem de prioridade das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica, devendo a unidade consumidora onde se encontra instalada a geração ser a primeira a ter seu consumo compensado. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

VI - em cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, a compensação deve se dar primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, devendo ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia – TE para diferentes postos tarifários de uma mesma unidade consumidora, conforme definição da

Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, se houver. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

VII - os créditos de energia ativa resultantes após compensação em todos os postos tarifários e em todas as demais unidades consumidoras, conforme incisos II a VI, expirarão 36 (trinta e seis) meses após a data do faturamento e serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação após esse prazo.

VIII - eventuais créditos de energia ativa existentes no momento do encerramento da relação contratual do consumidor serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

IX - a fatura deverá conter a informação de eventual saldo positivo de energia ativa para o ciclo subsequente em quilowatt-hora (kWh), por posto tarifário, quando for o caso, e também o total de créditos que expirarão no próximo ciclo. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

X - os montantes líquidos apurados no sistema de compensação de energia elétrica serão considerados no cálculo da sobrecontratação de energia para efeitos tarifários, sem reflexos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, devendo ser registrados contabilmente, pela distribuidora, conforme disposto no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

XI - Para as unidades consumidoras atendidas em tensão primária com equipamentos de medição instalados no secundário dos transformadores deverá ser deduzida a perda por transformação da energia injetada por essa unidade consumidora, nos termos do art. 94 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. (Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

Parágrafo único. Aplica-se de forma complementar as disposições da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, relativas aos procedimentos para faturamento.

## **CAPÍTULO IV**

### **DA MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Art. 8º Os custos referentes à adequação do sistema de medição, necessário para implantar o sistema de compensação de energia elétrica, são de responsabilidade do interessado.

§1º O custo de adequação a que se refere o *caput* é a diferença entre o custo dos componentes do sistema de medição requerido para o sistema de compensação de energia elétrica e o custo do medidor convencional utilizado em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão.

§2º O sistema de medição deve observar as especificações técnicas do PRODIST e ser instalado pela distribuidora, que deve cobrar dos interessados o custo de adequação. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)



§ 3º O sistema de medição deve ser registrado no ativo imobilizado em serviço, devendo a parcela de responsabilidade de o interessado ser contabilizada em contrapartida do Subgrupo Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica. (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.)

Art. 9º Após a adequação do sistema de medição, a distribuidora será responsável pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição ou adequação.

Art. 10. A distribuidora deverá adequar o sistema de medição dentro do prazo para realização da vistoria e ligação das instalações e iniciar o sistema de compensação de energia elétrica assim que for aprovado o ponto de conexão, conforme procedimentos e prazos estabelecidos na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

## **CAPÍTULO V**

### **DAS RESPONSABILIDADES POR DANO AO SISTEMA ELÉTRICO**

Art. 11. Aplica-se o estabelecido no *caput* e no inciso II do art. 164 da Resolução Normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010, no caso de dano ao sistema elétrico de distribuição comprovadamente ocasionado por microgeração ou minigeração distribuída incentivada.

Art.12. Aplica-se o estabelecido no art. 170 da Resolução Normativa nº 414, de 2010, no caso de o consumidor gerar energia elétrica na sua unidade consumidora sem observar as normas e padrões da distribuidora local.

Parágrafo único. Caso seja comprovado que houve irregularidade na unidade consumidora, nos termos do *caput*, os créditos de energia ativa gerados no respectivo período não poderão ser utilizados no sistema de compensação de energia elétrica.

## **CAPÍTULO VI**

### **DAS DISPOSIÇÕES GERAIS**

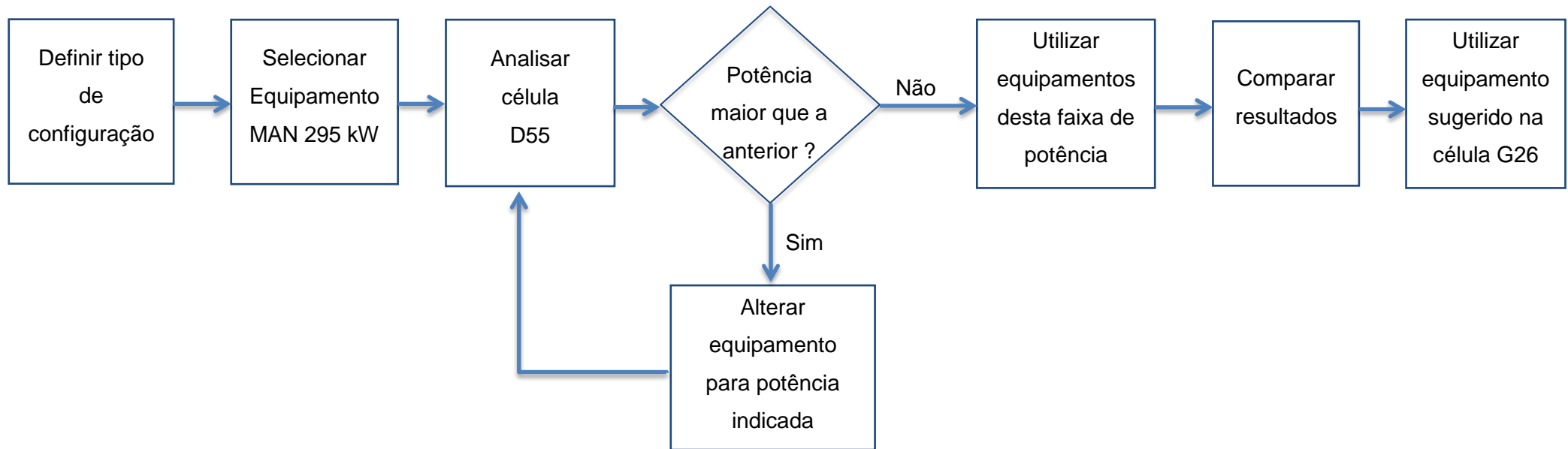
Art.13. Compete à distribuidora a responsabilidade pela coleta das informações das unidades geradoras junto aos microgeradores e minigeradores distribuídos e envio dos dados constantes nos Anexos das Resoluções Normativas nos 390 e 391, ambas de 15 de dezembro de 2009, para a ANEEL.

Art.14. Ficam aprovadas as revisões 4 do Módulo 1 – Introdução, e 4 do Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, do PRODIST, de forma a contemplar a inclusão da Seção 3.7 – Acesso de Micro e Minigeração Distribuída com as adequações necessárias nesse Módulo.

Art. 15. A ANEEL irá revisar esta Resolução em até cinco anos após sua publicação.

Art. 16. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

### Anexo 3 – Fluxograma cálculo iterativo



## Anexo 4 – Demonstrativos financeiros e fluxo de caixa

### Hospital Médio Porte

DRE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
(=) Receita Líquida	-	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560	-
(-) Seguros	-	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	(12)	-	-	-	-	-	-	-
(-) Depreciação	-	(197)	(197)	(197)	(197)	(197)	(197)	(197)	(197)	(197)	(197)	(197)	(197)	(197)	(197)	(197)	(197)	(197)	(197)	(197)	(197)	(197)	-
(=) LAJIR	-	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	362	362	362	362	362	362	-
(-) Juros	-	(324)	(82)	(62)	(41)	(21)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) LAIR	-	26	268	289	309	330	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	362	362	362	362	362	362	-
(-) IR	-	(61)	(61)	(61)	(61)	(61)	(61)	(61)	(61)	(61)	(61)	(61)	(61)	(61)	(61)	(61)	(61)	(61)	(61)	(61)	(61)	(61)	-
(=) Lucro Líquido	-	(34)	207	228	248	269	289	289	289	289	289	289	289	289	289	289	301	301	301	301	301	301	-
Fluxo de Caixa																							
Lucro Líquido	-	(34)	207	228	248	269	289	289	289	289	289	289	289	289	289	289	301	301	301	301	301	301	-
(+) Depreciação	-	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	197	-
(-) Capex	(3.947)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) FC Firma	(3.947)	163	405	425	446	466	487	487	487	487	487	487	487	487	487	487	499	499	499	499	499	499	-

### Carga industrial de médio porte – Caso 1

DRE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
(=) Receita Líquida	-	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378	6.378	-
(-) Seguros	-	(154)	(154)	(154)	(154)	(154)	(154)	(154)	(154)	(154)	(154)	(154)	(154)	(154)	(154)	(154)	-	-	-	-	-	-	-
(-) Depreciação	-	(2.565)	(2.565)	(2.565)	(2.565)	(2.565)	(2.565)	(2.565)	(2.565)	(2.565)	(2.565)	(2.565)	(2.565)	(2.565)	(2.565)	(2.565)	(2.565)	(2.565)	(2.565)	(2.565)	(2.565)	(2.565)	(0)
(=) LAJIR	-	3.658	3.658	3.658	3.658	3.658	3.658	3.658	3.658	3.658	3.658	3.658	3.658	3.658	3.658	3.658	3.812	3.812	3.812	3.812	3.812	3.812	(0)
(-) Juros	-	(4.211)	(1.068)	(801)	(534)	(267)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) LAIR	-	(553)	2.590	2.857	3.124	3.391	3.658	3.658	3.658	3.658	3.658	3.658	3.658	3.658	3.658	3.658	3.812	3.812	3.812	3.812	3.812	3.812	(0)
(-) IR	-	(694)	(694)	(694)	(694)	(694)	(694)	(694)	(694)	(694)	(694)	(694)	(694)	(694)	(694)	(694)	(694)	(694)	(694)	(694)	(694)	(694)	-
(=) Lucro Líquido	-	(1.247)	1.896	2.163	2.430	2.697	2.964	2.964	2.964	2.964	2.964	2.964	2.964	2.964	2.964	2.964	3.118	3.118	3.118	3.118	3.118	3.118	(0)
Fluxo de Caixa																							
Lucro Líquido	-	(1.247)	1.896	2.163	2.430	2.697	2.964	2.964	2.964	2.964	2.964	2.964	2.964	2.964	2.964	2.964	3.118	3.118	3.118	3.118	3.118	3.118	(0)
(+) Depreciação	-	2.565	2.565	2.565	2.565	2.565	2.565	2.565	2.565	2.565	2.565	2.565	2.565	2.565	2.565	2.565	2.565	2.565	2.565	2.565	2.565	2.565	0
(-) Capex	(51.306)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) FC Firma	(51.306)	1.319	4.461	4.728	4.996	5.263	5.530	5.530	5.530	5.530	5.530	5.530	5.530	5.530	5.530	5.530	5.684	5.684	5.684	5.684	5.684	5.684	-

## Carga industrial de médio porte – Caso 2

DRE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
(=) Receita Líquida	-	6.594	6.594	6.594	6.594	6.594	6.594	6.594	6.594	6.594	6.594	6.594	6.594	6.594	6.594	6.594	6.594	6.594	6.594	6.594	6.594	-	
(-) Seguros	-	(161)	(161)	(161)	(161)	(161)	(161)	(161)	(161)	(161)	(161)	(161)	(161)	(161)	(161)	(161)	-	-	-	-	-	-	
(-) Depreciação	-	(2.689)	(2.689)	(2.689)	(2.689)	(2.689)	(2.689)	(2.689)	(2.689)	(2.689)	(2.689)	(2.689)	(2.689)	(2.689)	(2.689)	(2.689)	(2.689)	(2.689)	(2.689)	(2.689)	(2.689)	(2.689)	-
(=) LAJIR	-	3.744	3.744	3.744	3.744	3.744	3.744	3.744	3.744	3.744	3.744	3.744	3.744	3.744	3.744	3.744	3.905	3.905	3.905	3.905	3.905	3.905	-
(-) Juros	-	(4.414)	(1.120)	(840)	(560)	(280)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) LAIR	-	(670)	2.624	2.904	3.184	3.464	3.744	3.744	3.744	3.744	3.744	3.744	3.744	3.744	3.744	3.744	3.905	3.905	3.905	3.905	3.905	3.905	-
(-) IR	-	(717)	(717)	(717)	(717)	(717)	(717)	(717)	(717)	(717)	(717)	(717)	(717)	(717)	(717)	(717)	(717)	(717)	(717)	(717)	(717)	(717)	-
(=) Lucro Líquido	-	(1.387)	1.907	2.187	2.467	2.747	3.027	3.027	3.027	3.027	3.027	3.027	3.027	3.027	3.027	3.027	3.188	3.188	3.188	3.188	3.188	3.188	-
Fluxo de Caixa																							
Lucro Líquido	-	(1.387)	1.907	2.187	2.467	2.747	3.027	3.027	3.027	3.027	3.027	3.027	3.027	3.027	3.027	3.027	3.188	3.188	3.188	3.188	3.188	3.188	-
(+) Depreciação	-	2.689	2.689	2.689	2.689	2.689	2.689	2.689	2.689	2.689	2.689	2.689	2.689	2.689	2.689	2.689	2.689	2.689	2.689	2.689	2.689	2.689	-
(-) Capex	(53.777)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) FC Firma	(53.777)	1.302	4.596	4.876	5.156	5.436	5.716	5.716	5.716	5.716	5.716	5.716	5.716	5.716	5.716	5.716	5.877	5.877	5.877	5.877	5.877	5.877	-

## Cervejaria com demanda de Vapor

DRE	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
(=) Receita Líquida	-	6.996	6.996	6.996	6.996	6.996	6.996	6.996	6.996	6.996	6.996	6.996	6.996	6.996	6.996	6.996	6.996	6.996	6.996	6.996	6.996	6.996	-
(-) Seguros	-	(117)	(117)	(117)	(117)	(117)	(117)	(117)	(117)	(117)	(117)	(117)	(117)	(117)	(117)	(117)	-	-	-	-	-	-	-
(-) Depreciação	-	(1.943)	(1.943)	(1.943)	(1.943)	(1.943)	(1.943)	(1.943)	(1.943)	(1.943)	(1.943)	(1.943)	(1.943)	(1.943)	(1.943)	(1.943)	(1.943)	(1.943)	(1.943)	(1.943)	(1.943)	(1.943)	(1.943)
(=) LAJIR	-	4.936	4.936	4.936	4.936	4.936	4.936	4.936	4.936	4.936	4.936	4.936	4.936	4.936	4.936	4.936	5.053	5.053	5.053	5.053	5.053	5.053	-
(-) Juros	-	(3.190)	(809)	(607)	(405)	(202)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) LAIR	-	1.747	4.127	4.329	4.532	4.734	4.936	4.936	4.936	4.936	4.936	4.936	4.936	4.936	4.936	4.936	5.053	5.053	5.053	5.053	5.053	5.053	-
(-) IR	-	(761)	(761)	(761)	(761)	(761)	(761)	(761)	(761)	(761)	(761)	(761)	(761)	(761)	(761)	(761)	(761)	(761)	(761)	(761)	(761)	(761)	-
(=) Lucro Líquido	-	985	3.366	3.568	3.770	3.973	4.175	4.175	4.175	4.175	4.175	4.175	4.175	4.175	4.175	4.175	4.292	4.292	4.292	4.292	4.292	4.292	-
Fluxo de Caixa																							
Lucro Líquido	-	985	3.366	3.568	3.770	3.973	4.175	4.175	4.175	4.175	4.175	4.175	4.175	4.175	4.175	4.175	4.292	4.292	4.292	4.292	4.292	4.292	-
(+) Depreciação	-	1.943	1.943	1.943	1.943	1.943	1.943	1.943	1.943	1.943	1.943	1.943	1.943	1.943	1.943	1.943	1.943	1.943	1.943	1.943	1.943	1.943	-
(-) Capex	(38.860)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) FC Firma	(38.860)	2.928	5.309	5.511	5.713	5.916	6.118	6.118	6.118	6.118	6.118	6.118	6.118	6.118	6.118	6.118	6.235	6.235	6.235	6.235	6.235	6.235	-