

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

DOUGLAS SANDRI

**ANÁLISE DE VIABILIDADE DO USO DE COGERAÇÃO A GÁS EM UMA
FÁBRICA DE NÃOTECIDOS**

Porto Alegre

2014

DOUGLAS SANDRI

**ANÁLISE DE VIABILIDADE DO USO DE COGERAÇÃO A GÁS EM UMA
FÁBRICA DE NÃOTECIDOS**

Trabalho de conclusão de curso submetido ao curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul como requisito parcial à obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos

Porto Alegre

2014

DOUGLAS SANDRI

Este trabalho de curso foi analisado e julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro Eletricista e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora designada pela Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Orientador: Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos, UFRGS

Aprovado em de de 2014

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos, UFRGS

Prof. Dr. Luís Alberto Pereira, UFRGS

Eng. Everton Cecconello, FITESA

Porto Alegre

2014

Aos homens livres que dedicam a vida a viver o sonho de um mundo justo.

AGRADECIMENTOS

A Deus pela criação de um universo justo e perfeito.

À minha família que compreendeu cada momento da constante metamorfose que um estudante vive em sua graduação e sempre prestou-se de sobremaneira como ponto de apoio e base sólida para meu crescimento. À Bárbara, minha companheira, por viver comigo os mais felizes dos momentos durante estes seis longos anos e sempre servir um abraço como o melhor incentivo possível para seguir em frente.

Aos meus Irmãos Fraternos por nunca me deixarem sentir-me sozinho.

Aos colegas que fizeram-se amigos inseparáveis – os melhores que um homem pode ter – que andaram comigo e acreditaram em uma universidade melhor e que, assim como eu, defenderam as cores desta Escola de Engenharia em todos os pagos.

Àqueles professores amantes deste curso que iluminam nosso caminho com seu saber, que defendem o ensino de qualidade e têm o esforço do desenvolvimento de uma sociedade como uma causa maior.

Ao professor orientador deste trabalho, Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos, cuja capacidade e anos de prática de engenharia de verdade aliados ao desenvolvimento acadêmico trouxeram a este trabalho uma especial perspectiva prática e de aplicação.

Ao Engenheiro Everton Cecconello pela coorientação neste trabalho, providencial para que o tratamento dos dados e das oportunidades se condensasse em uma proposta factível. Assim como aos meus demais colegas da Fitesa, empresa onde o estágio fez de mim um engenheiro: obrigado pela dedicação e por mais uma vez reforçarem como a liderança é o melhor caminho para se chegar onde se quiser ir.

RESUMO

Com o aumento do custo da geração centralizada de energia elétrica, cada vez mais a geração distribuída ganha espaço na matriz energética brasileira. Neste trabalho é apresentada uma proposta de projeto de um sistema de cogeração de energia elétrica e energia térmica a partir de gás natural. O sistema prevê o aproveitamento do calor para um sistema de vapor saturado e um sistema de água gelada utilizados em processos industriais. Será apresentado um estudo de caso avaliando a viabilidade técnica, estratégica e econômico-financeira de implantação de sistema de cogeração de energia em uma planta de fabricação de não tecido. O estudo mostra quais são as condições que tornam viável e vantajosa a implementação deste sistema de cogeração, levando em conta os custos e tempo de retorno do investimento, custos das matrizes energéticas equivalentes, projeções futuras, subsídios econômicos e demais variáveis.

Palavras-chave: Cogeração. Energia Elétrica. Vapor Industrial. Gás Natural. Eficiência Energética. Geração Distribuída.

ABSTRACT

With the increasing cost of centralized power generation, distributed generation is increasingly gaining space in the Brazilian energy matrix. This work presents a project proposal of a cogeneration system of electricity and thermal energy from natural gas. The system foresees the recovery of heat for a saturated vapor system and a chilled water system used in industrial processes. A case study evaluating the technical, strategic, economic and financial feasibility of the power cogeneration system implementation in a non-woven manufacturing plant will be presented. The study shows which are the conditions that make viable and advantageous the implementation of this cogeneration system, taking into account the costs and payback time of the investment, the costs of equivalent energy matrixes, future projections, economic subsidies and other variables.

Keywords: Heat and Power Cogeneration. Electrical Energy. Industrial Steam. Natural Gas. Energy Efficiency. Distributed Generation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Carga Elétrica no SIN, histórico dos reservatórios e histórico do PLD	16
Figura 2 – Consumo Mundial de Gás Natural	17
Figura 3 – Reservas Comprovadas de Gás Natural que afetam diretamente ao Brasil.....	18
Figura 4 – Produção x Consumo de Gás Natural Brasil, Argentina e Bolívia.....	19
Figura 5 – A atuação da Fitesa.....	20
Figura 6 – Não-tecido.....	21
Figura 7 – Processo de fabricação de não tecido cardado.	21
Figura 8 – Uso do potencial energético do combustível.....	26
Figura 9 – Topologia Básica de um sistema de cogeração <i>topping cycle</i>	27
Figura 10 – Topologia Básica de um sistema de cogeração <i>bottoming cycle</i>	28
Figura 11 – Motor Scania fabricado para uso de combustíveis alternativos.	29
Figura 12 – Ciclo de Otto ideal.....	30
Figura 13 – Ciclo de Diesel ideal.....	30
Figura 14 – Funcionamento básico de um motor a combustão interna.	31
Figura 15 – Trocador de calor tubular.	32
Figura 16 – Trocador de calor de placas paralelas.....	33
Figura 17 – Circuito de aquecimento de óleo térmico na Fitesa Gravataí.....	34
Figura 18 – Recuperação de calor dos gases de exaustão para geração de vapor.	35
Figura 19 – <i>Chiller</i> de absorção de efeito simples.....	36
Figura 20 – Caldeira de vapor.....	37

Figura 21 – Placa de identificação e dados da caldeira.	38
Figura 22 - Placa de identificação e dados do queimador da caldeira.	38
Figura 23 – Instrumentos para medição de volume de gás natural consumido.	39
Figura 24 – Medidor mássico para determinar consumo de gás natural.....	39
Figura 25 - Interface de controle da caldeira e queimador.	40
Figura 26 – Interface do queimador.....	40
Figura 27 – Foto dos das centrais de água gelada da linha RS8.	41
Figura 28 – Placa de identificação e dados do fabricante do equipamento.	42
Figura 29 – Série histórica de consumo mensal de energia elétrica.	43
Figura 30 – Série histórica de proporção de uso de vapor na linha de produção.	44
Figura 31 – Medição na caldeira de vapor da linha de produção em estudo.	45
Figura 32 – Diagrama sinótico unifilar da Fitesa com o gerador proposto.	47
Figura 33 – Sistema de cogeração proposto.	49
Figura 34 – Retorno do investimento cenário mais provável	56
Figura 35 - Retorno do investimento cenário otimista.....	57
Figura 36 - Retorno do investimento cenário pessimista.....	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados técnicos da caldeira de vapor da linha.	38
Tabela 2 – Informações técnicas central de água gelada.	41
Tabela 3 – Dimensionamento do propulsor primário	50
Tabela 4 – Energia elétrica e gás natural sem cogeração.....	53
Tabela 5 – Expectativa de desempenho da linha de produção com cogeração	54
Tabela 6 – Estimativa de Custos	54
Tabela 7 – Fluxo de caixa para opção mais provável	55
Tabela 8- Fluxo de caixa para opção otimista	55
Tabela 9 – Fluxo de caixa para opção pessimista	55

LISTA DE ABREVIATURAS

ANP: Agência Nacional do Petróleo

SDP: Superintendência de Desenvolvimento e Produção da ANP

GNV: Gás Natural Veicular

IEA: *International Energy Agency*

BP: Antiga British Petroleum – Multinacional Inglesa de Óleo e Gás

m³: metros cúbicos

s: segundos

d: dia

h: hora

Q: Vazão

q: Poder calorífico de determinada substância

T_p: Temperatura Padrão (CNTP)

T_R: Temperatura relativa de um determinado gás a determinada pressão

P_p: Pressão Padrão (CNTP)

P_R: Pressão relativa de um determinado gás a determinada temperatura

P_V: Pressão de vapor de determinado gás

R_h: Umidade relativa do ar (%)

J: joule, unidade de energia no sistema internacional de medidas

kJ: Kilo-joule, mil Joules

MJ: Mega-joule, um milhão de Joules

CO₂: Dióxido de Carbono

W: watts, unidade de potência

MW: megawatts, um milhão de watts

kW: quilowatts, mil watts

kWe: quilowatts elétricos, unidade de potência elétrica – em que a letra “e” evidencia a geração elétrica em um sistema de cogeração

TR: Tonelada de Refrigeração, medida de capacidade de transferência de energia térmica de um sistema de refrigeração

CHP: *Combined Heat and Power*

PLD: Preço de Liquidação das Diferenças

CNTP: Condições Normais de Temperatura e Pressão

m³/h: Metros cúbicos por hora, medida de vazão em condição normal de temperatura e pressão

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

%a.a.: taxa ao ano

%a.m.: taxa ao mês

ABINT: Associação Brasileira das Indústrias de Nãotecido

RB: *Resin Bonded*

AQL: *Acquisition Layer*

ADL: *Acquisition Distribution Layer*

ESCO: Empresa de Serviços de Conservação de Energia

SIN: Sistema Interligado Nacional (de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica)

SUMÁRIO

1	CONTEXTUALIZAÇÃO.....	16
1.1	CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	16
1.2	GÁS NATURAL	17
1.2.1	Cenário Atual, Reservas e Oferta de Gás Natural no Mundo	17
1.3	A FITESA NÃOTECIDOS.....	20
1.3.1	A empresa.....	20
1.3.2	O nãotecido	21
1.3.3	Processo básico da linha de produção em estudo.....	21
2	CONCEITOS E DEFINIÇÕES.....	23
2.1	SOBRE O GÁS NATURAL.....	23
2.1.1	Condições padrão para expressão de vazão de gases	23
2.1.2	Poder calorífico do gás	23
2.2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	24
2.2.1	Geração distribuída e sistema distribuído	24
2.2.2	Aspectos Legais e Incentivos no Brasil.....	25
2.2.3	Desafios para implantação de gerador na indústria.....	25
2.3	CONCEITO DE COGERAÇÃO	26
2.4	MOTOR A COMBUSTÃO A GÁS	28
2.5	RECUPERAÇÃO DE CALOR	31
2.6	USOS PARA O CALOR RECUPERADO	33
2.6.1	Aquecimento em Geral.....	33
2.6.2	Produção de Vapor Úmido – Caldeira de Recuperação	34
2.6.3	Resfriamento – <i>Chillers</i> de Absorção	35
3	DESCRIÇÃO DO SISTEMA ATUAL	37
3.1	EQUIPAMENTOS DE INTERESSE.....	37
3.1.1	Caldeira de vapor	37
3.1.2	Queimador da caldeira de vapor.....	38
3.1.3	Centrais de água gelada – <i>Chillers</i>	41
3.2	PERFIL DE USO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	42
3.2.1	Consumo Mensal.....	42
3.2.2	Demanda Máxima	43
3.3	PERFIL DE USO DE ENERGIA PARA PRODUÇÃO DE VAPOR	43

3.3.1	Consumo Mensal.....	44
3.3.2	Demanda Máxima	45
4	SISTEMA PROPOSTO	46
4.1	PREMISSAS DO PROJETO	46
4.1.1	Tipo de equipamento propulsor primário.....	46
4.1.2	Combustível	46
4.1.3	Ponto de ligação elétrica do gerador	47
4.1.4	Recuperação de calor	47
4.1.5	Premissas para o dimensionamento do propulsor primário	48
4.1.6	Premissas para a geração de energia elétrica	48
4.2	DESCRIÇÃO DO SISTEMA PROPOSTO	49
4.3	DIMENSIONAMENTO DOS EQUIPAMENTOS	50
4.3.1	Dimensionamento do Propulsor Primário	50
4.3.2	Dimensionamento do gerador	50
4.3.3	Dimensionamento do <i>chiller</i> de absorção	50
4.3.4	Equipamentos de Instalação, Equipamentos Auxiliares e Utilidades	51
4.4	ASPECTOS OPERACIONAIS	51
4.4.1	Operação e Manutenção	51
5	ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA	52
5.1	ANÁLISE DE VIABILIDADE	52
5.1.1	Estimativa de custos	54
5.1.2	Fluxo de Caixa	55
5.1.3	Tempo e Taxa Interna de Retorno.....	56
5.2	VANTAGENS ADICIONAIS.....	58
5.2.1	Tecnologia de Baixo Impacto Ambiental.....	58
5.2.2	Baixo Risco	58
5.2.3	Autonomia e Segurança Operacional.....	58
5.2.4	Vantagens Comerciais.....	58
6	CONCLUSÃO.....	60
7	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	61

INTRODUÇÃO

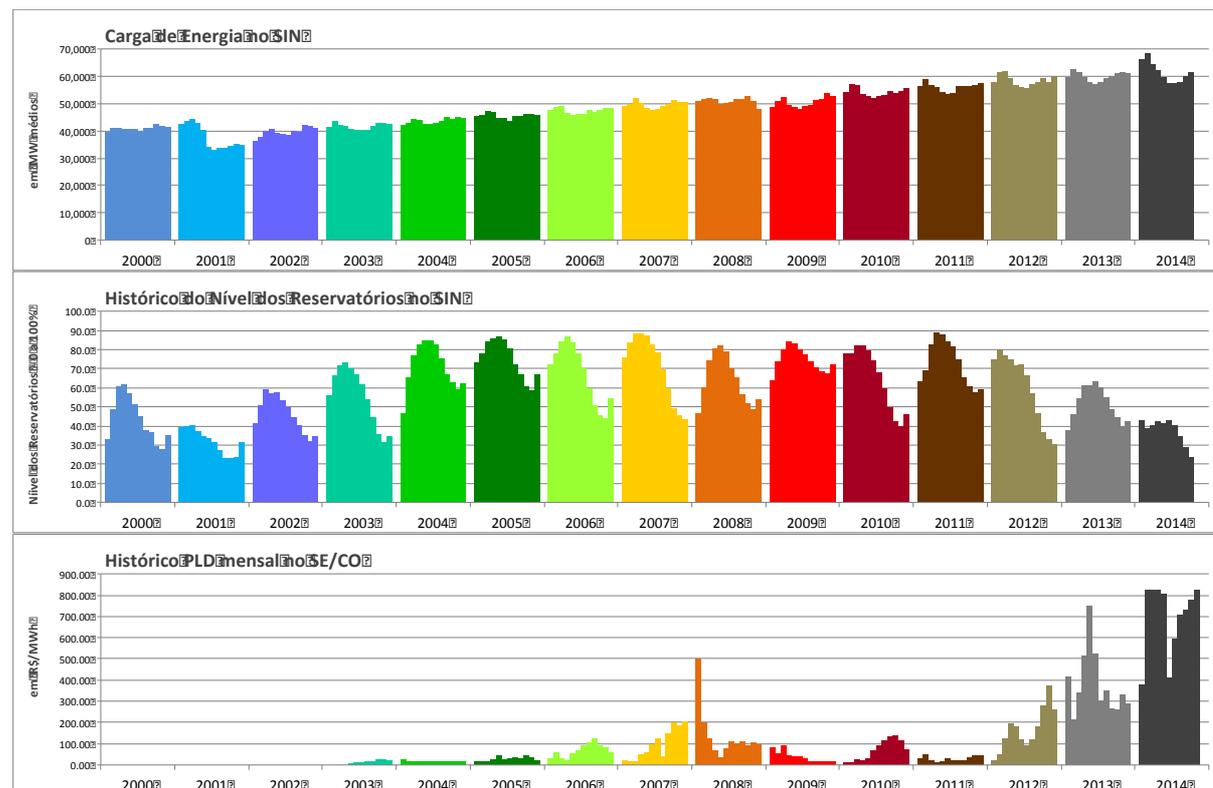
No início, a utilização da energia elétrica na indústria era realizada a partir de geração local. Com o passar dos anos, o desenvolvimento das redes de transmissão e distribuição e das tecnologias de conversão de energia, deu-se início ao processo de geração centralizada. No entanto, hoje o custo da energia gerada a partir da geração centralizada vem apresentando um aumento crescente, seja por questões contratuais, pelo aumento dos combustíveis ou pela escassez de água, no caso das usinas hidráulicas. Essas condições criam um ambiente favorável para que a cogeração distribuída passe a ser uma opção rentável. A cogeração nada mais é do que a produção de energia elétrica com aproveitamento do calor para processo industrial, geração de vapor ou resfriamento através de *chillers* de absorção. Este trabalho apresenta um resumo das tecnologias utilizadas para cogeração, como são aplicadas e quais suas vantagens – de maneira perfeitamente ordenada para o dimensionamento de uma planta de cogeração para uma fábrica de não tecidos. O sistema estudado deverá produzir energia elétrica a partir de um gerador que terá força motriz proveniente de um motor a combustão a gás. Será aproveitado o calor para aquecimento de vapor de processo. Um estudo de viabilidade técnica, econômica e financeira será efetuada para demonstrar quais as condições do investimento que fazem ele rentável.

1 CONTEXTUALIZAÇÃO

1.1 CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

A energia elétrica no mercado livre no Brasil é negociada de acordo com o valor do PLD – Preço de Liquidação das Diferenças, definido pela ANEEL. O gráfico da Figura 1 mostra a série histórica do custo da energia no país, bem como a carga elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN e o nível histórico dos reservatórios.

Figura 1 – Carga Elétrica no SIN, histórico dos reservatórios e histórico do PLD



Fonte: informação de consumo interno da Fitesa baseada em dados do ONS.

Nota-se que o PLD esteve durante uma grande parte do ano de 2014 próximo ou no teto definido para o PLD: R\$822,83. Os reservatórios do Brasil passaram o ano em níveis baixíssimos, como mostra a Figura 1, ao passo que o consumo de energia elétrica do país vem aumentando ano a ano.

A situação é tão preocupante quanto foi em 2001, ano que houve racionamento de energia elétrica no Brasil. Durante o ano se aventou a possibilidade de racionamento também, mas esta foi afastada. Porém, o ano termina com a possibilidade de desligamentos seletivos de carga em 2015 em discussão na ONS. Esses fatos mostram que investir em

geração local de energia elétrica pode ser uma decisão acertada para cargas estratégicas de indústrias ou empreendimentos comerciais.

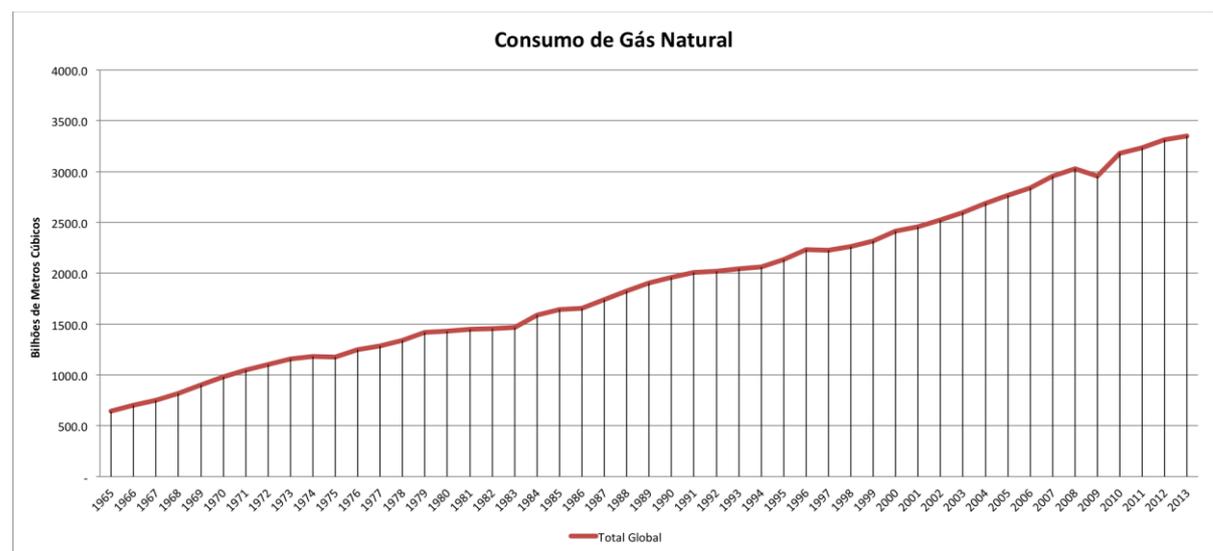
1.2 GÁS NATURAL

Esta seção traz dados que demonstram o cenário atual do mercado de gás natural no mundo e no Brasil. Aponta onde estão as maiores reservas e como elas estão acessíveis a uma indústria no Brasil – qual a infraestrutura de produção, importação e distribuição.

1.2.1 Cenário Atual, Reservas e Oferta de Gás Natural no Mundo

O consumo de gás natural no mundo vem aumentando paulatinamente de uma maneira quase linear. Em 2013 o consumo do gás era o dobro do que o registrado em 1985. No gráfico da Figura 2 pode-se verificar este aumento.

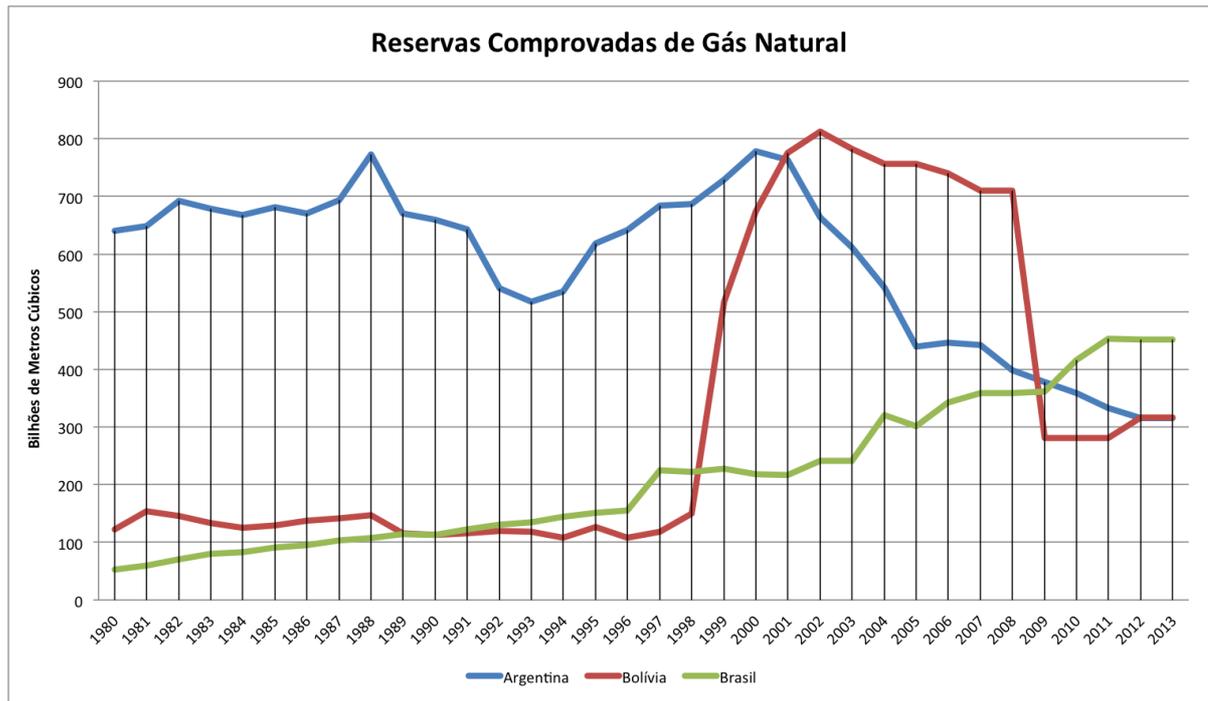
Figura 2 – Consumo Mundial de Gás Natural



Fonte: dados do relatório anual da BP 2014

Os países com as maiores reservas comprovadas [1] são: o Irã, que possui 33,6 trilhões de m^3 (18% das reservas mundiais); logo depois vem a Rússia com 32,9 trilhões de m^3 (17,6%) e o Qatar com 25,1 trilhões de m^3 (13,4%). Esses países totalizam quase 50% das reservas mundiais e podem ser acessíveis ao Brasil se o gás for importado liquefeito. As reservas do Brasil chegam a 0,46 trilhões de m^3 , enquanto as reservas bolivianas são da ordem de 0,32 trilhões de m^3 . Esses números e a série histórica das reservas demonstradas e comprovadas de Brasil, Argentina e Bolívia são mostrados no gráfico da Figura 3.

Figura 3 – Reservas Comprovadas de Gás Natural que afetam diretamente ao Brasil



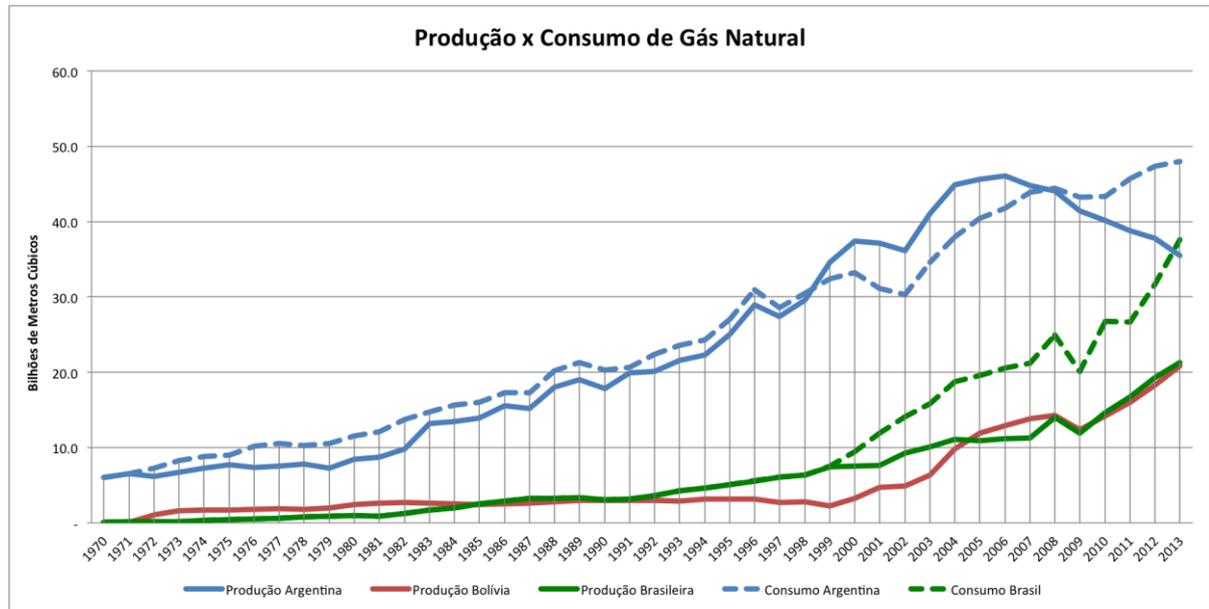
Fonte: dados do relatório anual da BP

Segundo o Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP [2], em dezembro de 2013 foram produzidos 81,6 milhões de m³ por dia estabelecendo-se o recorde na produção mensal de gás natural no Brasil. No ano de 2013 o Brasil produziu 21,3 bilhões de m³, também maior produção já alcançada.

Além da produção interna, o Brasil importou da Bolívia 10,7 bilhões de m³ no ano de 2013 através do gasoduto Bolívia-Brasil, enquanto importou 5,1 bilhões de m³ de gás liquefeito de Trinidad e Tobago (2,3 bilhões de m³), Países da União Europeia (1 bilhão de m³), Nigéria (0,9 bilhões de m³), Noruega (0,3 bilhões de m³), Qatar (0,3 bilhões de m³), Argélia (0,3 bilhões de m³), Angola (0,3 bilhões de m³) e Egito (0,3 bilhões de m³). As importações brasileiras são realizadas através de três terminais marítimos de regaseificação operados pela Petrobras. O Terminal de Regaseificação da Bahia, inaugurado em 2012, tem capacidade para transferir 14 milhões de m³/dia, o dobro do Terminal de Pecém/CE que tem capacidade de transferência de 7 milhões de m³/dia, enquanto o Terminal de Regaseificação da Baía da Guanabara (RJ) pode transferir até 20 milhões de m³/dia. Somados, os três terminais de importação de gás atingem 41 milhões de m³/dia o que é mais de uma vez e meia a capacidade de importação pelo gasoduto Bolívia-Brasil, que é de 30 milhões de m³/dia[3].

Na Figura 4 tem-se a curva de produção versus consumo de gás natural de Argentina, Bolívia e Brasil. Sendo o consumo boliviano praticamente insignificante, este foi desconsiderado. Pode-se notar no gráfico que o Brasil tem diminuído sua dependência da Bolívia, uma vez que há um desprendimento da curva de consumo em relação à produção boliviana. Também nota-se que a Argentina cada vez mais precisará importar gás.

Figura 4 – Produção x Consumo de Gás Natural Brasil, Argentina e Bolívia.



Fonte: dados do relatório anual da BP

Até a crise energética no país em 2001, quando aconteceu o racionamento, a matriz energética brasileira era quase completamente baseada em hidroelétricas. A partir de 2011, em função da necessidade de dispor de uma fonte de energia garantida, independente das condições climáticas passou-se a incentivar a construção de termelétricas. Isso fez com que somente o gás associado ao petróleo que era produzido no país não fosse suficiente para atender a demanda crescente. O gasoduto Brasil-Bolívia construído em 1999 passou a ter importância significativa na matriz energética brasileira, uma vez que boa parte do consumo brasileiro de gás é suprido por ele. A Argentina que fora, até outrora, fornecedora de gás ao Brasil, como resultado de políticas econômicas que causaram dificuldade ao setor energético do país, acabou por diminuir sua capacidade de produção de petróleo e gás, estabelecendo cortes na sua exportação para os países vizinhos – no caso para o Brasil, houve interrupção total do fornecimento que era mantido a uma termelétrica na cidade de Uruguaiana/RS – aumentando a competição pelo gás boliviano que os argentinos também precisam importar.

Com a entrada em operação dos terminais de regaseificação, o fornecimento tornou-se diversificado, diminuindo a insegurança e a dependência do gás da Bolívia.

Com as estatizações promovidas pelo governo boliviano em 2006 houve grande desconfiança sobre o fornecimento de gás e sua capacidade de manter a produção e o abastecimento ao Brasil, principalmente após a expropriação das refinarias da Petrobras, que na época representava a maior parte das operações em gás e petróleo do país representando quase 18% do PIB da Bolívia [4] – sendo que hoje, somente a produção de gás natural representa 40% do PIB daquele país – controlado pelo monopólio estatal YPFB - Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – que é submissa ao governo boliviano.

1.3 A FITESA NÃOTECIDOS

1.3.1 A empresa

A Fitesa é uma empresa do ramo do nãotecido. Multinacional de origem gaúcha, hoje tem presença internacional em dez plantas industriais, em quatro continentes e em oito países: Brasil, México, Peru, Alemanha, Itália, Suécia, Estados Unidos da América e na China.

Figura 5 – A atuação da Fitesa.

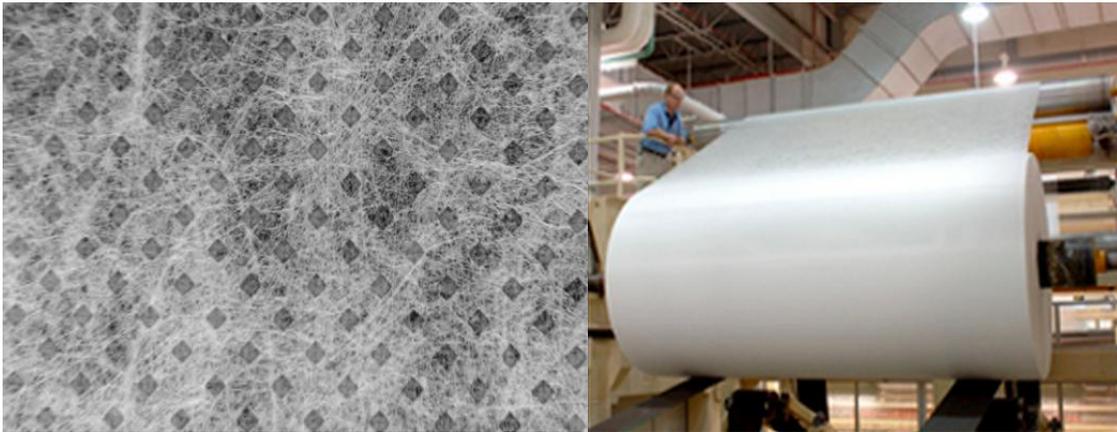


Fonte: website da Fitesa.

1.3.2 O nãotecido

Segundo a definição da ABINT – Associação Brasileira das Indústrias de Nãotecidos, que é baseada na norma NBR-13370 o nãotecido é “*uma estrutura plana, flexível e porosa, constituída de véu ou manta de fibras ou “filamentos, orientados direcionalmente ou ao acaso, consolidados por processo mecânico (fricção) e/ou químico (adesão) e/ou térmico (coesão) e combinações destes.*” [6]

Figura 6 – Nãotecido.

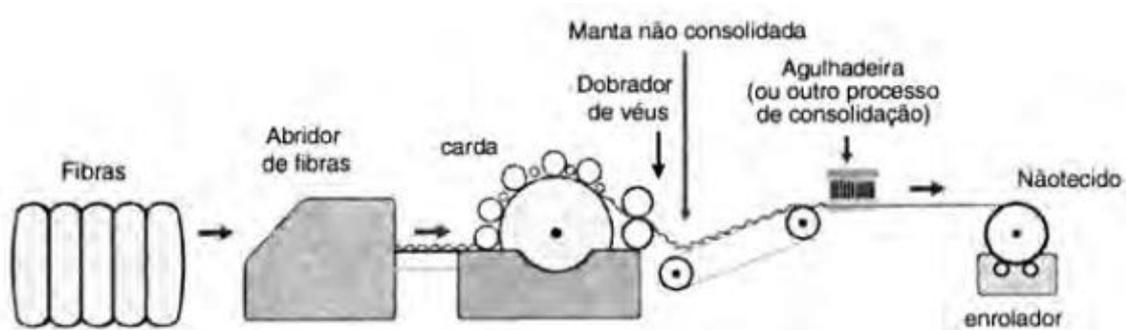


Fonte: website Fitesa.

1.3.3 Processo básico da linha de produção em estudo

O processo básico para que se produza um nãotecido pode variar bastante de acordo com o tipo de produto que se visa obter. Existem nãotecidos obtidos das mais diversas formas, sendo que o nãotecido de interesse deste trabalho é o nãotecido cardado.

Figura 7 – Processo de fabricação de não tecido cardado.



Fonte: publicação da ABINT [6].

O nãotecido cardado é obtido através de fibras que podem ser de polipropileno, poliéster, fibras de celulose ou uma mistura destas, por exemplo. Essas fibras costumam ter

suas movimentações logísticas realizadas através de fardos compactados. Para descompactar os fardos de fibra, o processo inicia-se no abridor de fibras. Após os filamentos abertos seguem para a carda através de um transporte pneumático. A carda nada mais é do que um conjunto de rolos com escovas – pequenos dentes – que vão penteando as fibras para que formem uma manta. Após a cardagem o não tecido segue para o processo de consolidação e depois é enrolado.

É no processo de cardagem e no de consolidação do material que reside o ponto de interesse principal deste trabalho. O processo de cardagem deste material deve ser realizado em ambiente climatizado com umidade e temperaturas bem controlados. Enquanto o processo de consolidação da manta se dá com uso de vapor saturado como forma de transporte de calor para consolidação da manta à temperatura típica entre 150°C e 200°C.

O produto cujo processo utiliza vapor é um resinado – chamado de RB, sigla para *Resin Bonded*¹ – utilizado para fabricação de uma parte de algumas fraldas descartáveis conhecido por ADL, *Acquisition Distribution Layer*².

¹ Em tradução livre: ligado com resina.

² Em tradução livre: camada de aquisição e distribuição – de líquidos, neste caso.

2 CONCEITOS E DEFINIÇÕES

Esta seção tem o objetivo de introduzir definições e conceitos importantes para o estudo de caso proposto para este projeto, de forma a tornar sólidas as posições apontadas na definição dos conceitos, equipamentos e estudo de viabilidade.

2.1 SOBRE O GÁS NATURAL

2.1.1 Condições padrão para expressão de vazão de gases

Avaliar a vazão de gás através de grandeza de volume por unidade de tempo é algo totalmente relativo à qual temperatura, pressão e umidade relativa do fluido em transporte. Sem que se utilize alguma condição padrão, não é possível estabelecer uma comparação de vazão de gases se eles não estiverem sujeitos exatamente às mesmas condições. É por isso que se utiliza a expressão de vazão em *normal metros cúbicos por hora* (m³/h), indicando que se está tratando de gás nas condições normais de temperatura e pressão (CNTP). A temperatura normal é 0°C (273,15K), a pressão normal é de 1atm com umidade relativa de 0%. Para conversão pode ser utilizada a Equação (1), a qual pode ser facilmente obtida da equação de Clapeyron [5] para gases ideais.

$$Q = \frac{Nm^3}{h} = \frac{m^3}{h} \frac{T_p}{T_r} \frac{(P_r - (P_v \cdot R_h))}{P_p} \quad (1)$$

Neste trabalho todas as vazões serão dadas na condição normal de temperatura e pressão, exceto quando evidenciado o contrário.

2.1.2 Poder calorífico do gás

O poder calorífico do gás natural fornecido para a Fitesa é de 40 a 80 MJ/m³. Isto significa dizer que cada metro-cúbico é capaz de gerar energia útil de 40 a 80 milhões de Joules. Isto permite calcular, sabendo-se a vazão de gás queimado, a potência instantânea e a potência média de determinado equipamento. Será utilizado o valor de 40 MJ/m³ para este estudo. A Equação (2) mostra que, para obter-se a potência, basta que se multiplique a vazão pelo poder calorífico do gás nas unidades dimensionais corretas. Conhecendo-se, ainda, seus coeficientes de eficiência, sabe-se quanto desta energia pode ser utilizada para geração de energia elétrica e térmica em um sistema de cogeração.

$$Potência = \frac{Joules}{Tempo} = \frac{Nm^3}{h} \frac{J}{m^3} = \frac{J}{h} = Q \cdot q \quad (2)$$

2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Nesta seção serão apontados, além dos conceitos de geração distribuída, as suas vantagens e quais são as necessidades adicionais para uma planta industrial adaptar-se para geração de eletricidade.

2.2.1 Geração distribuída e sistema distribuído

A geração distribuída é a geração de energia elétrica de forma descentralizada próxima à fonte de consumo – ou no mesmo local em que ocorre o seu consumo. No início da industrialização toda a geração era distribuída. Não havia grandes linhas de transmissão e distribuição e a infraestrutura para transformação, elevação e rebaixamento da energia elétrica não existia. Isso fazia com que a indústria que utilizasse energia elétrica tivesse que ter o próprio gerador e fazê-lo operacional. Isso mudou em meados do século passado com o progressivo aumento de cargas industriais e demanda de muitos possíveis consumidores que não teriam a possibilidade de gerar sua própria energia elétrica – o caso de consumidores residenciais ou comerciais em centros urbanos, por exemplo. A adoção do sistema trifásico em corrente alternada e a utilização em larga escala de transformadores permitiu a transmissão de energia a longas distâncias e a distribuição em níveis adequados de tensão para o consumo, viabilizando a geração de energia em grandes blocos de forma centralizada, onde a fonte primária fosse abundante e economicamente viável, fazendo com que desta forma a geração centralizada fosse predominante em nível mundial.

A partir da década de oitenta, porém, após a crise do petróleo iniciada na década passada, passou-se a olhar com bons olhos a geração distribuída. A alta no preço do petróleo fez com que a geração distribuída começasse a ser utilizada como fonte complementar. A partir de então este tipo de geração ganhou força em todo o mundo, especialmente na Europa e nos EUA, principais impactados pela alta do preço do petróleo.

O Brasil levou mais alguns anos para começar a impulsionar a geração distribuída. Baseada em hidroelétricas de grande porte, a matriz energética brasileira começou a ser diversificada a partir da década de 2000, quando em 2001 o racionamento de energia mostrou que a geração centralizada não poderia dar conta de suprir a demanda. Em 2014,

ano de Copa do Mundo no Brasil, o ano iniciou com sérios problemas de fornecimento sentidos até mesmo pelo consumidor comum. O PLD a partir de fevereiro de 2014 manteve-se em quase todos os submercados próximo ao teto durante quase todos os meses do ano.

2.2.2 Aspectos Legais e Incentivos no Brasil

Em termos de legislação, no Brasil o decreto número 5.163 de 30 de Julho de 2004 versa sobre a geração distribuída e como ela é definida no país. Segundo a mesma, entende-se por geração distribuída:

“considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput. “ [7][8]

Portanto, estão as unidades de cogeração entendidas como de geração distribuída desde que se atinja eficiência de, no mínimo, 75%. Essa porcentagem é facilmente alcançável com uso de gás, desde que se tenha uma boa ocupação dos gases de escapamento ou do calor gerado na turbina. Usualmente, se o sistema não tiver um rendimento superior a 75%, dificilmente ele compensa o investimento, a não ser em casos muitíssimos especiais. Desta forma, não será este o fator determinante para investir-se em um projeto de cogeração.

2.2.3 Desafios para implantação de gerador na indústria

Quando se trata da utilização de geração local tem-se o desafio adicional à planta de fabricação de qualquer industrializado que é, além de instalar, o desafio de operacionalizar e

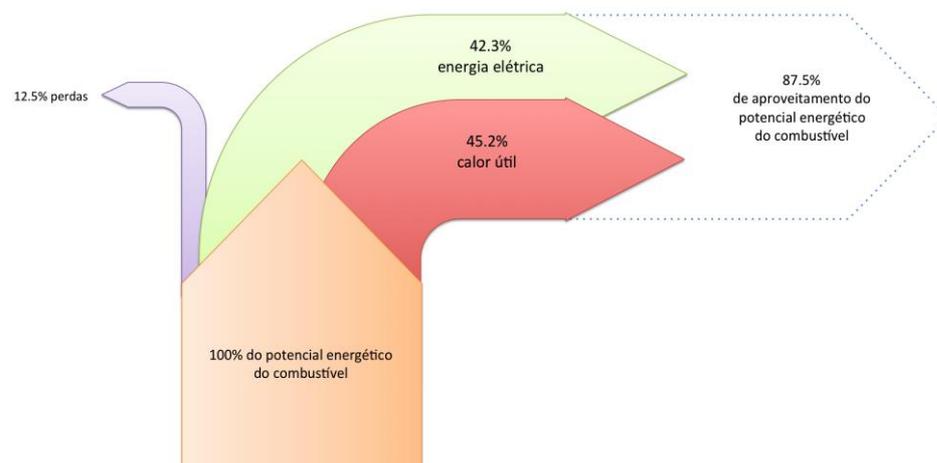
manter o sistema de geração. Este fato deve ser levado em consideração na hora de fazer-se a análise financeira nas estimativas de custos adicionais de operação.

Quando do projeto para a instalação, um ponto importante é definir as cargas que serão atendidas pelo gerador e o sentido de fluxo de potência em cada barramento da planta. Neste momento estará definido o conceito do uso do gerador: se ele deverá operar em paralelo com a rede ou se ele opera em ilha. Também deve-se definir como está previsto que o gerador deve tomar carga, assumindo um valor fixado ou entrando em rampa a medida que for necessário. Também deve ficar claro neste momento os efeitos de contingência em caso de falta no gerador – como a carga será atendida e como se dará o momento de transição para evitar paradas da linha de produção em função disto.

2.3 CONCEITO DE COGERAÇÃO

Cogeração é a produção simultânea de energia elétrica e de calor no ponto de uso. O calor gerado é recuperado e utilizado para aquecimento ou no processo de produção de calor para um determinado processo, sendo ainda possível o uso para resfriamento – ou então em uma combinação desses todos [9]. A cogeração reutiliza a energia térmica que seria desperdiçada e coloca este processo de obtenção de energia como um dos mais eficientes alcançando, em alguns casos, eficiência superior a 90% da disponível no combustível. Sendo assim, pode-se ver a cogeração como o emprego combinado de diferentes tecnologias de obtenção e transformação de energia para que se entregue ao usuário final uma combinação de suprimentos energéticos. Na Figura 8 está exemplificado a proporção de aproveitamento de um sistema de cogeração.

Figura 8 – Uso do potencial energético do combustível



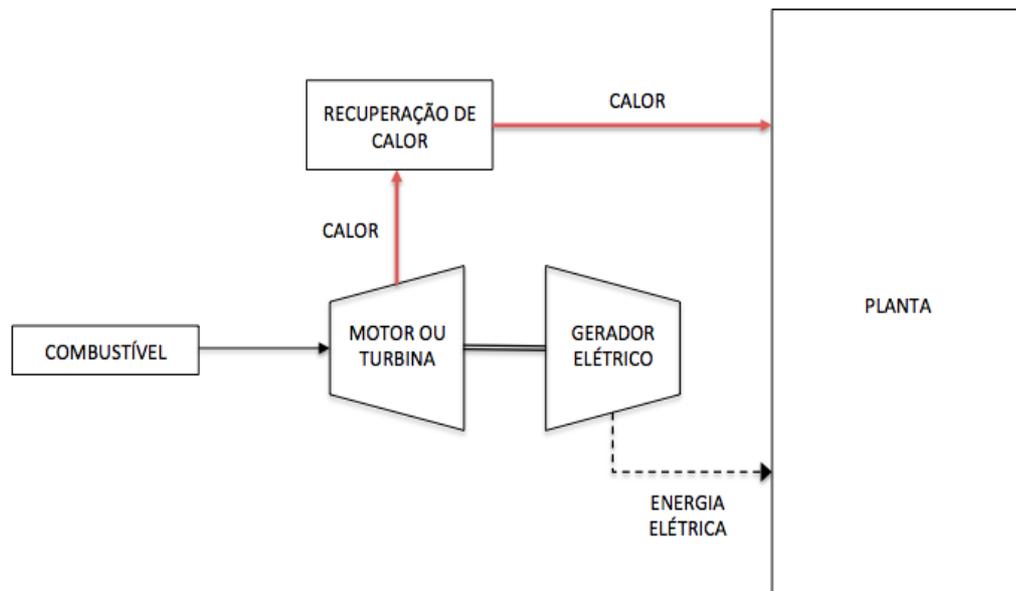
Fonte: o autor, com dados do catálogo MWM [10]

Uma planta de cogeração típica consiste em três elementos básicos: O primeiro é o propulsor primário – que pode ser um simples motor a combustão, uma turbina a gás, uma turbina a vapor ou uma célula combustível. O segundo é o gerador de energia elétrica. O terceiro é o sistema de recuperação de calor – retira calor da exaustão do propulsor primário e o disponibiliza através de um trocador de calor para emprego direto.

As técnicas de cogeração estão classificadas em dois principais ciclos de geração e recuperação, que estão relacionados com a fonte de energia e o dimensionamento dos equipamentos para os fins de interesse de sua aplicação: *topping cycle* e *bottoming cycle* [11].

A cogeração com ciclo de *topping* é a mais comum. O calor é gerado pela combustão de um combustível – ou por sua queima em uma turbina a gás – transferindo *momentum* para que se gere energia elétrica no gerador e seja aproveitado o calor de possíveis diferentes maneiras. Ou seja, dimensiona-se os equipamentos para atenderem a demanda de calor da planta e a energia elétrica gerada é utilizada e tem sua parcela excedente vendida.

Figura 9 – Topologia Básica de um sistema de cogeração *topping cycle*.

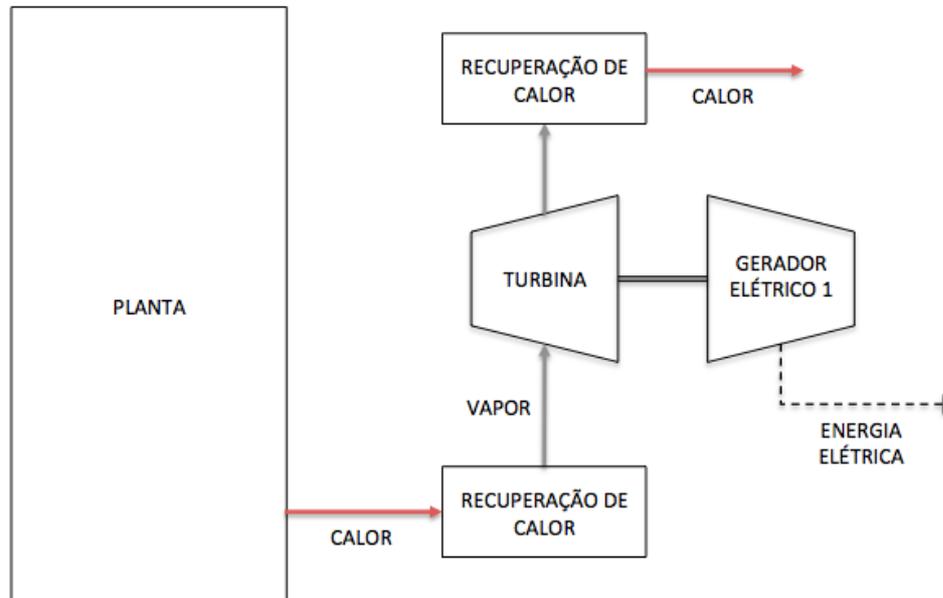


Fonte: o autor.

A cogeração com ciclo de *bottoming* tem uso mais restrito, uma vez que a fonte primária de energia é o calor excedente gerado na planta – geralmente plantas industriais com uso intenso de sistemas de aquecimento como siderúrgicas e fábricas de vidro – que

geram calor que seria desperdiçado. A maior parte das oportunidades são evidenciadas em ciclos de *topping*.

Figura 10 – Topologia Básica de um sistema de cogeração *bottoming cycle*.



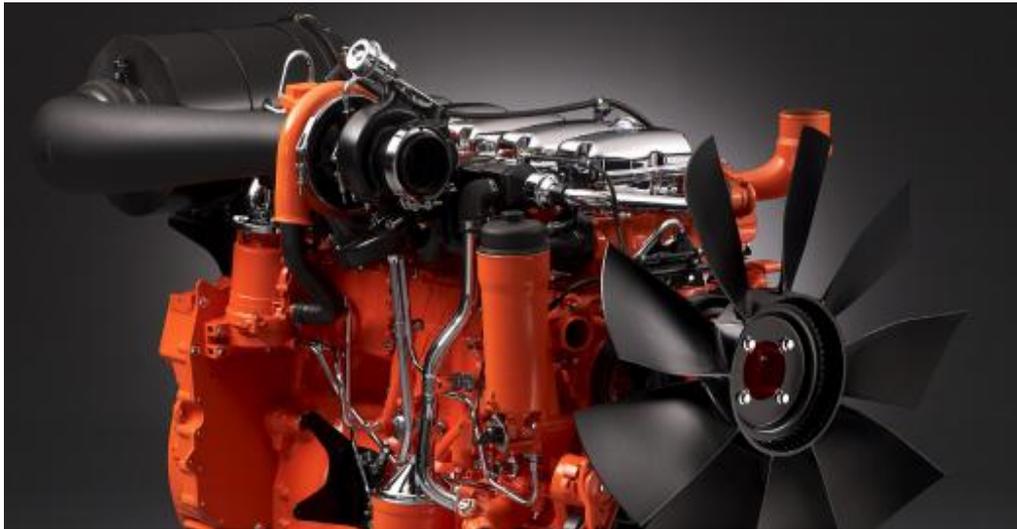
Fonte: o autor.

Neste trabalho o estudo de caso limita-se a primeira técnica, não só por ser o mais utilizado, mas por não se dispor de oportunidade para o segundo ciclo na planta que será estudada.

2.4 MOTOR A COMBUSTÃO A GÁS

A escalada do uso de gás como combustível para transporte – motivada pelo preço dos derivados do petróleo – fez com que os motores para esta matriz começassem a se tornar mais comuns e os fabricantes mais tradicionais passaram a lançar suas versões do motor a gás natural. Este barateamento também favoreceu a cogeração a partir de motores a gás.

Figura 11 – Motor Scania fabricado para uso de combustíveis alternativos.



Fonte: catálogo de motores Scania [12].

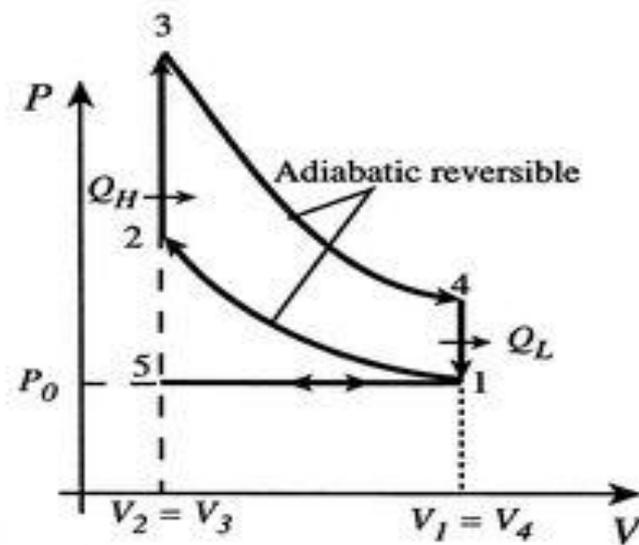
A operação de uma planta com um motor a combustão não tem grandes complicadores. Trata-se de uma tecnologia confiável, tendo assim um *uptime* alto. A instalação também é pouco complicada uma vez que o acesso ao local de instalação não seja dificultado por barreiras. Além da sua alimentação de combustível, não usa outras utilidades da planta. Adicionalmente, o *start up* de uma instalação com motor a combustão é muito rápida e sua capacidade de seguimento à variações de carga é muito boa se comparado à turbina de vapor.

Motores a combustão têm também como vantagem o fato de sua manutenção ser mínima e são muito comuns empresas especializadas em sua manutenção, sendo que a rede de representantes técnicos dos fabricantes é imensa – assim como dos fabricantes dos seus componentes. Desta forma peças para sua manutenção são facilmente encontradas.

O potencial de recuperação de calor de um motor a combustão é bem elevado, tanto dos gases de exaustão quanto do sistema de arrefecimento do mesmo. O calor recuperado pode ser facilmente empregado ou utilizado para produção de vapor de baixa pressão.

Os motores a combustão interna podem ter seu funcionamento descrito conforme o ciclo de Otto – Figura 12 – ou conforme o ciclo de Diesel, exposto na Figura 13. O ciclo de Otto ocorre com centelhamento elétrico, enquanto o ciclo Diesel não, uma vez que a explosão se dá pela compressão do combustível que, em altas temperaturas, reage com o oxigênio vindo a comburir.

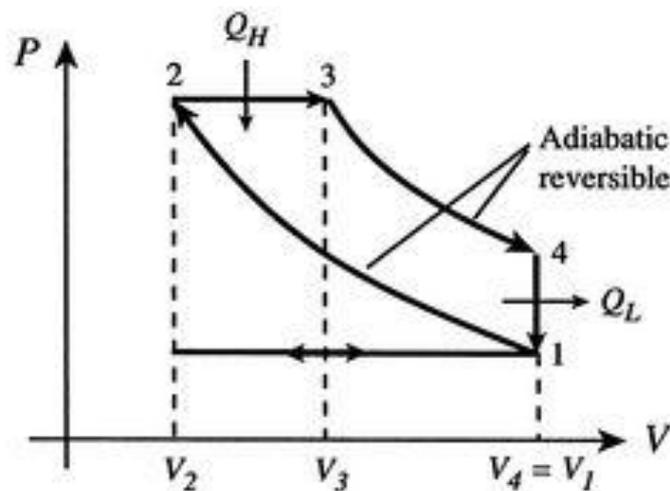
Figura 12 – Ciclo de Otto ideal



Fonte: curso de engenharia do MIT [13].

Vê-se a diferença entre os ciclos na expansão isovolumétrica do ciclo de Otto enquanto tem-se uma expansão isobárica. A diferença se dá por que no primeiro ciclo do motor a diesel é apenas aspirado ar e este é comprimido, quando então é injetado o combustível a alta pressão. O diesel a alta pressão entra em combustão espontaneamente empurrando o pistão e gerando trabalho. Importante ressaltar que em ambos os ciclos há calor liberado na última etapa junto com os gases da exaustão – representado por Q_L em ambos os ciclos entre os pontos 4 e 1. É justamente esse calor que deve ser aproveitado para cogeração.

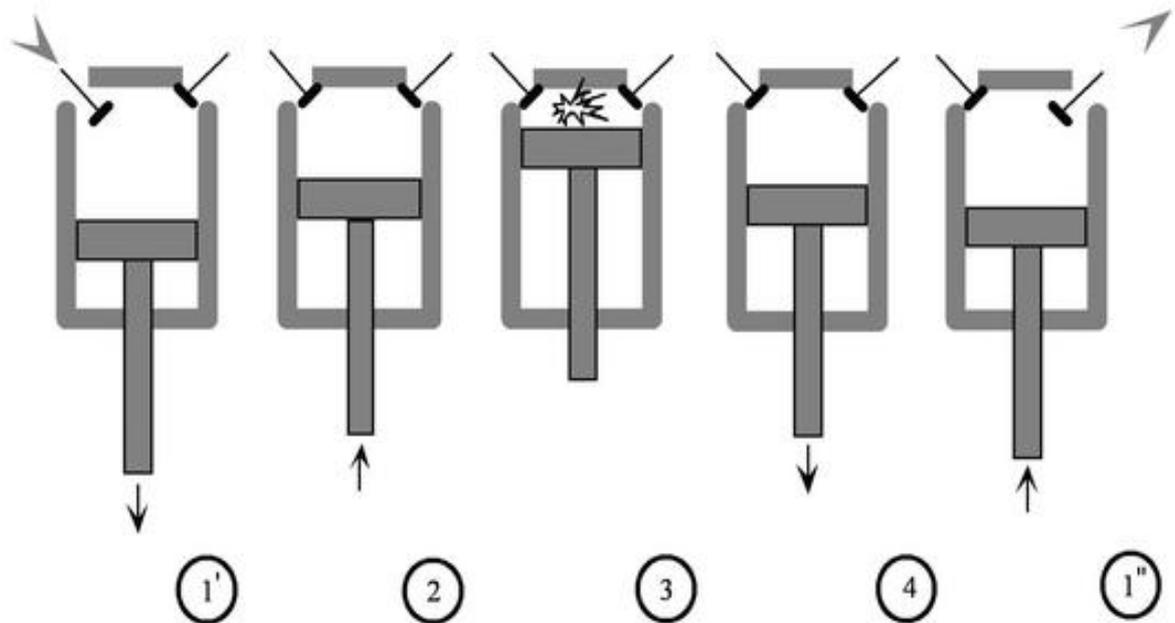
Figura 13 – Ciclo de Diesel ideal



Fonte: curso de engenharia do MIT [14]

Os quatro tempos de um motor a combustão estão ilustrados na Figura 14 onde se vê cada etapa da combustão, desde a admissão, passando pela compressão, pela expansão até o escape. Este ciclo é completado após duas voltas do virabrequim.

Figura 14 – Funcionamento básico de um motor a combustão interna.



Fonte: curso de engenharia do MIT [13].

No primeiro estágio do ciclo há a admissão da mistura ar-combustível – no caso do Ciclo Diesel, apenas é aspirado ar, recebendo o nome de aspiração. No segundo estágio a mistura ar-combustível é comprimida para que na etapa três haja a expansão – quando o combustível reagiu com o oxigênio e liberou energia abruptamente. No ciclo Otto esta etapa se dá com o centelhar de uma vela, enquanto no Ciclo Diesel este centelhamento não é necessário e a explosão se dá como resultado da compressão. No quarto estágio são empurrados para fora do cilindro os gases da combustão.

Embora pouco comum, a conversão de motores Ciclo de Diesel para gás exige que uma porcentagem de diesel seja ainda injetada justamente para que se possa não utilizar velas de ignição. A quantidade mínima de diesel injetada vem caindo e hoje é da ordem de menos de 10%. [15] Esta tecnologia é inferior ao ciclo de Otto para esta aplicação.

2.5 RECUPERAÇÃO DE CALOR

Em geral, para que o sistema de cogeração consiga ser econômico e financeiramente viável, o uso do calor gerado deve ser o mais próximo da totalidade quanto possível. Além

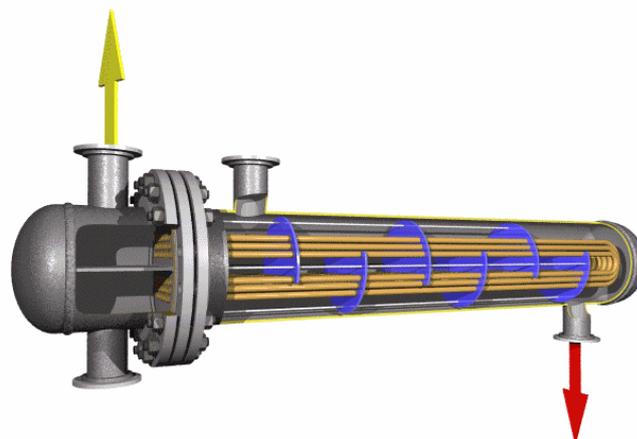
dos já citados sistemas de ciclo combinado, existem diferentes maneiras de fazer a recuperação com trocadores de calor: diretamente da saída de turbinas a vapor; no escapamento de gases de exaustão de um motor a combustão; ou ainda, no fluido de resfriamento de turbinas a gás. Pode-se utilizar estes trocadores de calor para aquecimento de um fluido de transporte para aquecimento com alguma finalidade específica, por exemplo, quando se aquece óleo térmico para processo industrial. Também se pode aproveitar o vapor a baixa pressão como vapor de processo, aproveitando-se o mesmo diretamente da saída de turbinas a vapor, com uso de trocadores dos gases de exaustão de um motor a combustão ou fluido de resfriamento de turbinas a gás, assunto abordado na seção 2.6.2.

Existe a possibilidade do uso do calor gerado em *chillers* de absorção para sistemas de resfriamento. Este processo é chamado de trigerção e será visto na seção 2.6.3.

Os trocadores de calor subdividem-se em duas categorias: trocadores mono-fase – quando não há mudança de estado físico do fluido - ou multi-fase – quando acontece troca de fase, por exemplo em condensadores e evaporadores.

Em termos de suas características construtivas, trocadores ou permutadores industriais podem ser concebidos de forma tubular – como pode ser visto na Figura 15 – ou com uso de placas paralelas mostrado na Figura 16.

Figura 15 – Trocador de calor tubular.

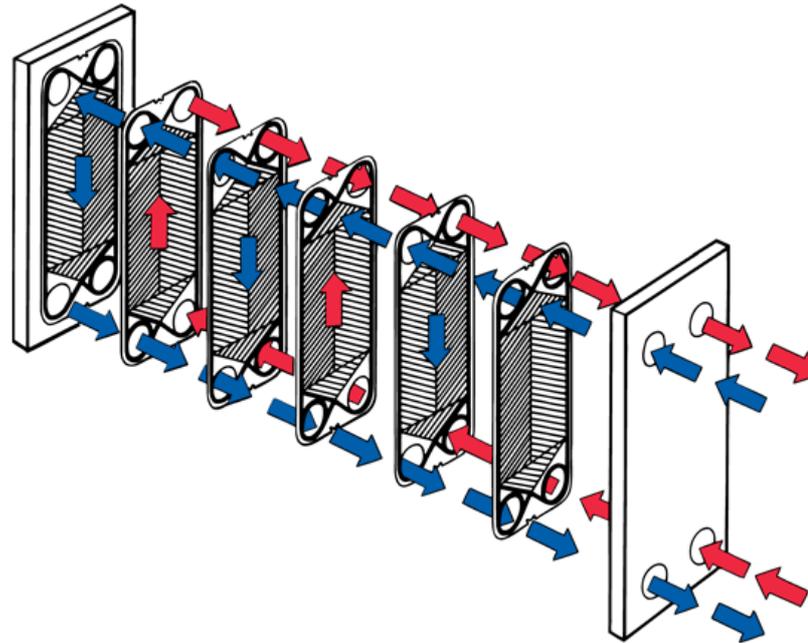


Fonte: Southern Heat Exchanger [16].

Trocadores de calor de placas paralelas apresentam-se mais compactos, pois são construídos com placas corrugadas que distribuem os fluidos por toda a região da placa, aumentando a área de contato entre o fluido quente e o fluido frio. A eficiência do trocador é

parte importante para este projeto, pois deverá ser levado em conta na análise econômico-financeira do mesmo.

Figura 16 – Trocador de calor de placas paralelas.



Fonte: Techno Service Company [17].

2.6 USOS PARA O CALOR RECUPERADO

2.6.1 Aquecimento em Geral

O calor pode ser recuperado para ser utilizado para aquecimento em geral, seja para processos industriais ou aquecimento de ambientes no inverno. Na Europa e em países frios o aquecimento de ambientes residenciais, comerciais ou de trabalho em geral se faz imprescindível nos meses do ano de maior frio. Isto representa uma boa porcentagem do uso de energia nestes países. Distritos de calor são comuns. Esses distritos recebem condensado ou vapor de baixa pressão – conforme pode ser visto na seção 2.6.2 – que são utilizados em aparelhos de calefação.

Em processos industriais que demandam aquecimento este calor pode ser recuperado para aquecimento de um fluido condutor de calor – como água ou óleo térmico, por exemplo. Como os gases de exaustão são liberados a uma temperatura próxima dos 600°C é necessário um bom sistema de controle de fluxo do fluido no trocador. A água evapora acima de 100°C a 1atm e, quando utilizada condensada, deve circular com vazão e velocidade suficientes

para que não comece a formar bolhas de vapor – a temperatura do vapor vai depender da pressão de trabalho do equipamento e certamente será maior que 100°C. O mesmo para o óleo térmico, que é utilizado tipicamente para transporte de calor entre 80°C até 300°C.

Figura 17 – Circuito de aquecimento de óleo térmico na Fitesa Gravataí.



Fonte: foto tirada pelo autor na linha RS4 da Fitesa Gravataí.

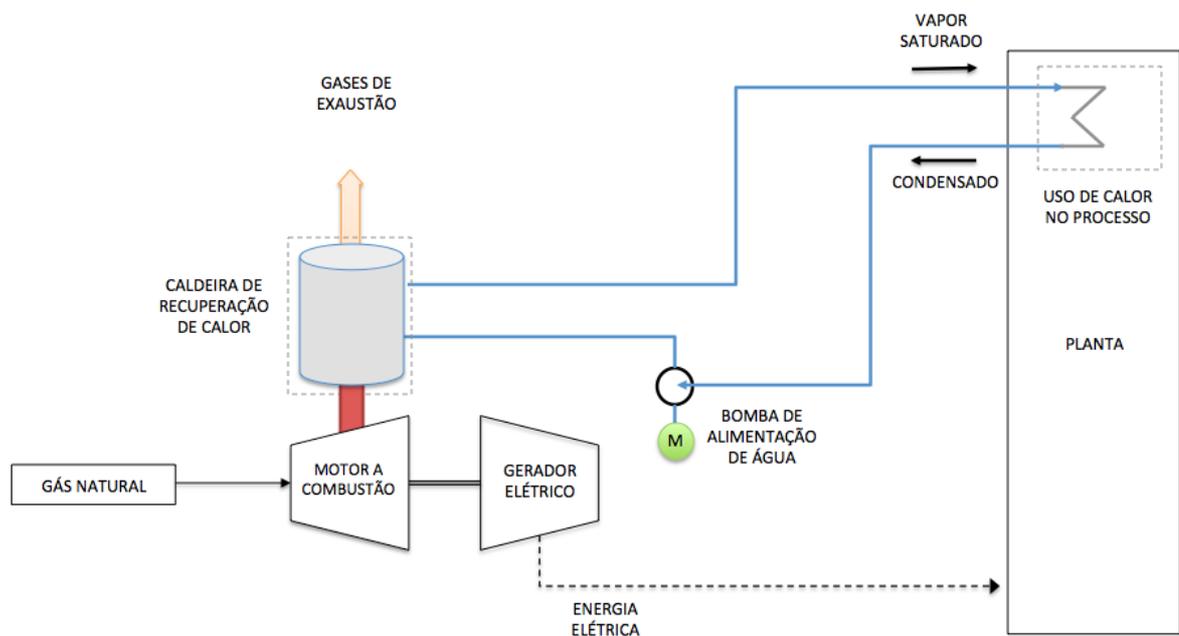
2.6.2 Produção de Vapor Úmido – Caldeira de Recuperação

Produção de vapor de baixa pressão – ou úmido, ou saturado. A recuperação de calor quando a planta utiliza vapor é facilitada uma vez que se pode utilizar o condensado para recuperação de calor tanto de exaustão de motores a combustão, quanto do arrefecimento de turbinas a gás ou mesmo aproveitando-se diretamente o vapor que se satura após o vapor seco entregar seu potencial de geração de trabalho nas turbinas a vapor.

Como já citado, esta configuração é muito utilizada em países desenvolvidos do hemisfério norte onde o inverno é rigoroso e exige aquecimento de residências, prédios comerciais e escritórios em *districts heating*³ ou mesmo em empreendimentos singulares.

O aproveitamento do calor com vapor úmido exige acumulação do condensado. Na Figura 18 é mostrada uma possível topologia de montagem. Na caldeira de recuperação os gases da exaustão da combustão podem receber ajuste fino de temperatura com queima direta servindo também como *backup*. Para sistemas fechados onde não há perda de massa de vapor ou perda considerável de carga, não se faz necessário bombeamento do condensado, diferente do caso mostrado.

Figura 18 – Recuperação de calor dos gases de exaustão para geração de vapor.



Fonte: o autor.

2.6.3 Resfriamento – *Chillers* de Absorção

O que parece contra intuitivo é uma das formas muito utilizadas em sistemas de resfriamento: a obtenção de água gelada a partir de calor. O sistema tem seu funcionamento mostrado na Figura 19.

³ *District Heating* pode ser traduzido de maneira livre como distrito de aquecimento em português. Comum na Europa e nos EUA, não se limita apenas à cogeração, mas à geração centralizada de calor independentemente de que forma é obtido e comercializado diretamente ao consumidor final.

O funcionamento se dá com o calor aquecendo a solução de um sal num processo termoquímico de absorção. Há, no entanto, dois circuitos: o circuito da solução e o circuito do refrigerante. O gerador – fonte de calor externa inserida ao sistema – evapora uma parte da mistura refrigerante ao atingir a respectiva temperatura de evaporação, separando-a. A parte que passa ao condensador tem sua energia térmica removida, assim o refrigerante volta à fase líquida na temperatura de condensação. Uma vez a alta pressão, o refrigerante passa pelo orifício que serve de mecanismos de expansão. Ao expandir o refrigerante retira energia do ambiente. É neste momento que no evaporador há a retirada de calor para produção de frio. O refrigerante remanescente pobre é recolhido ao absorvedor, onde a solução recebe a solução concentrada e é pressurizada novamente para o gerador.

Figura 19 – *Chiller* de absorção de efeito simples.



Fonte: Dossiê Eficiência Energética e Ambiental [18].

3 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ATUAL

O sistema estudado atualmente tem duas matrizes energéticas: energia elétrica comprada de concessionárias e energia térmica obtida através da queima de gás natural para geração de vapor. As principais cargas a serem supridas por energia elétrica são motores elétricos e três centrais de água gelada (*chillers*), as quais produzem a água gelada utilizada para controle de temperatura ambiental da área climatizada da fábrica e para resfriamento de ar de processo.

3.1 EQUIPAMENTOS DE INTERESSE

Os principais equipamentos de interesse deste projeto hoje instalados na linha são a caldeira de vapor, o queimador da caldeira, as centrais de água gelada (*chillers*) e o quadro de força da linha. São equipamentos cujas características técnicas e consumo deverão ser utilizadas para dimensionamento do propulsor primário, do gerador e suas instalações.

3.1.1 Caldeira de vapor

A caldeira de vapor, que pode ser vista na Figura 20, é fabricado pela Loos, que é pertencente ao grupo alemão Bosch, tradicional no ramo de equipamentos industriais. Seu modelo é o UL-S-1250 e suas características estão mostradas na Tabela 1 e foram tomadas da placa da máquina mostrada na Figura 21.

Figura 20 – Caldeira de vapor.



Fonte: foto do autor na Fitesa Gravataí.

Tabela 1 – Dados técnicos da caldeira de vapor da linha.

Pressão Máxima Admissível	16	bar
Pressão de Ensaio	30.4	bar
Temperatura Máxima Admissível	204	°C
Rendimento de Vapor	1300	kg/h
Volume total	2320	L

Fonte: o autor com dados do fabricante do equipamento.

Os dados da Tabela 1 foram retirados diretamente da placa do equipamento, que foi fabricado em 2011, mostrado na Figura 21. A caldeira opera a 9,5 bar de pressão.

Figura 21 – Placa de identificação e dados da caldeira.

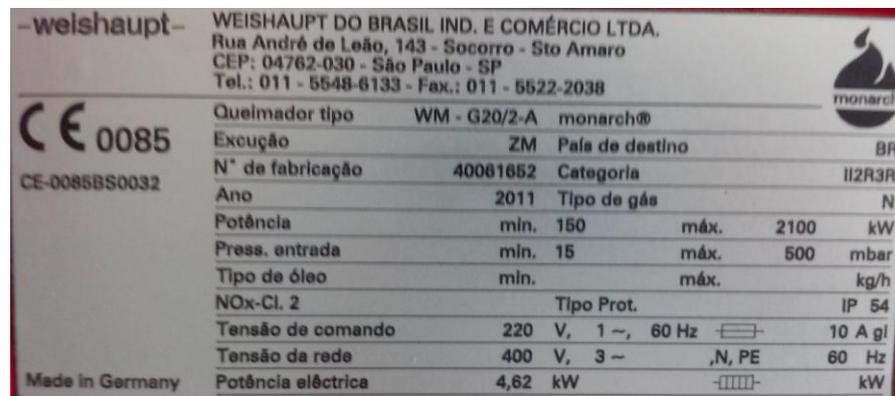


Fonte: foto do autor na Fitesa Gravataí.

3.1.2 Queimador da caldeira de vapor

Trata-se de um queimador da marca também alemã Weishaupt do modelo WM – G20/2-A. O equipamento é fabricado na Alemanha. A Figura 22 mostra as informações técnicas e de fabricação de especial relevância.

Figura 22 - Placa de identificação e dados do queimador da caldeira.



Fonte: foto do autor na Fitesa Gravataí.

A medição de vazão atualmente é feita de maneira analógica e manual através de um medidor volumétrico, um termômetro e um manômetro. Desta forma, assim como demonstrado no item 2.1.1, pode-se calcular a vazão nas condições normais de temperatura e pressão.

Figura 23 – Instrumentos para medição de volume de gás natural consumido.



Fonte: foto do autor na Fitesa Gravataí.

Está em fase de instalação um medidor de funcionamento termal digital de consumo de gás natural que registrará a curva de consumo de gás do equipamento, e o fator de demanda do mesmo para gás natural. O medidor é visto na Figura 24.

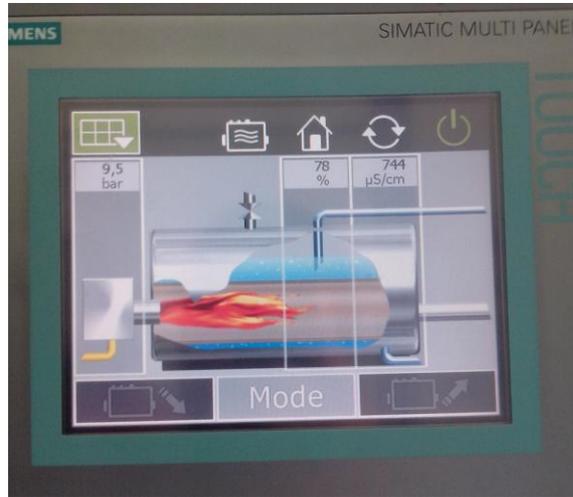
Figura 24 – Medidor mássico para determinar consumo de gás natural.



Fonte: foto do autor na Fitesa Gravataí.

Os ajustes e configurações do conjunto caldeira e queimador podem ser feitos na interface homem-máquina do equipamento mostrado na Figura 25.

Figura 25 - Interface de controle da caldeira e queimador.



Fonte: foto do autor na Fitesa Gravataí.

O queimador tem uma interface própria para parametrização, configurações, ajustes e que mostra informações em tempo real sobre o status da operação, como mostrado na Figura 26. Na tela pode ser visto os valores instantâneos da potência e da chama.

Figura 26 – Interface do queimador.



Fonte: foto do autor na Fitesa Gravataí.

3.1.3 Centrais de água gelada – *Chillers*

Atualmente a linha de produção em questão possui três unidades centrais de água gelada (*chillers*) com um total de 180 TR de capacidade. Os equipamentos são da marca Hitachi, a capacidade de cada um e demais características técnicas são vistas na Tabela 2 e foram retirados da placa do equipamento mostrada na Figura 28. A imagem dos equipamentos está mostrada na Figura 27. Operam entregando água com *setpoint* em 9°C.

Figura 27 – Foto dos das centrais de água gelada da linha RS8.



Fonte: foto do autor na Fitesa Gravataí.

As centrais de água gelada hoje estão instaladas na área externa do terceiro andar do prédio da linha de produção. A caldeira de vapor, por sua vez, está instalada do lado externo do prédio na sua parte externa lateral

Tabela 2 – Informações técnicas central de água gelada.

Potência Nominal	84.8	kW
Corrente Nominal	142.7	A
Fator de Potência	95	%
Corrente de Partida	290	A

Fonte: o autor com dados da Hitachi.

Figura 28 – Placa de identificação e dados do fabricante do equipamento.



Fonte: foto do autor na Fitesa Gravataí.

3.2 PERFIL DE USO DE ENERGIA ELÉTRICA

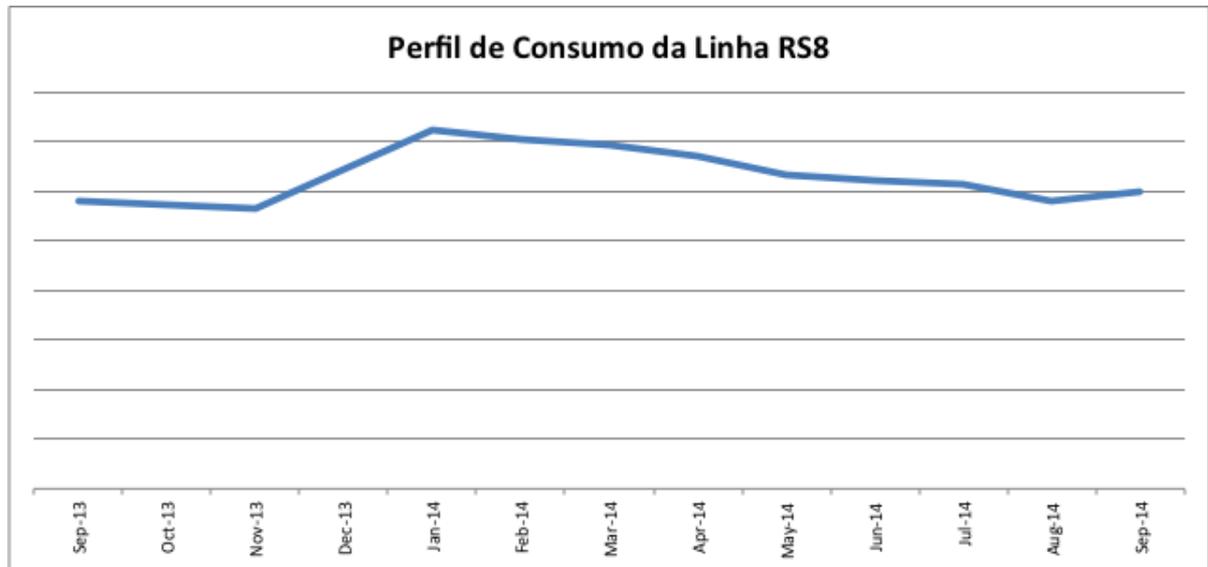
A energia elétrica consumida tem um perfil com uma parcela sazonal, uma vez que existe um ambiente da fábrica climatizado que consome mais energia durante os meses mais quentes do ano. O ambiente não climatizado da fábrica recebe ar resfriado para uso em processo, o que faz com que haja maior perda térmica, causando também um aumento no consumo durante esses meses. Perdas térmicas maiores também ocorrem no *chiller* e na tubulação de distribuição de água para os *fan coils*. Por este motivo há também diferença na energia consumida durante o dia e durante a noite, já que a planta trabalha 24h, com breves interrupções apenas para ajustes de processo ou na eventualidades de problemas técnicos na linha. Uma vez por mês há uma parada completa para manutenção que dura tipicamente dez horas. Devido ao tipo de produto que é fabricado, durante uma parte do mês há uma demanda de energia maior, enquanto durante a outra parte do mês a demanda de energia diminui, assim como não se utiliza vapor na linha durante este período de menor consumo de energia elétrica.

3.2.1 Consumo Mensal

A curva de consumo mensal do período após a partida da linha está mostrada na Figura 29. Pode-se notar algo que se assemelha com um comportamento sazonal, em que o consumo sobe um pouco no verão, como já posto, em função da necessidade de ar gelado na fábrica tanto para processo como para climatização. A elevação do consumo de um ano para o outro no mesmo período é justificada pela ampliação de cargas que a linha teve com a

instalação de exaustores de pó de processo de grandes dimensões, que não haviam sido instalados quando da partida da linha. A tendência desta curva é começar a sentir-se uma diminuição de seu valor médio, uma vez que existem alguns projetos em andamento de eficiência energética em alguns equipamentos da linha.

Figura 29 – Série histórica de consumo mensal de energia elétrica.



Fonte: o autor com dados da Fitesa.

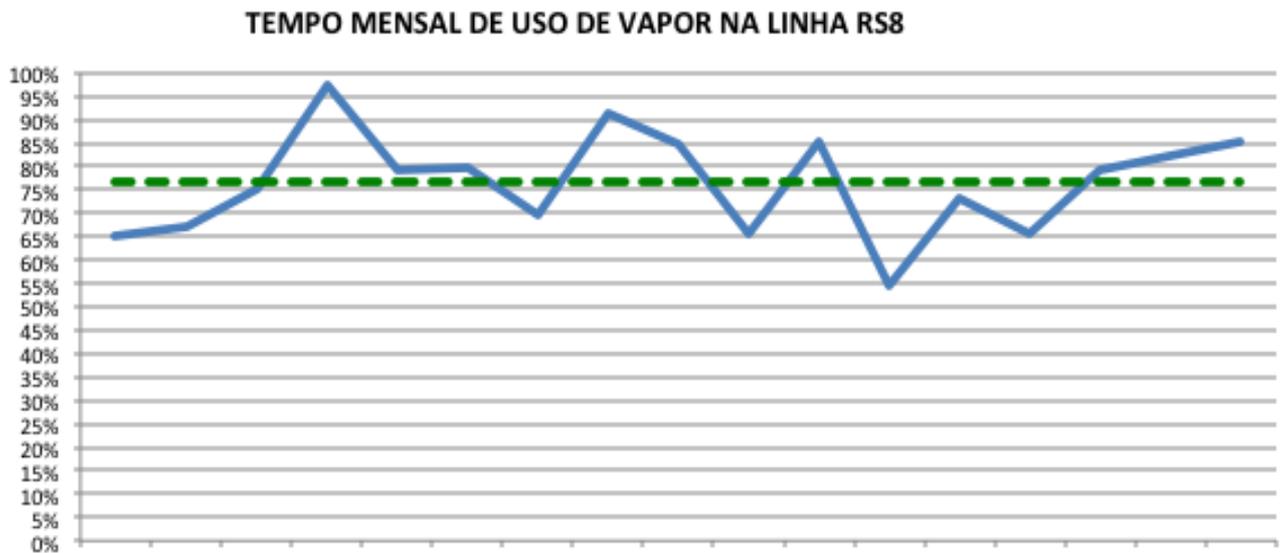
3.2.2 Demanda Máxima

Há o registro dessa grandeza desde a instalação da linha e o seu valor máximo registrado até hoje em um período de amostragem de cinco minutos foi de 635kW médios e a demanda instantânea máxima já atingida foi de 736kW. Este dado é armazenado pelo medidor de consumo instalado no quadro de força da linha. Estas grandezas são importantes caso se tenha o intuito de dimensionar o fornecimento do equipamento gerador para operação da linha de produção em ilha, o que é interessante em caso de o interesse estratégico estar no fato de que a linha roda sem a concessionária de energia elétrica.

3.3 PERFIL DE USO DE ENERGIA PARA PRODUÇÃO DE VAPOR

A linha de produção utiliza vapor apenas em uma parte do mês para a fabricação de uma parte de seus produtos. Durante o restante do mês não é utilizado vapor na linha de produção. A maior parte do tempo, porém, a linha precisa queimar gás para produção de vapor. A série histórica desde a partida efetiva da linha pode ser observada na Figura 30.

Figura 30 – Série histórica de proporção de uso de vapor na linha de produção.



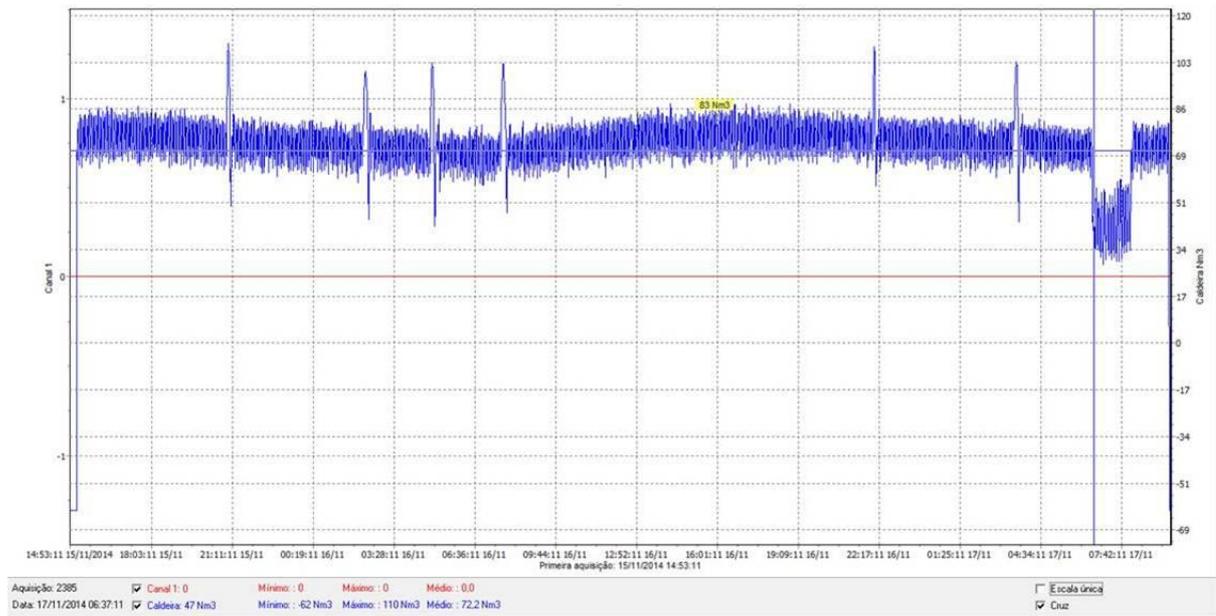
Fonte: o autor, com dados fornecidos pela Fitesa.

3.3.1 Consumo Mensal

O consumo mensal de gás natural da linha de produção é estimado a partir de uma medição de três dias de operação normal realizado na caldeira, pois não há medidor instalado e operante na linha de produção ainda. Esta é uma das etapas necessárias para estudo final de viabilidade – evitando suposições pouco acuradas. A Fitesa está em processo final de implementação de um sistema integrado de medição de consumo de energéticos em toda a planta.

A Figura 31 mostra o resultado da medição realizada. Constatou-se que a caldeira consome em média $72,2\text{m}^3/\text{h}$ quando está operando normalmente, o que corresponde a uma potência média de 800kW . Isto representa um consumo mensal da ordem de 40.000m^3 de gás natural. Este consumo é bastante representativo e significa uma grande oportunidade de eficiência energética, pois representa um dos grandes consumidores de gás natural no site de Gravataí.

Figura 31 – Medição na caldeira de vapor da linha de produção em estudo.



Fonte: medição realizada pelo autor na Fitesa.

A depressão que aparece no gráfico é o consumo com máquina parada, já que este registro mostra um momento de parada da linha, enquanto os picos que aparecem em vários momentos são os momentos em que o operador da caldeira faz a purga do sistema.

3.3.2 Demanda Máxima

Como não há registros da máxima demanda da linha desde que ela partiu durante todo o seu funcionamento, vai-se estipular que a demanda máxima do sistema de aquecimento seja a potência nominal do queimador da caldeira como ela foi concebida no projeto inicial, 990 kW. O queimador instalado é maior do que o necessário para o tamanho da caldeira conforme especificado pelo fabricante. Para chegar à temperatura e pressão de *setpoint* a caldeira é aquecida com o queimador em 100% da potência por aproximadamente 2h. A Figura 22 mostra a placa do queimador atual da caldeira, onde se pode ver que a potência nominal é de 2.100 kW, bem maior do que a potência de projeto da caldeira

4 SISTEMA PROPOSTO

4.1 PREMISSAS DO PROJETO

Esta seção trata das premissas do sistema proposto de cogeração.

4.1.1 Tipo de equipamento propulsor primário

O equipamento utilizado deverá ser um motor a combustão como propulsor primário dado o custo do investimento e a simplicidade da operação do mesmo. Para a demanda necessária da linha de produção em análise, não se justifica o uso de turbinas de vapor, por exemplo. Para absorção do calor para produção de vapor deve ser prevista uma caldeira para operar em paralelo com a existente em sistema de complementação. Também se propõem a utilização de *chillers* de absorção, permitindo maior taxa de recuperação de calor, aumentando-se o aproveitamento do potencial energético do combustível. Os *chillers* atuais seriam deixados como *backup* e complementação ao novo sistema.

4.1.2 Combustível

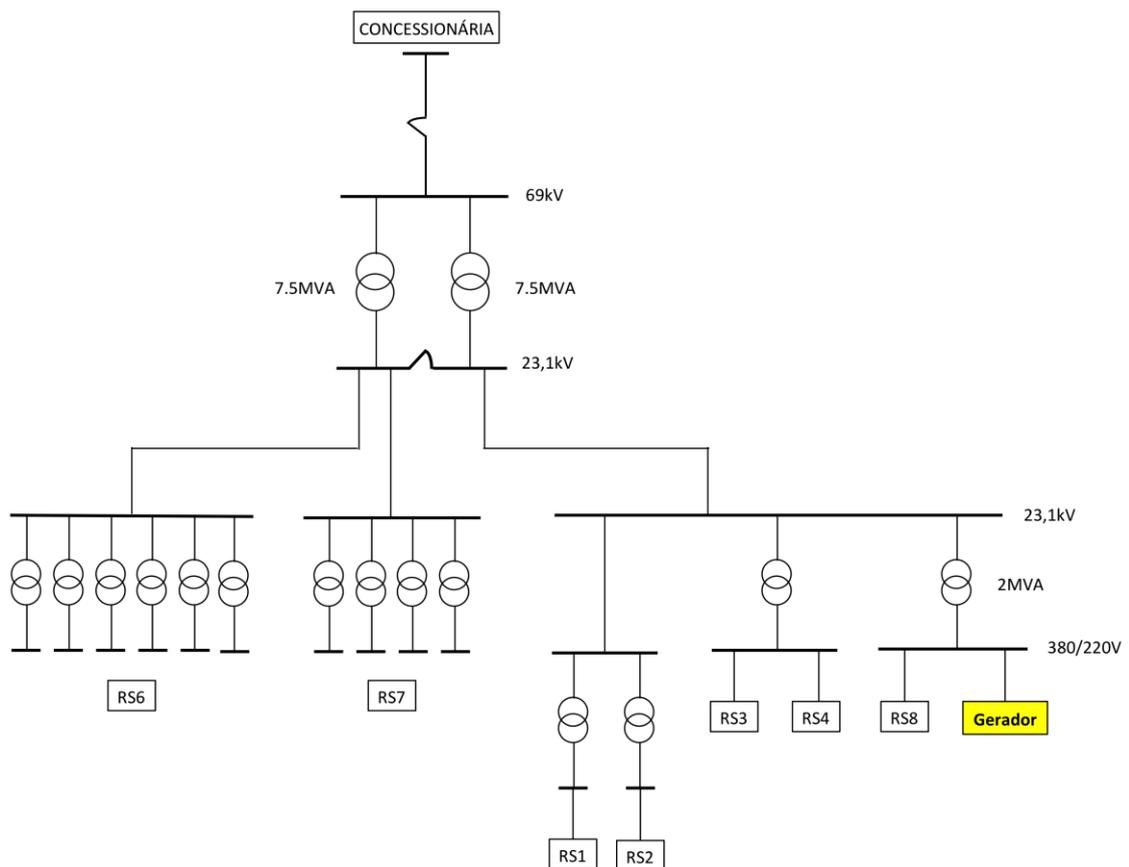
Como a planta já é atendida por gás encanado e pressurizado, propõem-se que o tipo de combustível seja este. A disponibilidade do combustível e a sua tendência como fonte alternativa de energia foi mostrada no 1.2.1. O maior atrativo econômico é o fato de que a atual caldeira de vapor consome gás com preço de gás de consumo, quando na sua transição para cogeração a mesma iria consumir gás com preço mais baixo por metro cúbico em função de ser tarifado como cogeração. A tarifa de gás natural para queima é mais alta do que a tarifa de gás natural para cogeração.

Também se avaliou a possibilidade de se utilizar outras fontes, como Diesel e BPF – que é um óleo mineral pesado derivado do petróleo – mas esses acabam sendo menos vantajosos do que o gás natural, além de apresentarem-se como soluções de mais difícil operação. Também se descartou biomassa por representar não só uma operação bem mais complicada em termos de logística, mas por trazer também dificuldades adicionais como o risco associado à qualidade do produto final da Fitesa, uma vez que ao transporte e armazenamento de bagaço, cavaco ou madeira, estão associados a possíveis contaminação de pragas que representariam o risco de contaminação do produto, matéria prima, ou instalações da empresa e estariam fora do padrão de limpeza e controle de pragas da companhia, que são muito rígidos.

4.1.3 Ponto de ligação elétrica do gerador

Propõem-se que o propulsor primário seja mecanicamente acoplado a um gerador trifásico de baixa tensão, 380V entre fases e 220V por fase em relação à terra, operando em 60Hz em paralelo com a rede, assumindo o abastecimento à carga através de rampa. Deve atender ao dimensionamento de acordo com as premissas da seção 4.1.5, que traz as Premissas para o dimensionamento do propulsor primário. Apesar de ligado no barramento de alimentação da RS8, o excedente da energia elétrica produzida deve ser consumido nas outras fábricas do site, que têm uma demanda bem maior do que a linha RS8. Será utilizado o sistema hoje existente de transformador e cabos de modo que se deve respeitar o limite da instalação que é de até 1.500kWe com a instalação de um novo trifólio de cabos conforme será discutido mais a frente.

Figura 32 – Diagrama sinótico unifilar da Fitesa com o gerador proposto.



Fonte: o autor, com dados da Fitesa.

4.1.4 Recuperação de calor

A recuperação de calor do propulsor primário deve ser a maior possível para aumentar ao máximo o rendimento do combustível. Em geral, aproveita-se mais do potencial

energético do combustível quando se tem formas distintas de utilização de calor, retirando-se calorias a diferentes faixas de temperatura. Desta forma, deve-se utilizar o calor presente nos gases de exaustão para produção de vapor e então para geração de água gelada em *chillers* de absorção. O sistema deve ser dimensionado para manter o abastecimento da capacidade atual de produção de vapor da linha de produção em situações normais de funcionamento, incluindo partidas e variações de carga, sendo o restante utilizado em um *chiller* de absorção complementado pelo atual sistema quando este não for suficiente. .

4.1.5 Premissas para o dimensionamento do propulsor primário

O propulsor primário deve ser capaz de prover energia para:

- i. abastecer de energia elétrica a linha quando produzindo de maneira normal – incluindo durante partidas. Deve ser desconsiderada a potência dos *chillers*, uma vez que eles seriam parcialmente substituídos por *chillers* de absorção que absorveriam a maior parte de sua carga;
- ii. abastecer boa parte da energia térmica para geração de vapor de maneira equivalente à potência necessária para manter a caldeira em condições normais de operação: 990kW – com complemento do queimador atual;
- iii. abastecer de energia térmica central de água gelada de absorção que servirá para climatização da linha de produção e para geração de ar gelado de processo – tendo em vista a potência instalada de um *chiller* de 120 TR – deverá ser complementado pelo sistema atual.

4.1.6 Premissas para a geração de energia elétrica

Primeiramente, não deve ser exigida maior produção de energia no gerador do que sua capacidade nominal, por isso deve ser instalado um sistema de proteção de sobrecarga que deve atuar sempre que houver interrupção do atendimento de energia da concessionária.

Deve ser previsto um intertravamento entre o gerador e a proteção da subestação principal (69kV) que desarma o gerador de acordo com o fluxo de carga no relé da alimentação da entrada vinda da concessionária para evitar que possa estar energizada a linha de transmissão com energia do gerador quando a concessionária tiver qualquer interrupção de fornecimento.

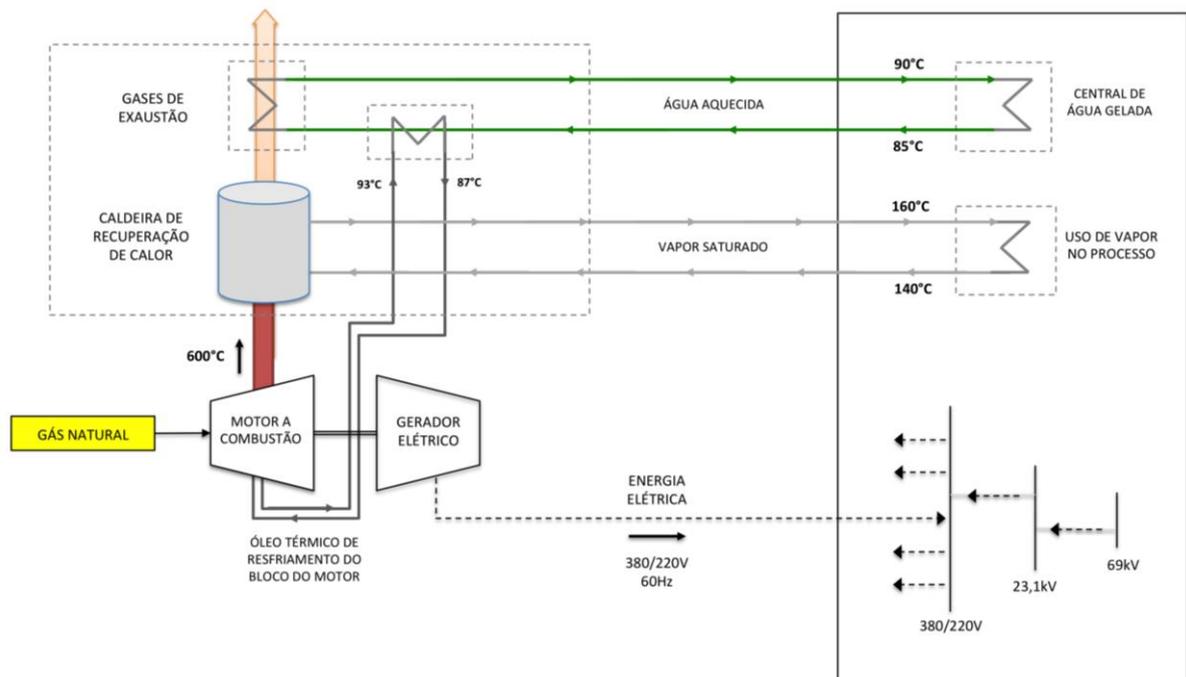
Não deve ser gerada mais energia do que é capaz o atual sistema de distribuição interno da Fitesa de transferir do barramento da linha de produção para outras linhas através

dos cabos e transformadores existentes – à exceção da instalação de mais uma trifólio ao conjunto de cabos unipolares que percorrem os 150 metros de distância entre a subestação e o quadro de força da linha. Trata-se de três cabos de 240mm^2 para as fases, e dois cabos de 120mm^2 para o neutro e para o condutor de proteção, respectivamente. Isto limita a capacidade de geração de energia elétrica em regime permanente a uma corrente máxima de 1530A, corrente de projeto do circuito alimentador da linha, o que corresponde à potência limite de 910kW levando-se em conta fator de potência de 0,95 e distorção harmônica de corrente de 5%.

4.2 DESCRIÇÃO DO SISTEMA PROPOSTO

O sistema proposto é o mostrado na Figura 33. Trata-se de um sistema que prevê a utilização de um motor a combustão a gás natural como propulsor primário cujo torque gerado é transferido a um gerador síncrono que é ligado em paralelo à concessionária ao sistema, de acordo com a Figura 32, em baixa tensão 380V.

Figura 33 – Sistema de cogeração proposto.



Fonte: o autor.

Os gases de escapamento, rejeitos do motor a combustão que saem a 600°C aproximadamente, serão recuperados na caldeira hoje existente. Após a caldeira será instalado um trocador para aproveitar aquilo que não se pôde subtrair de calor dos gases de escapamento para que se utilize no *chiller* de absorção.

4.3 DIMENSIONAMENTO DOS EQUIPAMENTOS

4.3.1 Dimensionamento do Propulsor Primário

Para atender às especificações chega-se a conclusão que a geração de energia térmica pelos gases de exaustão deve ser de, pelo menos, 990kW para geração de vapor mais 120 TR para os *chillers* de absorção – que é o menor tamanho de chiller de absorção disponível no mercado. Levando-se em conta isto, pode-se chegar a um valor de geração de energia elétrica superior à 1.511kW. Porém, um equipamento deste tamanho dificilmente mantém-se em seu máximo rendimento. Para um maior aproveitamento energético, propõem-se um equipamento de dimensões menores e uma complementação com os equipamentos hoje existentes. A Tabela 3 traz o dimensionamento do propulsor primário para atendimento das premissas do projeto.

Tabela 3 – Dimensionamento do propulsor primário

	Rendimento	Potência	Unidade
Potência p/ Produção vapor	0.42	850	kW
Potência Elétrica	0.45	911	kWe
Perdas	0.13	263	kW
Potência Total Propulsor Primário	1.00	2024	kW

Fonte: o autor.

É possível de se notar que os valores da Tabela 3 atendem a todos os requisitos solicitados, tanto da energia térmica necessária, quanto o da energia elétrica.

4.3.2 Dimensionamento do gerador

O gerador deve ser capaz de gerar 736kW de energia elétrica para atender os pré-requisitos do projeto estabelecidos no item 4.1 que trata das premissas do projeto.

4.3.3 Dimensionamento do *chiller* de absorção

Deve ser um chiller de absorção com capacidade instalada de 120 TR para continuar atendendo ao dimensionamento atual da linha de produção na maior parte do tempo e ter complementada a necessidade em momentos de maior consumo pela central de água gelada de *chillers* elétricos.

4.3.4 Equipamentos de Instalação, Equipamentos Auxiliares e Utilidades

Além dos equipamentos citados e suas tubulações, é necessário considerar a instalação de um novo painel na sala de painéis para o ponto de entrega da energia elétrica gerada. É necessário considerar estes cabos e os dutos e leitos para os mesmos.

Será necessário construir um novo prédio de alvenaria para abrigar a nova central de cogeração. A instalação do *chiller* também deverá prever a tubulação até a entrega ao circuito de água gelada do sistema atual.

Deverão ser consideradas medições para todas as grandezas e massas transportadas, bem como monitoração remota da operação da central de cogeração. Deverão ser previstas alterações nos programas de funcionamento dos sistemas atuais para que entrem em operação quando o sistema de cogeração por qualquer motivo não estiver operando.

4.4 ASPECTOS OPERACIONAIS

4.4.1 Operação e Manutenção

Existem diversos modelos de negócio para operação do equipamento. A mais simples é a Fitesa comprar o equipamento em um modelo de projeto *turn key*. A empresa fornecedora simplesmente vende o equipamento completo comissionado e funcionando. Outra forma é a Fitesa e uma empresa especializada em soluções em energia investirem em conjunto em uma forma que a Fitesa compra da empresa parceira as utilidades. O pagamento do investimento é feito a longo prazo através do lucro da ESCO nas utilidades. De qualquer forma, a operação do equipamento deve ser feita de maneira remota, sob supervisão de técnicos especializados nesta operação. A Fitesa possui um colaborador que fica responsável pela operação da caldeira atual. Ele deverá assumir também a supervisão deste sistema.

A manutenção deve ser feita de maneira preventiva e junto da parada de manutenção preventiva da linha de produção. Deve ser sempre realizada por equipe especializada no tipo de equipamento instalado. Cada fornecedor aponta um número de horas para manutenção preventiva, que tipicamente giram em torno de uma intervenção a cada 1.000 horas de operação e um *overhauling* entre 20.000 e 30.000 horas de operação.

Para a análise de investimento deve-se considerar um custo de 10% para cada kWh gerado com despesas de manutenção, incluindo serviços e material de consumo em geral.

5 ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA

A análise da viabilidade econômico-financeira é o objetivo final deste projeto. Com esta análise chega-se a conclusão, em primeiro lugar, se o investimento é rentável. Os valores de custos com energéticos deverão ser considerados como estimativa média para os próximos anos, baseados em valores médios ou projeções de mercado. Isto por que esta análise não pode ficar pautada em uma análise apenas instantânea do valor do PLD, que é muito volátil.

Para demonstrar a viabilidade serão analisados três cenários considerando o valor do PLD: um cenário provável de operação considerando os valores de mercado da energia elétrica, um cenário otimista onde o preço da energia é mais alto, em um percentual de 25%, o que rentabiliza a opção da cogeração, e por fim, um cenário pessimista, onde o preço da energia reduz em 25%, o que torna o fornecimento de energia elétrica mais favorável em relação a opção pela cogeração.

5.1 ANÁLISE DE VIABILIDADE

A análise de viabilidade leva em consideração quanto do consumo é reduzido, uma vez que, como visto na Figura 30, a linha não utiliza vapor durante todo o mês e neste período o gerador deve ser desligado. Para análise, foram usadas estimativas baseadas nos contratos da empresa. Utilizou-se a estimativa de custo médio de R\$220,00 por MWh e o valor de demanda R\$12,00 por kW. O subtotal de energia elétrica contempla também custos de manutenção que estão implícitos na operação do cogador. O custo de gás natural para fornecimento com a finalidade de cogeração foi obtido diretamente no site do fornecedor, a Sulgás [19]. No mês de novembro de 2014, este valor era igual a R\$1,2761/m³, já com impostos incluídos. Ao se descontar os impostos para que se possa fazer a comparação com o valor do gás natural para fornecimento convencional, tem-se algo em torno de R\$1,00/m³. A Tabela 4 mostra como seriam os gastos em um ano de referência sem que fosse instalado o sistema de cogeração. Esta é a análise principal, chamada de cenário mais provável.

O cenário otimista leva em consideração a flutuação do custo de energia elétrica para patamares superiores aos atuais, bem como um rendimento ótimo do sistema, sem um aumento dos gastos com manutenção. Considera-se que a média do valor do PLD eleve-se em 25% em relação à média considerada para a análise principal, ficando em R\$250/MWh.

O cenário pessimista, ao contrário do otimista, considera variação do custo de energia elétrica para uma média 25% inferior ao que se apresenta na situação hipotética principal. Considera-se o valor do PLD de R\$150/MWh.

Ambas as análises são mostradas nos gráficos na Figura 34 a Figura 36, de tempo de retorno e nas tabelas de retorno de investimento a seguir.

Tabela 4 – Energia elétrica e gás natural sem cogeração

Mês	Energia Elétrica					Gás Natural		Economia	
	Demanda [kW]	Demanda [R\$]	Consumo [kWmédios]	Consumo [R\$]	Subtotal [R\$]	Volume [m³]	Subtotal [R\$]	R\$	Acumulado [R\$]
jan	388	4.658	361	53.717	58.375	43.000	54.591	-	-
fev	378	4.542	352	47.309	51.851	43.000	54.591	-	-
mar	372	4.465	346	51.485	55.949	43.000	54.591	-	-
abr	361	4.335	336	48.384	52.719	43.000	54.591	-	-
mai	341	4.090	317	47.170	51.260	43.000	54.591	-	-
jun	333	4.000	310	44.640	48.640	43.000	54.591	-	-
jul	331	3.974	308	45.830	49.805	43.000	54.591	-	-
ago	312	3.742	290	43.152	46.894	43.000	54.591	-	-
set	322	3.858	299	43.056	46.914	43.000	54.591	-	-
out	318	3.819	296	44.045	47.864	43.000	54.591	-	-
nov	314	3.768	292	42.048	45.816	43.000	54.591	-	-
dez	357	4.284	332	49.402	53.685	43.000	54.591	-	-
Total	-	49.535	3839	560.237	609.772	516.000	655.093	-	-

Fonte: o autor.

A Tabela 5 mostra a situação em que se tem instalado um sistema de cogeração com aproveitamento dos gases de escapamento para produção de vapor. A estimativa leva em consideração que durante o uso de vapor o consumo de energia elétrica da linha seria negativo, ou seja, o gerador estaria injetando no barramento mais energia que é consumida na linha. No entanto, a energia deve ser consumida nas instalações da empresa, a qual possui outras linhas de produção no mesmo site que são grandes consumidores de energia elétrica e gás natural. Dessa forma, toda a energia excedente deve ser consumida na própria instalação, não havendo a possibilidade de injeção no sistema da concessionária local.

Tabela 5 – Expectativa de desempenho da linha de produção com cogeração

Mês	Energia Elétrica				Gás Natural		Economia		
	Demanda [kW]	Demanda [R\$]	Consumo [kWmédios]	Consumo [R\$]	Subtotal [R\$]	Volume [m3]	Subtotal [R\$]	R\$	Acumulado [R\$]
jan	388	4.658	(542)	-80.575	-69.016	98.357	105.931	76.050,75	76.050,75
fev	378	4.542	(528)	-70.963	-60.383	98.357	105.931	67.418,14	143.468,88
mar	372	4.465	(519)	-77.227	-66.148	98.357	105.931	73.183,06	216.651,94
abr	361	4.335	(504)	-72.576	-62.037	98.357	105.931	69.072,00	285.723,95
mai	341	4.090	(476)	-70.754	-60.604	98.357	105.931	67.638,88	353.362,82
jun	333	4.000	(465)	-66.960	-57.236	98.357	105.931	64.271,53	417.634,35
jul	331	3.974	(462)	-68.746	-58.883	98.357	105.931	65.918,27	483.552,62
ago	312	3.742	(435)	-64.728	-55.442	98.357	105.931	62.477,05	546.029,66
set	322	3.858	(449)	-64.584	-55.205	98.357	105.931	62.240,56	608.270,23
out	318	3.819	(444)	-66.067	-56.589	98.357	105.931	63.624,12	671.894,35
nov	314	3.768	(438)	-63.072	-53.913	98.357	105.931	60.948,13	732.842,48
dez	357	4.284	(498)	-74.102	-63.471	98.357	105.931	70.506,56	803.349,03
Total	-	49.535	(480)	-840.355	-718.927	1.180.286	1.271.169	-	803.349,03

Fonte: o autor.

Foi estimado o valor de injeção de energia para as demais linhas de produção através do fluxo de carga reverso no transformador da linha RS8.

5.1.1 Estimativa de custos

As tabelas de numeração de Tabela 5 a Tabela 7 e Tabela 9 foram construídas estimando-se o investimento total em R\$3.000.000,00. Os custos estimados por equipamento estão demonstrados na Tabela 6.

As estimativas levam em conta todos os equipamentos associados: torres de resfriamento, bombas de água, radiadores para os motores, surdinas, isolamento acústico, painéis elétricos, sistemas de emergência e prevenção de acidentes e as respectivas instalações. O custo do motor inclui seus agregados.

Tabela 6 – Estimativa de Custos

Descrição	Estimativa
Motor a combustão	R\$ 1,200,000.00
Gerador	R\$ 1,000,000.00
Chiller de absorção	R\$ 300,000.00
tubulação	R\$ 177,000.00
cabos alimentação	R\$ 60,000.00
painel elétrico	R\$ 29,000.00
sistema de controle	R\$ 90,000.00
operação remota	R\$ 24,000.00
obras civis	R\$ 120,000.00
Total	R\$ 3,000,000.00

Fonte: o autor.

5.1.2 Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa é atualizado anualmente a uma taxa de 10% ao ano, tomada como sendo o custo de capital para este investimento. Este é um fator determinante para determinação de viabilidade deste projeto. Esta deve ser a taxa mínima de atratividade.

O fluxo atualizado mostra a diferença entre o valor de investimento e o retorno do mesmo através da redução dos custos com a eficientização do sistema. O momento em que ocorre o retorno integral do valor investido no projeto pode ser visto pela inversão do fluxo atualizado que era negativo e passa a ser positivo. Cabe ressaltar, que alterações nos custos estimados, e na taxa de retorno, podem alterar este fluxo de caixa, tornando mais ou menos atrativo este investimento.

Tabela 7 – Fluxo de caixa para opção mais provável

ANO	0	1	2	3	4	5
Fluxo de Caixa	-3.000.000	803.349	803.349	803.349	803.349	803.349
VPL	-3.000.000	730.317	663.925	603.568	548.698	498.817
Fluxo Atualizado	-3.000.000	-2.269.683	-1.605.758	-1.002.190	-453.492	45.325

Fonte: o autor.

Na Figura 1 Tabela 7 nota-se que a inversão de fluxo para a hipótese mais provável ocorre entre o quarto e o quinto ano, ou seja, o investimento será completamente retornado em cinco anos.

Tabela 8- Fluxo de caixa para opção otimista

ANO	0	1	2	3	4	5
Fluxo de Caixa	-3.000.000	994.339	994.339	994.339	994.339	994.339
VPL	-3.000.000	903.944	821.768	747.061	679.147	617.406
Fluxo Atualizado	-3.000.000	-2.096.056	-1.274.288	-527.226	151.920	769.327

Fonte: o autor.

Na Tabela 8 vê-se que na opção otimista o investimento é retornado em quatro anos.

Tabela 9 – Fluxo de caixa para opção pessimista

ANO	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Fluxo de Caixa	-3.000.000	612.359	612.359	612.359	612.359	612.359	621.083	629.806	638.529
VPL	-3.000.000	556.690	506.082	460.075	418.250	380.227	350.585	323.190	297.879
Fluxo Atualizado	-3.000.000	-2.443.310	-1.937.228	-1.477.153	-1.058.904	-678.677	-328.092	-4.902	292.977

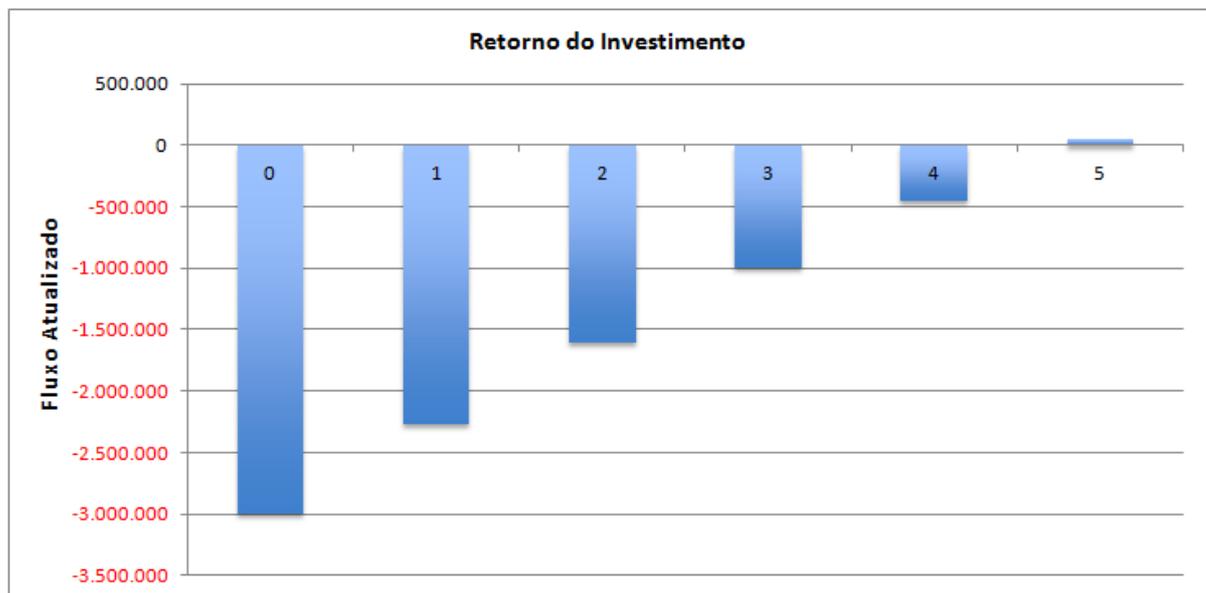
Fonte: o autor.

Através da Tabela 9 é possível de constatar que o tempo de retorno passa a ser maior, levando-se oito anos para o investimento ser completamente retornado.

5.1.3 Tempo e Taxa Interna de Retorno

O tempo de retorno calculado a partir da Tabela 4 até a Tabela 9 é mostrado na Figura 35. De acordo com o gráfico o tempo de retorno do investimento é dado em cinco anos para o caso mais provável, quatro anos para o cenário mais otimista e oito anos para o cenário pessimista. A Figura 35 e a Figura 36 mostram as versões com análise de desempenho financeiro em cenário pessimista e otimista, respectivamente, para este sistema.

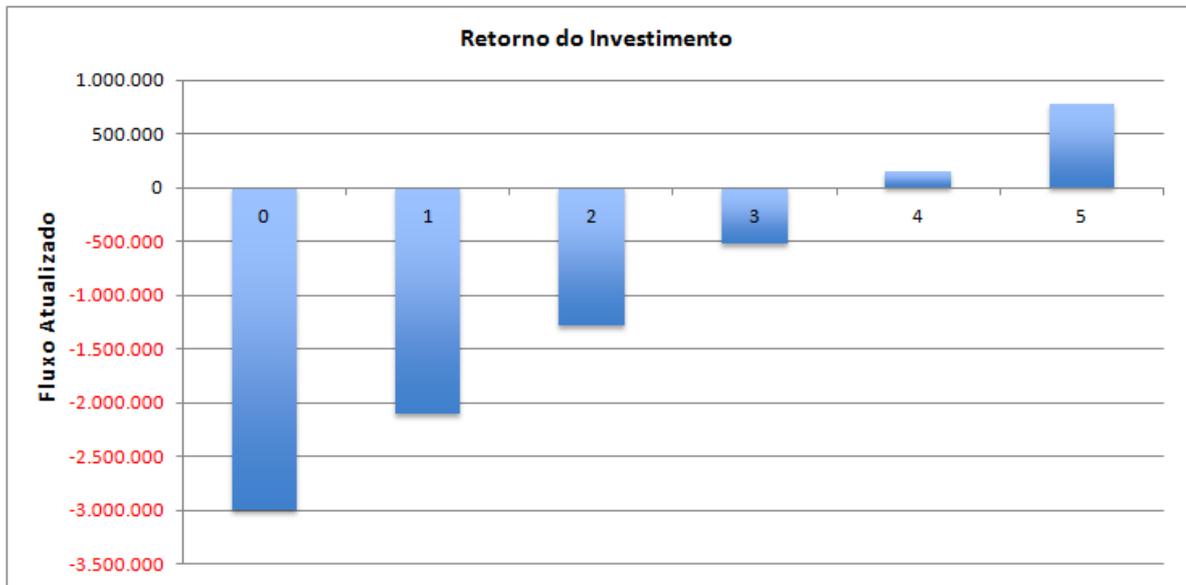
Figura 34 – Retorno do investimento cenário mais provável



Fonte: o autor.

Levando-se em conta uma taxa de 10% a.a. em um investimento de R\$3.000.000,00, o valor presente líquido do projeto será de um lucro de R\$42.325,00 em cinco anos para o cenário mais provável. A partir deste período o investimento terá sido retornado completamente e o equipamento passará a render lucro para a companhia. A taxa interna de retorno resulta em 11%.

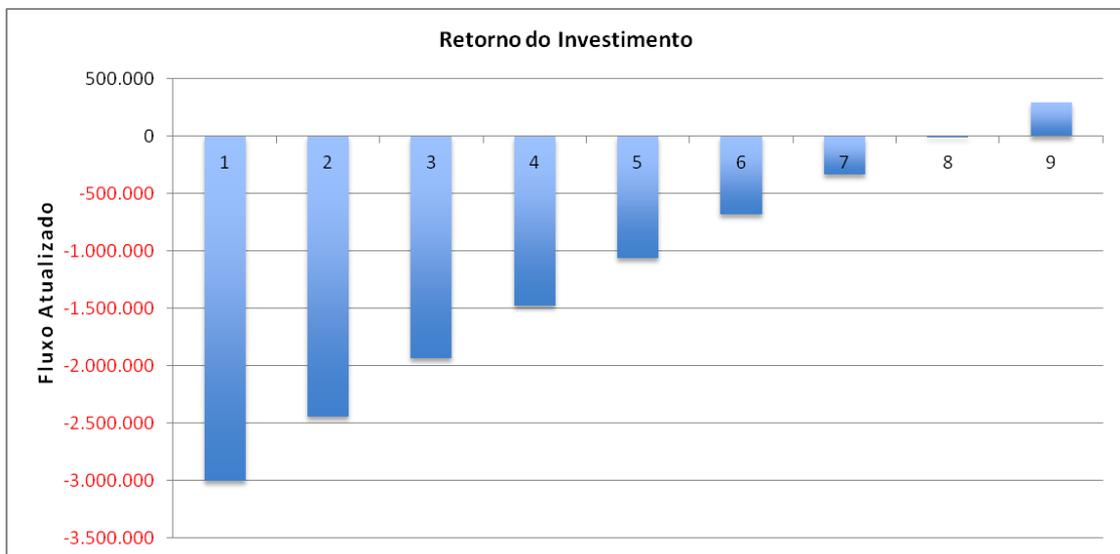
Figura 35 - Retorno do investimento cenário otimista



Fonte: o autor.

No cenário otimista a taxa interna de retorno é de 20% com um custo de capital de 10%a.a. e investimento inicial de R\$3.000.000,00.

Figura 36 - Retorno do investimento cenário pessimista



Fonte: o autor.

No cenário pessimista a taxa interna de retorno é de 13% com um custo de capital de 10%a.a. e investimento inicial de R\$3.000.000,00.

5.2 VANTAGENS ADICIONAIS

5.2.1 Tecnologia de Baixo Impacto Ambiental

O gás natural é uma fonte de energia de menor impacto ambiental se comparado a outras fontes fósseis. A queima é considerada limpa em função da sua composição e de seu tratamento para eliminação de contaminantes ainda antes da distribuição nas estações de processamento de gás natural. Seu impacto em termos de lançado na atmosfera é consideravelmente menor se comparado com o petróleo – segundo o Ministério do Meio Ambiente [20], O CO₂ lançado na atmosfera pela queima de gás natural é *cerca de 20 a 23% menos do que o óleo combustível e 40 a 50% menos que os combustíveis sólidos como o carvão*. Ainda segundo o ministério [21], a exigência de cuidados com os gases de combustão é mínima, pelos motivos acima citados. Também é citada por este que a emissão de óxidos de enxofre é item menos relevante em função do gás natural no Brasil ter baixos níveis de enxofre pela sua especificação técnica estabelecida pela ANP.

5.2.2 Baixo Risco

O gás no Brasil para fins industriais é distribuído por gasodutos e por este motivo não exige armazenamento – diminuindo riscos de vazamento e explosão. O gás natural também é menos denso do que o ar, fazendo com que ele se disperse facilmente na atmosfera. Por este motivo também em ambientes internos ele não se mantém concentrado em regiões inferiores e com aberturas na parte superior ele pode ser rapidamente evacuado, evitando asfixia em caso de vazamento de grandes dimensões. O gás também é odorizado com mercaptana, que é odorante típico, antes de ser comercializado [21].

5.2.3 Autonomia e Segurança Operacional

O ano de 2015 promete ser um ano com risco até mesmo de racionamento de energia elétrica com preços certamente muito elevados. Há o risco de cortes e desligamentos seletivos. Linhas de produção que sejam capazes de gerar a própria energia podem ter uma vantagem estratégica para uma empresa que possui clientes e compromissos para atender no mercado internacional.

5.2.4 Vantagens Comerciais

Mercados cada vez mais exigentes com a pegada de carbono passam a observar o impacto ambiental da produção dos produtos que consomem. Isso faz com que algumas

companhias tenham vantagens comerciais em relação a outras por poderem utilizar a questão do seu processo ser menos impactante como uma vantagem do seu produto.

6 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou, primeiramente, as análises dos cenários energéticos tendo em vista a utilização de gás natural e energia elétrica em geral, que são insumos para transformação de matéria prima em produto final na indústria. Esta análise leva a conclusão de que a energia elétrica de fontes de geração concentrada está tornando-se mais cara e sendo aos poucos substituída por fontes de geração distribuídas, como por exemplo as que utilizam o gás natural. Esta é uma tendência mundial que apresenta um forte crescimento no Brasil. Conclui-se que este ganho de escala levará a uma diminuição no custo por metro cúbico do combustível.

Concluiu-se que a geração distribuída pode ser uma alternativa para uma companhia que queira se precaver mantendo sua segurança operacional ou simplesmente reduzir seus custos. Mostrou-se que os aspectos legais podem ser cumpridos para a concepção de um sistema de cogeração. Demonstrou-se que a eficiência energética da geração obtida a partir de motores a gás natural supera a necessidade legal estipulada pela ANEEL.

Apresentada a tecnologia existente e a linha de produção da Fitesa, evidenciou que existe uma grande oportunidade para uso de cogeração. Foram apresentados os conceitos e as premissas que deveriam ser adotadas para atender à necessidade local. Concluiu-se que tecnicamente é possível de se executar o projeto de instalação de um motor de combustão com potência aproximada de 2.000kW, sendo destes aproximadamente 900kW a sua potência elétrica e 850kW de geração de energia térmica possível de ser aproveitada.

A conclusão é que, mantidas as premissas de custo de energia, custo de gás natural, custo total do investimento e do capital, de acordo com a análise econômico-financeira, em 5 anos o investimento de R\$3.000.000,00 é retornado, com uma taxa interna de retorno de 11%.

Considerado todas as questões técnicas, estratégicas, operacionais, econômicas e financeiras, este projeto seria indicado para execução, em todos os cenários estudados, dado o atual cenário energético brasileiro e as perspectivas futuras, anteriormente apresentadas.

7 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] BP. Statistical Review of World Energy 2014. Disponível em <<http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>>. Acesso em set. 2014.

[2] ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIO COMBUSTÍVEIS, 2013. Rio de Janeiro: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, 2013. 236p.

[3] PETROBRAS. Terminais e Oleodutos. Disponível em <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/terminais-e-oleodutos/>>. Acesso em set. 2014.

[4] UOL ECONOMIA. Petrobras é responsável por 18% do PIB boliviano. Disponível em <<http://noticias.uol.com.br/economia/ultnot/2006/05/12/ult82u5892.jhtm>>. Acesso em set. 2014.

[5] THE CHEMTEAM. $PV=nRT$ The Ideal Gas Law. Disponível em <<http://www.chemteam.info/GasLaw/Gas-Ideal.html>>. Acesso em out. 2014.

[6] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS INDÚSTRIAS DE NÃOTECIDOS. *Classificação, Identificação e Aplicações de Nãotecidos*. São Paulo, nov. 1999.36p.

[7] BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de Julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília: Presidência da República, 2004.

[8] BRASIL. Art. 8º da Lei nº 9.074, de 7 de Julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Brasília: Presidência da República, 1995.

[9] FLIN, D. *Cogeneration: A User's Guide*. Ilustrada. The Institute of Engineering and Technology: 2010. Volume 11 de IET renewable energy series. 128p.

[10] MWM. Gas Engine TCG 2016. Disponível em <<http://www.mwm.net/en/products/gas-engines-power-generators/tcg-2016/>>. Acesso em set. 2014.

[11] CENTER FOR SUSTAINABLE ENERGY. Combined Heat and Power (CHP). Disponível em <<http://energycenter.org/self-generation-incentive-program/business/technologies/chp>>. Acesso em out.2014.

[12] SCANIA. *Power Generation Engines DC09 072A. 248-300 kW (279-338 kVA): Fuel Optimized*. Edition 03. Suécia.

[13] SPAKOVSKY, Z. S. 3.5: The internal Combustion Engine (Otto Cycle). *16. Unified: Thermodynamics and Propulsion*. Massachusetts Institute of Technology, 2006.

[14] SPAKOVSKY, Z. S. 3.6: Diesel Cycle. *16. Unified: Thermodynamics and Propulsion*. Massachusetts Institute of Technology, 2006.

[15] BOSCH. Autopeças. Disponível em <<http://www.bosch.com.br/imprensa/Releases/Detalhes.aspx?idRelease=8608>>. Acesso em out. 2014.

[16] SHECO. Shell and Tube Heat Exchangers. Disponível em <https://www.souheat.com/images/shell_and_tube_heat_exchanger_animation.gif>. Acesso em out. 2014.

[17] TECHNO SERVICE. Gasket: Plate Heat Exchangers. Disponível em <<http://www.technoserviceco.com/gasket.html>>. Acesso em out. 2014.

[18] DOSSIÊ: EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E AMBIENTAL. Reaproveitando a energia do compressor para sistemas de resfriamento e ar condicionado. Disponível em <<http://www.dossie.blog.br/reaproveitando-energia-compressor-sistemas-resfriamento-ar-condicionado/>>, 20 set. 2009. Acesso em out. 2014.

[19] SULGÁS. Com a cogeração, você pode obter maior aproveitamento energético. Disponível em <<http://www.sulgas.rs.gov.br/sulgas/index.php/cogeracao>>. Acesso em out 2014.

[20] MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. Fontes Convencionais de Energia: Gás Natural. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/energia/fontes-convencionais-de-energia/gas-natural>>. Acesso em out. 2014.

[21] SULGÁS. A Sulgás tem o compromisso de garantir a Segurança da Rede. Disponível em <<http://www.sulgas.rs.gov.br/sulgas/index.php/seguranca-seg>>. Acesso em out 2014.