

**FATEC – FACULDADE DE TECNOLOGIA DE ARAÇATUBA**  
**CURSO TECNOLOGIA EM BIOCOMBUSTÍVEIS**  
**HELLEN CRISTIANE SOARES SANTIAGO**

**ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE  
UM SISTEMA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA A GÁS NATURAL NA INDÚSTRIA  
FRIGORÍFICA MATABOI S/A**

**Araçatuba**

**2011**

**FATEC – FACULDADE DE TECNOLOGIA DE ARAÇATUBA**  
**CURSO TECNOLOGIA EM BIOCOMBUSTÍVEIS**  
**HELLEN CRISTIANE SOARES SANTIAGO**

**ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE  
UM SISTEMA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA A GÁS NATURAL NA INDÚSTRIA  
FRIGORÍFICA MATABOI S/A**

Trabalho de Graduação apresentado à Faculdade de Tecnologia de Araçatuba, do Centro Estadual de Educação Tecnológica Paula Souza, como requisito parcial para conclusão do curso Tecnologia em Biocombustíveis sob orientação do Prof. Dr. Giuliano Pierre Estevam.

**Araçatuba**  
**2011**

SANTIAGO, Hellen Cristiane Soares

Estudo da viabilidade técnica e econômica da implantação de um sistema de cogeração de energia a gás natural na indústria frigorífica Mataboi S/A / Hellen Cristiane Soares Santiago. -- Araçatuba, SP: Fatec, 2011.

52f. : il.

Trabalho (Graduação) – Apresentado ao Curso de Tecnologia em Biocombustíveis, Faculdade de Tecnologia de Araçatuba, 2011.

Orientador: Prof. Dr. Giuliano Pierre Estevam

1. Gás Natural 2. Viabilidade 3. Energia. 4. Indústria II. Título.

CDD – 333.9539

**FATEC – FACULDADE DE TECNOLOGIA DE ARAÇATUBA**  
**CURSO TECNOLOGIA EM BIOCOMBUSTÍVEIS**  
**HELLEN CRISTIANE SOARES SANTIAGO**

**ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE**  
**UM SISTEMA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA A GÁS NATURAL NA INDÚSTRIA**  
**FRIGORÍFICA MATABOI S/A**

Trabalho de Graduação apresentado à Faculdade de Tecnologia de Araçatuba, do Centro Estadual de Educação Tecnológica Paula Souza, como requisito parcial para conclusão do curso Tecnologia em Biocombustíveis avaliado pela comissão examinadora composta pelos professores.

Prof. Dr. Giuliano Pierre Estevam  
Orientador – FATEC Araçatuba

Prof. Dr. Wesley Pontes  
FATEC Araçatuba

Prof. Esp. Euclides Teixeira Neto  
FATEC Araçatuba

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho, bem como todas as minhas conquistas, aos meus pais, Nilson Neris Santiago e Ana Márcia Soares Santiago, que sempre me apoiaram e me incentivaram em todos os momentos, saibam que sem vocês eu não seria esta pessoa na qual me transformei hoje. Apesar de todas as dificuldades, venci.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus pela minha vida e oportunidade de poder realizar este trabalho, e pelas oportunidades que sempre me mostrou durante este caminho, mesmo com as dificuldades consegui vencer.

Aos meus pais Nilson Neris Santiago e Ana Márcia Soares Santiago e aos meus irmãos Kelly Christine Santiago e Nilson Neris Santiago Júnior pelo amor incondicional em todas minhas decisões e que estiveram ao meu lado nesta jornada e em todos os momentos da minha vida, sempre me apoiando e me dando forças para seguir em frente.

Ao meu noivo João Luís Guimarães Maciel, por nunca ter me deixado desistir, sempre me incentivando, me dando forças e por permanecer ao meu lado em todos os momentos.

Ao meu orientador e amigo Prof. Dr. Giuliano Pierre Estevam pela sabedoria, ensinamento e toda confiança depositada em mim para realização deste projeto e ao longo do tempo.

A todos os professores da FATEC por seus ensinamentos aplicados em sala de aula, que foram de extrema importância para se chegar até aqui.

Aos meus amigos de faculdade, passamos muitos momentos juntos, aprendi muito a cada dia, construí amizades que serão para o resto de minha vida, em especial a Vera Lucia Vitorelli Nunes e Greice Kelly Cardoso da Silva que estiveram sempre me apoiando e incentivando.

“A sabedoria é como uma árvore cujos frutos dão vida; feliz é a pessoa que sempre come esses frutos!”(Provérbios 3:18)

## **RESUMO**

Este trabalho tem como proposta avaliar a viabilidade técnica e econômica para implantação de sistema de cogeração através do gás natural na indústria frigorífica MATABOI. Este estudo se torna importante, pois permitirá de a avaliação para substituição de fontes de energia economicamente competitivas pelo ao gás natural, tendo em vista que atualmente a lenha é utilizada na maioria dos frigoríficos utilizam como recurso energético, além da compra de energia elétrica das concessionárias.

A partir dos dados obtidos serão realizados cálculos para análise da implantação do sistema e sua viabilidade para indústria.

### **Palavras Chave:**

Gás Natural. Viabilidade. Energia. Indústria.

## **ABSTRACT**

This work has as proposal to evaluate the viability economic technique and for implantation of system of cogeneration through the natural gas in refrigerating industry MATABOI. This study if it becomes important, therefore it will allow of the evaluation for substitution of economically competitive power plants for to the natural gas, in view of that currently the firewood is used in the majority of the cold storage rooms uses as energy resource, beyond the purchase of electric energy of the concessionaires.

From the gotten data calculations for analysis of the implantation of the system and its viability for industry will be carried through.

### **Keywords:**

Natural gas. Viability. Energy. Industry.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.0 – Cogeração de energia	12
Figura 2.0 – Meios de apresentação do gás natural nos poços.	14
Figura 2.1- Perspectiva de reserva nacional do gás natural.	15
Figura 2.2 – Consumo de energia primária por tipo energético 2005.	16
Figura 2.3 – Distribuidora de gás natural por estado.	20
Figura 2.4 – Evolução da produção de abate cabeça/dia.	22
Figura 2.5 – Planta para produção de energia elétrica a vapor.	23
Figura 2.6 – Detalhes de uma turbina a gás.	25
Figura 2.7- Esquema de uma turbina a gás.	26
Figura 2.8 – Caldeira de Recuperação.	30

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Reserva de gás natural no Brasil.	17
Tabela 2 – Principais equipamentos instalados – Carga instalada e demandada.	33
Tabela 3 – Carga instalada e demandada.	34
Tabela 4 – Últimos registros na indústria.	35
Tabela 5 – Orçamento do projeto.	39
Tabela 6 – Custo e investimento, operação e manutenção do gás natural.	41
Tabela 7 – Custos dos equipamentos da turbina a gás.	41
Tabela 8 – Custos da caldeira de recuperação.	42
Tabela 9 – Custos de equipamentos novos.	43
Tabela 10 – Custo total da implantação.	44
Tabela 11 – Vida útil de instalação	45

## SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	11
Capítulo 1 – Fundamentação teórica	14
1.1-Histórico do gás natural no Brasil	14
1.2 - As reservas de gás natural no Brasil	17
1.3 - Matriz energética	18
1.4 - Distribuição do gás natural	19
Capítulo 2 – Estudo de caso	21
2.1- Descrição da empresa	21
2.2 - Dados da produção	21
2.3 - Objetivo do projeto	22
2.4 - Planta do projeto	23
2.5 Turbina a gás	24
2. 6 – Caldeiras de recuperação	29
2.7 – O projeto – Viabilidade econômica	31
2.7.1 – Análise termodinâmica	35
2.7.2 - Análise termoeconômica	37
Capítulo 3 – Resultados e discussão	39
3.1 - Estimativa do capital total investido	39
3.2 - Vida útil da instalação	40
3.3 - Taxa de juros	40
3.4 - Custos de implantação, operação e manutenção	40
3.5 - Custo total da implantação	44
3.6 Vida útil dos equipamentos	45
3.7 – Troca da turbina	45
3. 8 – Riscos	47
3.9 – Estudo da viabilidade	47
3.9.1 – Financiamento	47
CONSIDERAÇÕES FINAIS	48
TRABALHOS FUTUROS	49
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	50

## INTRODUÇÃO

O consumo crescente, o impacto ambiental e social causados por fontes de energia atualmente utilizadas, leva o Brasil e o mundo a pensar em novas alternativas para geração de energia elétrica, tendo o intuito de substituir o petróleo e alternativas de energia que no futuro breve terão seu fim, avaliando e considerando custos economicamente viáveis para substituição. Assim, a expansão da cogeração parece encontrar seu momento propício e se destaca como um dos principais e, com certeza, mais racionais caminhos para novas unidades de produção de energia elétrica a capacidade instalada no Brasil. (MARTINS, 1996)

Diante disso a busca por fontes renováveis já é uma realidade, analisada em diversos países, com iniciativas governamentais, e principalmente de indústrias, iniciativa privada. O objetivo é que estas fontes de energias pesquisadas causem impactos substancialmente menores.

Assim, o grande crescimento no consumo de energia elétrica no Brasil vem passando por sucessivas transformações, em sua maioria que visam colocar o país em condição competitiva no mercado mundial. No Brasil a maior parte de energia elétrica provém de recursos hídricos sendo cerca de 72,9%, enquanto 12% é de origem térmica. No mundo, 39,1% da energia elétrica tem origem do carvão mineral, 17,4% do gás natural e 17,1% hidráulica. Isso coloca o Brasil em condição privilegiada em relação à utilização de energia limpa. Em 2020 o nosso país estará consumindo 2,75 % da energia mundial, mas com 2,2 % apenas de emissões de carbono. Entretanto, as exportações de bens não energéticos do Brasil embutem mais energia e carbono do que as importações (MACHADO, 2002). O atraso e cancelamento da construção de novas usinas hidrelétricas, em virtude da falta de investimentos e incentivos governamentais, fez com que o país pudesse sofrer um sério risco de desabastecimento e blecautes. Assim o processo de expansão da cogeração parece estar em seu melhor momento para buscar novos caminhos e inserir novas unidades de produção de energia elétrica.

Para suprir a demanda de eletricidade é necessário estimular a geração de energia independente e descentralizada através da construção de pequenas centrais termoelétricas, além do aumento da geração de energia elétrica através da cogeração em indústrias.

A geração de energia elétrica quando encontrada junto aos centros de carga ou dentro dos próprios, como é o caso da auto-produção, conhecida como geração distribuída, só se tornou competitiva com a concentração em grandes usinas, na medida em que a tecnologia se

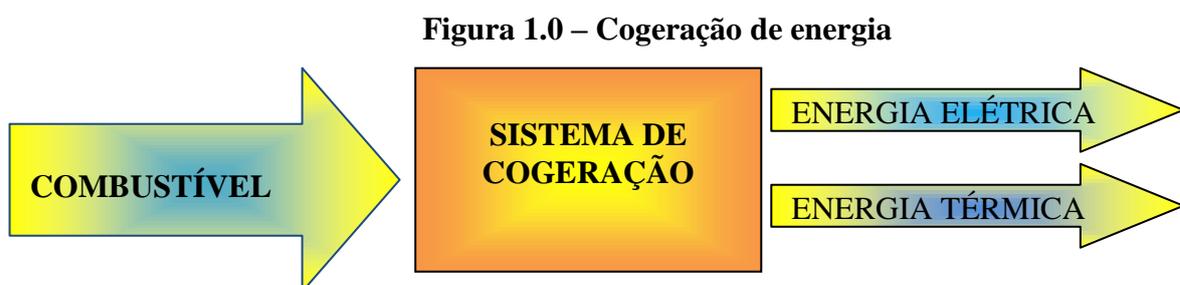
desenvolveu no sentido de aumentar a eficiência das máquinas acionadoras dos geradores elétricos (COBAS, 2001).

Compreende – se como cogeração um processo de produção e utilização combinada de calor e eletricidade, proporcionando o aproveitamento de mais de 70% da energia térmica proveniente dos combustíveis utilizados nesse processo. Sendo uma tecnologia que permite racionalizar eficazmente o consumo dos combustíveis necessários à produção de energia útil, a cogeração pode assegurar um aproveitamento elevado da energia primária e, por essa razão, responde favoravelmente aos objetivos das políticas energéticas comunitárias e nacionais.

A cogeração responde também de forma eficaz a preocupações de natureza ambiental, uma vez que ao fornecer a mesma energia final com um menor consumo de energia primária, reduz significativamente as emissões para o ambiente. A cogeração assume assim, um papel muito importante na redução das emissões de CO<sub>2</sub> para a atmosfera e conseqüente cumprimento das metas assumidas no protocolo de Kyoto.

Sendo o sistema elétrico privatizado e as tarifas em crescimento, associado a expansão das linhas de transporte e distribuição de gás natural, a cogeração através do gás natural começa a ser analisada como um sistema economicamente viável e promissor para o fornecimento de energia elétrica e assegura as empresas brasileiras em suas operações.

A cogeração é uma solução de engenharia, aplicável para determinados usuários de energia, que pode, em condições que mostraremos a seguir, viabilizar economicamente a auto-produção de energia. Melhor definida na língua inglesa como CHP (combined heat and power), a cogeração é usualmente entendida como a geração simultânea, e combinada, de energia térmica e energia elétrica ou mecânica, a partir de uma mesma fonte. A vantagem principal, e inicial, é o maior aproveitamento da energia contida na fonte, reduzindo consideravelmente os custos de produção da energia nas duas formas citadas. A figura 1.0 a seguir mostra de forma esquemática esse entendimento (COBAS, 2011).



A co-geração tem sido considerada uma solução energética benéfica para o meio ambiente, na medida em que:

- A. Menos combustível fóssil é queimado para produzir a mesma quantidade de energia (elétrica + térmica), quando substitui as termelétricas convencionais;
- B. Se torna economicamente viável utilizando gás natural, que é o combustível fóssil mais limpo.
- C. Os sistemas tradicionais existentes no Brasil, envolvendo os setores sucroalcooleiro, papel e celulose, siderúrgico, refino etc., aproveitam resíduos que impactariam negativamente o meio ambiente se despejados sem serem queimados;
- D. Particularmente no setor sucroalcooleiro, a utilização do bagaço de cana e resíduos da colheita (palhiço) significa a queima de combustível renovável, cujo dióxido de carbono lançado como produto da queima é recapturado pelo replantio, evitando o aumento do efeito estufa (LA ROVERE, 2000).

Do ponto de vista ambiental há que se comentar que a auto-produção a gás natural, sob a forma de co-geração, só se apresenta como redutora de emissões quando promove a substituição do uso de energéticos mais poluentes. Aplicada ao setor comercial ou ao de serviços, que consomem apenas energia elétrica, não consumindo normalmente combustíveis mais poluidores como óleo, carvão etc., significa introdução de fonte emissora que não existia, no local da instalação. Num país onde predomina geração térmica de energia elétrica, que não é o caso do Brasil, a co-geração como a citada acima aumenta um pouco o impacto global pela perda de eficiência com planta menor, mas aumenta a diluição de outros componentes pela geração distribuída.

Este trabalho analisa a viabilidade técnica e econômica da cogeração a partir do gás natural, apontando sua vantagem e desvantagem de implantação e retorno do investimento de implantação do sistema.

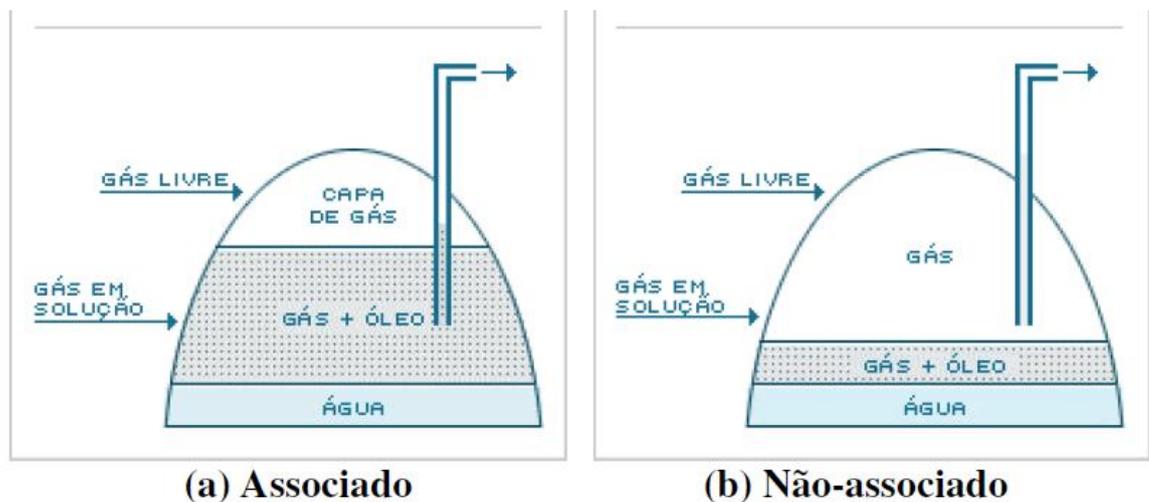
Este estudo torna-se importante porque permitirá a avaliação da substituição de energéticos economicamente competitivos em relação ao gás natural, uma vez que a maioria dos frigoríficos e no frigorífico também estudado emprega-se lenha (cavacos ou toras) como combustível e, eventualmente, óleo, para suprir a sua energia térmica, além disso, compra energia elétrica das concessionárias.

## 1.0 - FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 1.1 Histórico do gás natural no Brasil

O gás natural é considerado como uma parte do Petróleo que se encontra na fase gasosa ou em solução nas condições de reservatório e que permanece no estado gasoso nas condições atmosféricas. É composto por uma mistura de hidrocarbonetos sendo principais: metano, butano, etano e propano que pode ser encontrado não associado em reservatórios de gás como também quanto associado em poços petrolíferos. Na figura 2.0 abaixo serão ilustradas as formas como o gás natural podem ser encontrado, sendo na natureza sua maior ocorrência é em reservatórios de gás não associado, mais favorável à sua exploração comercial.

**Figura 2.0 – Meios de apresentação do Gás Natural nos poços**



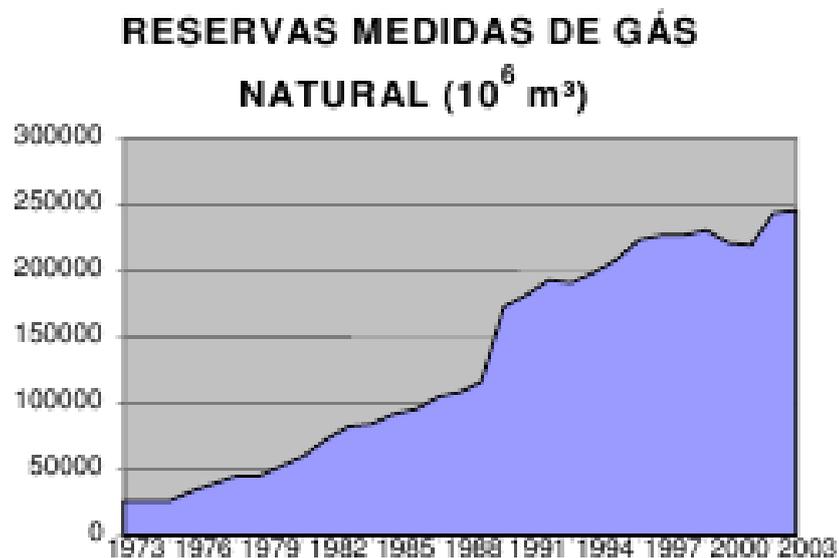
**Fonte: Portal Gás e Energia**

A utilização do Gás Natural no Brasil iniciou por volta de 1940, com descobertas do gás e óleo na Bahia, privilegiando as indústrias localizadas no Recôncavo Baiano. Após alguns anos as bacias do Recôncavo, Alagoas e Sergipe eram quase todas destinadas à fabricação de insumos industriais e combustíveis para refinaria Landolfo Alves e o Pólo Petroquímico de Camaçari. Porém durante muitos anos o gás natural foi estimado como um subproduto do petróleo, utilizado como reinjeção nos poços para aperfeiçoar e potencializar o

produto, ou podendo também ser queimado em tochas nas plataformas de produção. A seguir será ilustrada a figura 2.1 que nos mostra a evolução desde a década de 80, de reservas provadas de Gás Natural no Brasil.

As mais recentes descobertas de reservas de Gás Natural na Bacia de Santos devem contabilizar um aumento de cerca de 200% no total de reservas nacionais, o que representa um aumento expressivo nas reservas nacionais. Sendo assim temos um forte argumento para sua maior participação na matriz energética nacional.

### 2.1 Perspectiva de Reserva Nacional do Gás Natural



Fonte: MME – Tabelas BEN 2004

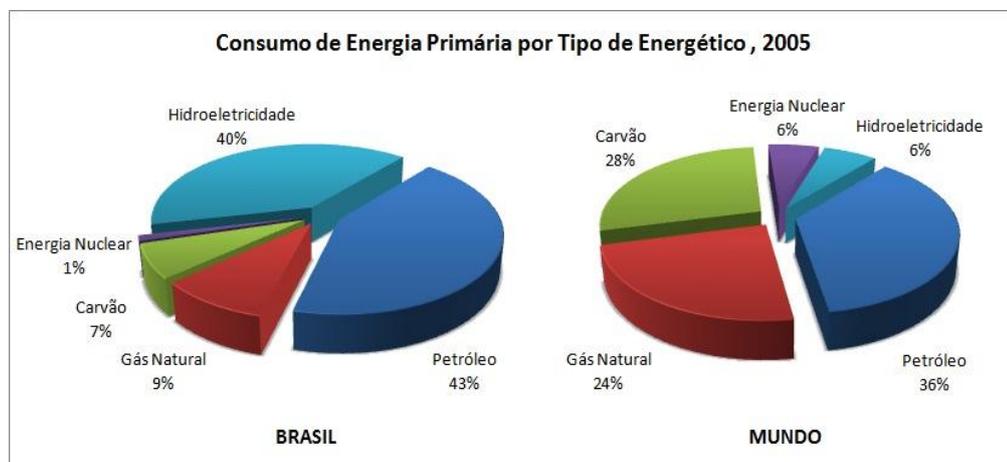
Em virtude do crescimento e com o intuito de introduzir o Gás Natural na matriz energética nacional, o governo nacional implantou o Plano Nacional para o Gás Natural em 1987, tendo como meta elevar sua participação na matriz energética em até 10% até 2000. Apesar da meta não ser atingida dentro do tempo previsto, as reservas de Gás Natural só têm aumentado, sendo um forte argumento para expansão e consolidação do GN no país (MME, 2004).

Porém, na última década, as reservas nacionais aumentaram expressivamente, principalmente após as descobertas de petróleo e gás associado nas camadas do pré-sal ao longo da costa brasileira. Em 2000 as reservas provadas do país eram de 220.000 milhões de m<sup>3</sup>, já no ano de 2008 estas reservas já eram 364.236 milhões de m<sup>3</sup>, segundo dados do

Balço Energético Nacional 2009, publicado pela Empresa de Pesquisa em Energia (EPE) do Ministério de Minas e Energia (MME). (Empresa de Pesquisa Energética, 2010)

Além das reservas, o consumo nacional de gás teve um aumento na última década, cerca 9,29% em relação às outras fontes de energia, porém seu percentual de contribuição ainda é muito baixo em relação à média mundial. Isto fica patente quando se compara a participação do gás natural na matriz energética brasileira com a média observada no restante do mundo. A seguir, a figura 2.2 indicará o consumo de energia primária por tipo energético no ano de 2005.

**Figura 2.2 – Consumo de energia primária por tipo energético 2005**



**Fonte: British Petroleum Statistical Review of World Energy 2006**

É previsto que o Brasil tenha uma expansão das reservas provadas de gás natural, com elevação da produção nacional para cerca de 250 milhões de m<sup>3</sup>/dia até 2030. Em percentual significa um ritmo de crescimento médio de 6,3% ao ano. O setor industrial poderá ser o principal consumidor, em processo contínuo de substituição de outros energéticos, como o óleo combustível. Em relação à geração de eletricidade, estima-se que o consumo previsto de 76 milhões m<sup>3</sup>/dia cresça, pode se elevar em 45% a 55%, com isso o gás natural aumentará sua participação na matriz nacional expressivamente, passando de 9% em 2005, para mais de 15% em 2030 (Empresa de Pesquisa Energética, 2007).

## 1.2 As reservas de gás natural no Brasil

A maior reserva atualmente considerada provada de gás natural é da Rússia, com 27% do total mundial, logo depois o Irã com 15% e Qatar com 14%. Na América Latina, as maiores reservas se encontram na Venezuela com cerca de 2,4% e a Bolívia 0,7%. O Brasil possui apenas 0,2% do total das reservas provadas de gás natural no mundo (ANP, 2010).

Atualmente 77% das reservas de gás natural brasileira se encontram no mar, principalmente na Região Sudeste onde se encontra 67%, nas Bacias de Campos, Espírito Santo e Santos, próximas dos maiores centros consumidores (São Paulo e Rio de Janeiro). A Região Norte possui uma grande reserva concentrada na Bacia do Rio Solimões, entre os Rios Urucu e Juruá, observando Tabela 1.

**Tabela 1 – Reservas de Gás Natural no Brasil**

### **Brasil – Reservas de Gás Natural – Dezembro/2005**

(Em Milhões de m<sup>3</sup>)

<b>REGIÃO/ESTADO</b>	<b>PROVADAS</b>	
<b>Norte</b>	<b>51.465</b>	<b>17%</b>
Amazonas	51.465	17%
<b>Nordeste</b>	<b>48.507</b>	<b>16%</b>
Alagoas	4.609	2%
Bahia	21.767	7%
Ceará	995	0%
Rio Grande do Norte	17.617	6%
Sergipe	3.519	1%
<b>Sudeste/Sul</b>	<b>206.424</b>	<b>67%</b>
Espírito Santo	32.328	11%
São Paulo	28.696	9%
Rio de Janeiro (1)	145.378	47%
Paraná (2)	15	0%
Santa Catarina	7	0%
<b>Total</b>	<b>306.396</b>	<b>100%</b>
<b>Total em TCF (3)</b>	<b>10,8</b>	

Fonte: ANP

*TCF = trilhões de pés cúbicos/1 TCF = 28,32 bilhões de m<sup>3</sup>.*

Na última década as reservas brasileiras de gás natural aumentaram consideravelmente, principalmente após as descobertas de petróleo e gás associado nas camadas do pré-sal ao longo da costa brasileira. Em 2008 novos dados sobre as reservas provadas no Brasil, de 306.396 milhões m<sup>3</sup> em 2005, subiram para 364.236 milhões de m<sup>3</sup> (Ministério Minas e Energia, 2008).

### **1.3 Matriz energética**

No ano de 2008 no Brasil, foram consumidos cerca de 49,5 m<sup>3</sup> bilhões de gás natural (ABEGAS, 2009). Porém em 2009, houve redução da produção industrial de alguns setores em função da crise econômica, o consumo de gás natural foi reduzido para 36,7 m<sup>3</sup>. Por volta da metade dessa quantidade foram importados e o restante produzido no Brasil, sendo as principais regiões produtoras do gás os estados da Bahia e Rio de Janeiro.

Atualmente a principal produtora de gás natural no Brasil é a Petrobrás, produzindo no ano de 2009 cerca de 21,1 bilhões de m<sup>3</sup> (ANP, 2010). Porém, do total obtido nos campos nacionais no ano passado, apenas metade teve destino para o mercado consumidor, onde a oferta de gás poderia ser muito superior. Essa deficiência deve-se pela falta de infra-estrutura de transportes, e por esta falta cerca de 20% do gás foi devolvidos aos poços de produção e por volta de 16% perdido ou queimado em flares. Ainda 14,5% foram destinados ao consumo próprio das empresas produtoras (ANP, 2010).

A grande perspectiva da Petrobrás é que em 2011, sua produção consiga atingir 71 milhões de m<sup>3</sup> por dia. A expansão dessa produção deve acontecer principalmente na Bacia de Santos, Campos e no Espírito Santo. Também existem outras empresas trabalhando nesta área, tais como a Shell e Eni. Empresas brasileiras que já utilizam o processo de cogeração através do gás natural.

- A. Aeroporto de Congonhas – São Paulo
- B. Shopping Taboão da Serra – Grande São Paulo
- C. Inapel (Indústria de embalagens) – Grande São Paulo
- D. Panamco – Jundiaí
- E. Sonda Supermercados – São Paulo e Grande São Paulo
- F. Caesar Park – Grande São Paulo
- G. Sofitel – São Paulo

- H. IGW Edifício Plaza Iguatemi – São Paulo
- I. AMBEV – Jaguariúna
- J. Kaiser – Jacareí
- K. VCP – Jacareí

#### **1.4 Distribuição do gás natural**

A distribuição do gás natural pode ser para fins comerciais, residenciais, industriais e automotivos. Também pode se dar através de gasodutos de ferro fundido, polietileno ou aço, podendo ser a granel como o (GNL) gás natural liquefeito e o GNC (gás natural comprimido) (SANTOS, 2002).

Atualmente a distribuição de gás canalizado no Brasil é de responsabilidade dos governos estaduais, como previsto na Constituição Federal Lei 11.097 e 11.099. Onde a Lei 11.097 trata da instituição e atribuições, promovendo a regulação, contratação e fiscalização das atividades econômicas integrantes a indústria e a Lei 11.099 definem a exploração das atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização do gás natural. Existem 27 distribuidoras, que representam na grande maioria dos casos, apenas uma distribuidora por Estado, conforme figura 2.3. Apenas os estados do Rio de Janeiro e São Paulo com duas e três distribuidoras, entretanto os estados que não possuem distribuidores são Roraima Tocantins e Acre (GASNET, 2011).

**Figura 2.3 – Distribuidora de gás natural por estado**



**Fonte: ABEGÁS**

No Estado de São Paulo e rede de distribuição em 2003 já era cerca de 3.505,0 km um valor representativo em comparação ao ano de 1999 que extensão da rede de distribuição que era de 1.877,0 km. Com a implantação do Gasoduto Bolívia-Brasil, o crescimento em vendas do gás foi para 153,08% (ABEGÁS, 2011). Porém a maior extensão da rede de distribuição se encontra no Rio de Janeiro com um total de 4.092 km, sendo um total de 736.326 mil clientes. Hoje as duas empresas no Rio de Janeiro que fazem a distribuição, vendem cerca de 9.899.700m<sup>3</sup>/dia de gás natural.

Vale lembrar que apenas expandir a malha de gasodutos no Brasil não é suficiente para garantir um aumento do mercado e da participação do gás natural na matriz energética nacional. É importante que uma nova idéia em relação ao gás natural seja formada, de modo a atingir cada agente envolvido, como as distribuidoras, os instaladores, os projetistas, as construtoras e principalmente os próprios consumidores finais.

## **2.0. ESTUDO DE CASO**

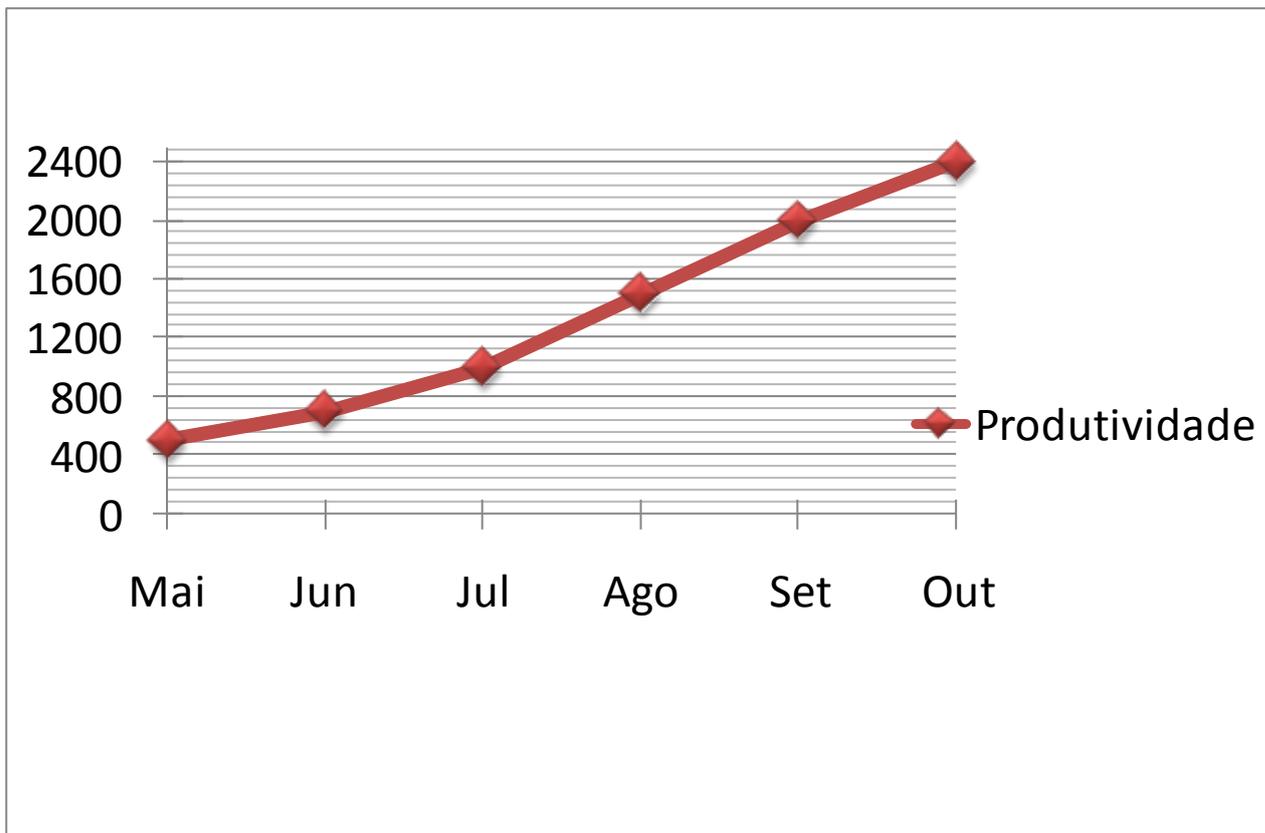
### **2.1 Descrição da Empresa**

O Frigorífico MATABOI atualmente é a empresa mais tradicional no abate de bovinos e comércio de carnes do Brasil. A indústria foi fundada em 1949 por Nicolau Dorazio e seus filhos Hugo Calos Dorazio e Hermogênio Dorazio, hoje é administrada pela terceira geração.

Atualmente o faturamento é de 50% (cinquenta por cento) para o mercado interno e o restante para o mercado externo, tais como o Continente Europeu, Asiático e Oriente Médio. A unidade de Araçatuba esteve localizada na Rodovia Elyezer Montenegro Magalhães KM 48 no Parque Industrial, atualmente por questões administrativas a indústria foi transferida para a Cidade de Três Lagoas/MS.

### **2.2 Dados da produção**

A instalação da indústria foi projetada para abater 750 cabeças de gado por dia, sendo sua capacidade 1600 cabeças (desossa) e cada boi gera 4 peças, sendo 2 quartos de dianteiro e 2 quartos de traseiro, após a maturação gera-se também duas peças de ponta de agulha. No início da produção a indústria começou com a capacidade de 500 peças por dia e atualmente obtém 2400 peças por dia, tendo 600 cabeças no abate diário, veremos em um gráfico mostrando a evolução da produção.

**Figura 2.4 – Evolução da produção de abate cabeça/dia.**

Fonte: Mataboi/ 2009

### 2.3 Objetivo do projeto

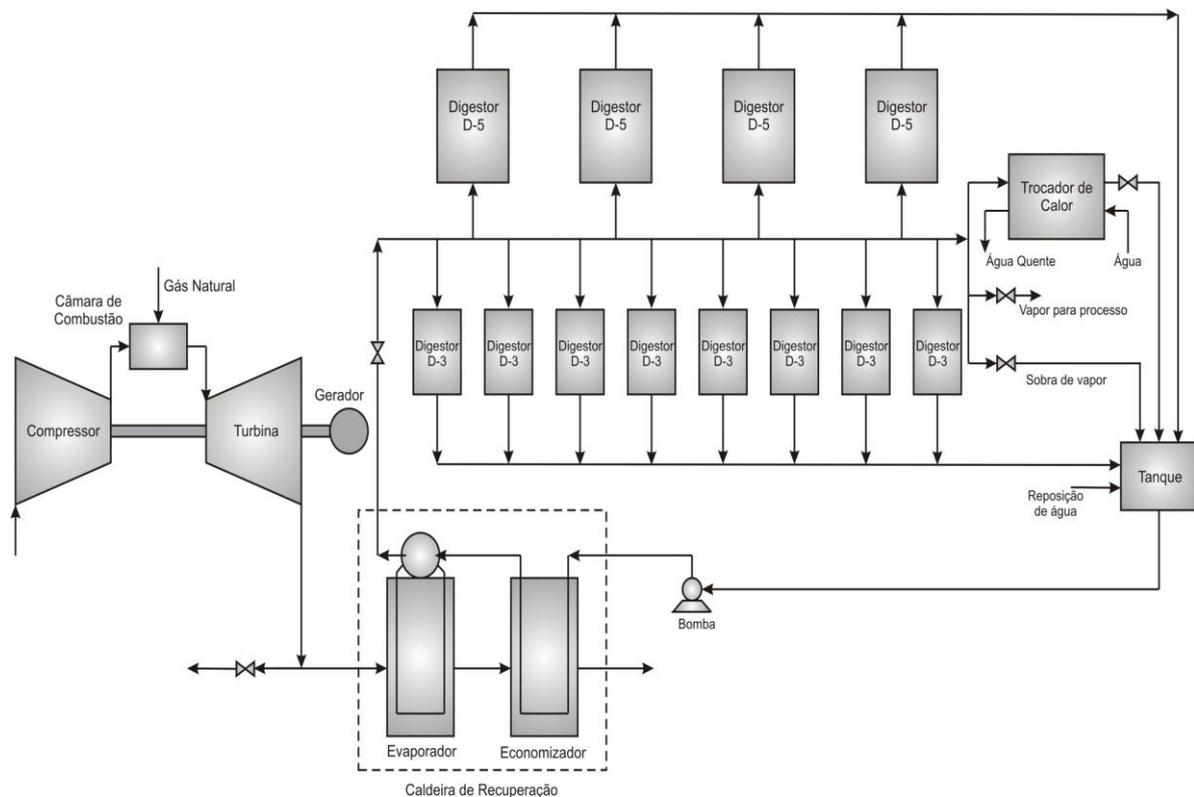
O projeto estudado teve como base a Indústria Frigorífica Mataboi de Araçatuba no ano de 2009/2010, com o objetivo de analisar a viabilidade técnica e econômica da implantação do sistema de cogeração de energia a partir do gás natural.

Este estudo se torna importante porque permite a avaliação da substituição de energéticos economicamente competitivos frente ao gás natural, uma vez que a maioria dos frigoríficos emprega lenha como combustível e, além disso, compra energia elétrica das concessionárias.

## 2.4 Planta do projeto

Atualmente a indústria faz a utilização do sistema com caldeira à lenha e refrigeração por compressão, a proposta é que a instalação de uma turbina a gás na indústria possa produzir toda a energia elétrica demandada. Sendo assim, a indústria deixará de comprar energia elétrica e passará a comprar gás natural para alimentar a turbina a gás. E também a caldeira de recuperação, que utiliza os gases de exaustão da turbina para fonte energia teria que ser instalada para produção do vapor que será demandado pelo frigorífico. Portanto, as caldeiras que utilizam a lenha como combustíveis poderão ser desativadas. Abaixo a figura 2.5, exemplo da planta de produção energia elétrica a vapor. Nesta planta a energia transmitida para o acionamento das bombas e compressores é feita pela turbina a gás.

**Figura 2.5 – Planta para produção de energia elétrica a vapor.**



Dentro desta planta proposta temos que destacar as características dos principais equipamentos que serão utilizados.

## 2.5 Turbina a gás

São atualmente os equipamentos mais difundidos nas instalações de cogeração de gás natural (Viswanathan, 2000). Normalmente empregada em referência a um conjunto de três equipamentos: compressor, comprime o ar de admissão por alta pressão, a câmara de combustão, queima o combustível e produz gás com alta pressão e velocidade e turbina que extrai energia do gás a alta pressão e alta velocidade vinda da câmara de combustão, formando o ciclo termodinâmico a gás, cujo modelo ideal denomina-se Ciclo Brayton concebido por George Brayton em 1870.

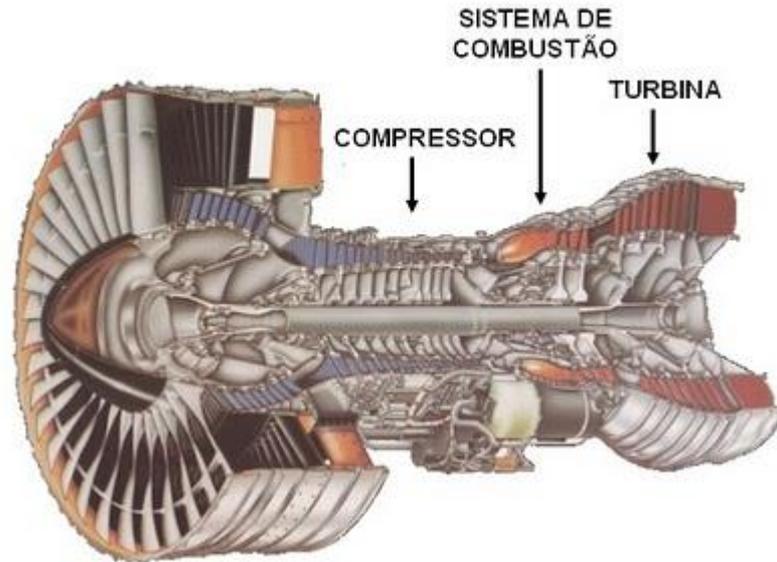
As turbinas a gás têm uma ótima relação potência/peso se forem comparadas a motores de pistão, pois a quantidade de potência que se consegue do motor comparada ao seu próprio peso é muito boa e também são menos que os motores de pistão de mesma potência.

Algumas vantagens da utilização da turbina a gás:

- A. Possui versatilidade;
- B. Pode ser utilizado em regiões onde não há abundância de água, o que não é possível com a turbina a vapor;
- C. Por não terem movimentos alternativos, possuem vantagens sob os motores alternativos, pois praticamente não possuem problemas de balanceamento e possuem consumo de óleo lubrificante baixo;
- D. Não necessitam de fluido refrigerante;
- E. Podem utilizar vários combustíveis, como gás natural, querosene e gases oriundos de processo de gaseificação do carvão e da biomassa.
- F. As plantas baseadas em turbinas a gás se caracterizam pela rapidez de entrada em funcionamento. Quando uma turbina é desligada por qualquer problema, é necessário manter-se uma bomba de óleo para a operação de resfriamento dos mancais da turbina. Normalmente esta bomba opera por longo tempo já que a parte quente da máquina pode levar até 2 horas para ser resfriada. O tempo necessário para a turbina atingir novamente o regime em plena carga é de 6 a 8 minutos em regime de emergência e de 15 minutos em condições normais de operação (ANEEL, 1998).

A turbina explora a utilização direta dos gases sem a transferência de calor, conjugada à menor presença de partes móveis e, conseqüentemente, redução de atrito. Veremos um exemplo de turbina a gás na figura 2.6.

**Figura 2.6 – Detalhes de uma turbina a gás**



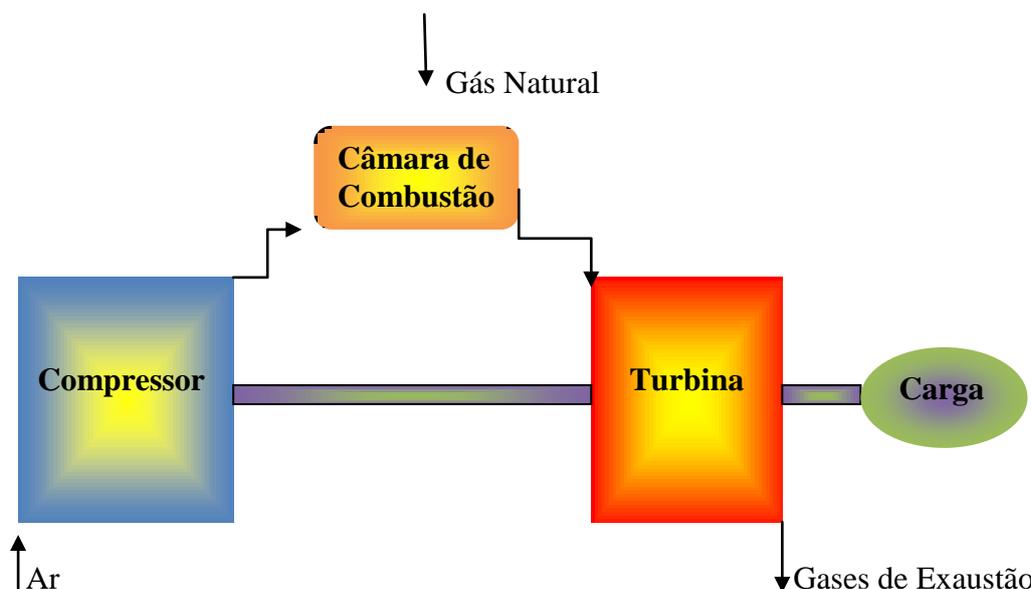
Turbinas a gás no ciclo Brayton e são as mais utilizadas, elas operam em ciclo aberto, o combustível é queimado no ar comprimido, que é o fluido de trabalho, e os produtos de combustão se expandem em uma turbina para gerar eletricidade, neste caso, o ar não é reciclado e a entrada do compressor e a saída da turbina encontram-se em pressão atmosférica.

Uma turbina a gás geralmente é dividida em duas seções:

- A. Câmara de combustão e compressor de ar, preparador dos gases.
- B. Turbina, os gases que virão da câmara de combustão serão expandidos para eletricidade.

Será demonstrado um exemplo representativo do esquema de funcionamento de uma turbina a gás figura 2.7.

Figura 2.7 Esquema de uma turbina a gás.



O ar é comprimido de forma adiabática por um compressor tipo axial. Ao passar pela câmara de combustão, o ar se expande devido ao fornecimento de calor pelo processo de combustão. Isso ocorre supostamente sob pressão constante porque a forma construtiva da câmara oferece pouca resistência ao fluxo. O ar aquecido pela combustão movimenta uma turbina num processo teoricamente adiabático. Saindo da turbina, o ar troca calor com o ambiente num processo claramente isobárico. A câmara de combustão, devido às elevadas temperaturas a que é submetida, é o componente mais crítico na construção da turbina a gás (Guimarães, 2004 e Kim & Ro, 2000).

O gás converte energia química contida em um combustível em energia elétrica, que é distribuída para a rede. Esta conversão ocorre em várias etapas. A energia química contida no combustível é liberada por combustão e depois transformada em energia térmica na câmara. A energia térmica vai para a turbina, o calor de combustão é inicialmente convertido em energia cinética e após em mecânica. Para este fim utiliza-se a palhetas da turbina.

A energia mecânica então é enviada para o gerador, podendo ser através de eixo acoplado ou redutor de velocidade. Usando o método da indução, onde o gerador transforma esta energia mecânica em elétrica, na qual é feita a distribuição da rede através de bucha de alta tensão (HV), disjuntor e transformador para aumento da tensão. O calor é convertido em energia cinética com a ajuda de um bico tipo giclê. Assim as palhetas das turbinas criam múltiplos giclês para converter a energia térmica do gás de combustão em cinética. Esta última desenvolve uma força exercida sobre as palhetas móveis da turbina fornecendo um toque que representa a energia mecânica da turbina. A energia térmica é representada pelos

valores de pressão, temperatura e volume gerados. Para cercar todos os valores que representam a forma de energia do calor, utiliza-se o conceito de entalpia, sendo os valores interrelacionados, pressão, temperatura e volume.

O tipo de combustível utilizado nas turbinas a gás afeta diretamente a potência e a taxa de calor gerada pela turbina. Isso significa que uma mudança de combustível ou até mesmo das características químicas do combustível a que está destinada a turbina, acarretará em uma adaptação física dos sistemas de controle do combustível (CROCE, 2002).

Três critérios básicos classificam uma turbina a gás:

- A. Fluxo de gases em relação ao eixo central;
- B. Forma de montagem do gerador de gás e da turbina de potência;
- C. Concepção do projeto da turbina.

De acordo com esses critérios, as turbinas são divididas em:

- A. Axiais: os fluxos dos gases são coaxiais ao eixo da máquina. Possuem melhores rendimentos que as radiais devido as menores deflexões das correntes de gases que atravessam a máquina.
- B. Radiais: os gases fluem radialmente ao eixo. São mais simples e de menor custo e bastantes competitivas na faixa de pequenas potências.
- C. Mono eixo: quando estão montadas sobre o mesmo eixo pela sua própria configuração, compressor e turbina giram mesma velocidade
- D. Industriais ou “Heavy-duty”: são turbinas projetadas para uso estacionárias, mais pesadas e resistentes, de manutenção mais simples, porém de custos elevados.
- E. Aeroderivativas: são as turbinas desenvolvidas inicialmente para uso aeronáutico e posteriormente adaptadas para uso estacionário. Geralmente são de bom rendimento e de menor custo por volume de fabricação.

O processo de conversão da energia acontece em temperaturas altas, iniciando com temperaturas em torno de 1000°C e terminando em temperaturas próximas de 500°C (SONEGHETI, 2001). O rendimento de uma turbina a gás varia entre 18 a 35%, sendo determinado pela relação entre a energia mecânica produzida no eixo e sua demanda de combustível, independente se haverá aproveitamento ou não do calor gerado pelos gases de escape. Geralmente o rendimento de uma turbina refere-se às condições ISO de operação

(sem perdas na admissão, com temperatura de 15°C e pressão correspondente ao nível do mar) (COSTA, 2011). Porém, o rendimento pode variar com os seguintes fatores:

- A. Temperatura do ar de aspiração da turbina: quanto maior a temperatura de aspiração maior será a energia para acionar o compressor de ar, diminuindo o rendimento e a potência.
- B. Perdas de carga na admissão do ar e na saída dos gases de escape: estas perdas são geradas pelos sistemas de atenuação de ruído e filtragem de ar, no lado da admissão e da aplicação que deverá ser dada aos gases de escape. Cada 100mmca de incremento de perdas de carga supõem-se aproximadamente 1% de perda de potência da turbina.
- C. Regime de funcionamento da turbina: uma turbina monoeixo terá uma diminuição no rendimento caso haja uma diminuição na carga.
- D. Altitude de instalação: um aumento da altitude diminui a potência, devido à diminuição da pressão atmosférica.

Um método utilizado em alguns casos para melhorar o rendimento de uma turbina a gás é pré-aquecer o ar de combustão na saída do compressor, utilizando os gases de escape em um regenerador situado antes da entrada na câmara de combustão. A admissão de ar no compressor no ponto mais frio possível também contribui para o aumento do rendimento da turbina.

Outro fator importante para não afetar o funcionamento de uma turbina é a instalação, que deve atender os seguintes pontos:

- As perdas de carga na admissão do ar devem ser as menores possíveis;
- A turbina a gás deve ser montada o mais próximo possível do ponto de utilização da energia térmica, objetivando a redução das perdas térmicas por condução como também as perdas de carga e de escape .

As turbinas a gás devem ser, geralmente, montadas no interior de uma carcaça acústica isolada, para manter o nível de ruído abaixo de 65 decibéis (CROCE, 2002).

## 2. 6 Caldeiras de Recuperação

A caldeira de recuperação é um equipamento utilizado para aproveitar o calor dos gases de exaustão de instalações industriais, produzindo vapor ou água quente por troca térmica.

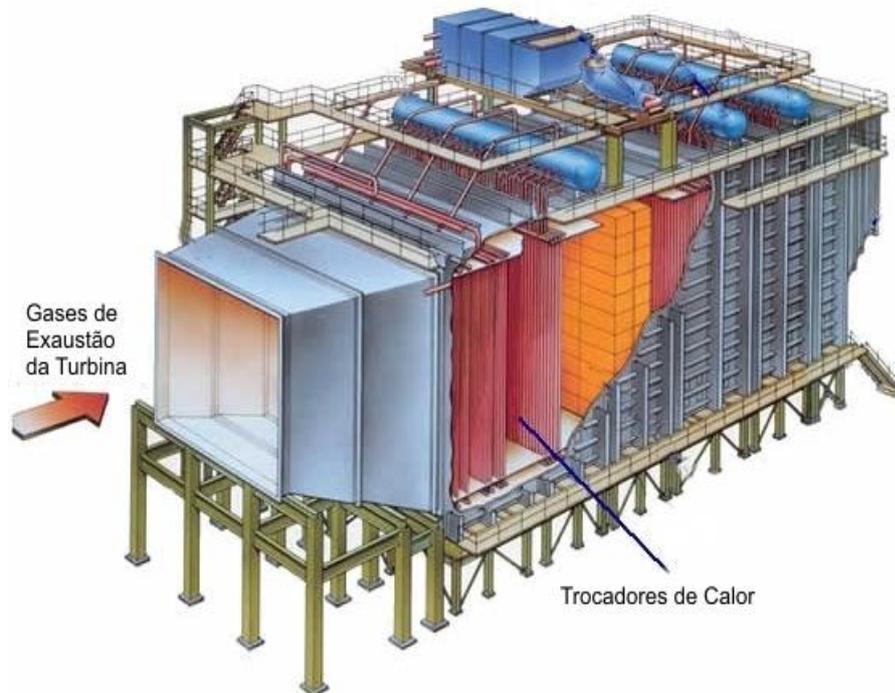
As caldeiras de recuperação possuem praticamente os mesmos componentes das caldeiras convencionais, com exceção da fornalha. Quando as temperaturas dos gases estão entre 400 °C e 600 °C as trocas térmicas são realizadas principalmente por convecção e quando são superiores a 900 °C, o mecanismo predominante é a radiação.

As caldeiras de recuperação podem gerar vapor dentro de uma ampla gama de pressões para aplicações em processo industriais, tipicamente entre 0,5 a 20 MPa ou em chillers de absorção, que demandam pressões do vapor entre 0,1 e 0,8 MPa.

Ao contrário dos gases de exaustão de uma turbina a óleo ou de um motor diesel, os gases provenientes de uma turbina a gás contêm oxigênio, o que permite a queima a mais de combustível se houver a necessidade de vapor a temperaturas mais elevadas ou em maior quantidade. A caldeira torna-se um elemento fundamental numa planta de cogeração, influenciando decisivamente nos custos de implementação e operação, abaixo a figura 1.8 de uma caldeira de recuperação.

O aquecimento de uma caldeira de grande porte pode durar até dez horas, quando se trata de uma partida a frio. Este fator requer uma programação antecipada da operação da unidade, impedindo o seu funcionamento imediato em condições de emergência. Esta situação pode ser parcialmente controlada, mantendo-se a caldeira aquecida, em condição de entrar em operação em algumas horas. Entretanto, a manutenção da caldeira em temperatura elevada, fora de uso, requer uma queima adicional de combustível que vai refletir no custo final da energia elétrica. O óleo combustível deve passar por um pré-aquecimento antes de entrar nos queimadores, para facilitar a atomização e a mistura com o ar.

A presença de enxofre no óleo combustível proporciona o aparecimento de óxidos de enxofre nos gases que passam pela caldeira. A temperatura destes gases deve ser mantida acima do ponto de orvalho para evitar a formação do ácido sulfúrico dentro das tubulações. Esta temperatura, muitas vezes chega perto de 190°C, representando uma grande perda de energia, lançada na atmosfera através da chaminé. Fora da caldeira, o contato com o ar atmosférico provoca o resfriamento destes gases, dando origem às chuvas ácidas. (ELETROPAULO, 1990).

**Figura 2.8 – Caldeira de Recuperação**

As caldeiras de recuperação apresentam dois tipos básicos, dependendo como o gás quente e o vapor gerado circula, da mesma forma que nas caldeiras convencionais.

**Caldeiras fogotubulares:** O gás flui dentro dos tubos e a energia térmica é transferida para a água/vapor exteriormente, são econômicas para baixas descargas de gás, têm facilidade de limpeza, sendo adequadas em instalações que utilizem combustíveis pesados, pois os gases de exaustão contêm maiores quantidades de particulados.

**Caldeiras aquatubulares:** O processo de recuperação da energia térmica ocorre de maneira inversa, o gás quente flui pelo lado externo dos tubos, aquecendo a água/vapor contida no interior dos tubos, sendo apropriadas para altas descargas de gases e altos níveis de pressão de vapor. Também são adequadas para situações onde a quantidade de calor transferida é alta e a diferença mínima de temperatura é baixa; além disso, elas possuem maior flexibilidade para adição de um superaquecedor e possuem resposta mais rápida às variações de carga.

Estes fatores, entre outros, fazem da caldeira um componente que requer muito cuidado, afetando principalmente o rendimento da instalação. As caldeiras de grande porte apresentam rendimentos em torno de 80%, definido como a relação entre a energia utilizada na transformação da água em vapor, e a energia do combustível, representada pelo seu poder calorífico e pela vazão em massa.

$$\left( \eta_{caldeira} = \frac{\dot{m}_v \cdot (h_s - h_E)}{\dot{m}_c \cdot PCI} \right)$$

Sendo:

$\dot{m}_v$  - vazão em massa de vapor

$\dot{m}_c$  - vazão em massa do combustível

$h_s$  – entalpia do vapor de saída da caldeira

$h_E$  – entalpia do vapor de entrada da caldeira

PCI- Poder calorífico inferior

Os cuidados com a mistura entre o ar e o combustível são extremamente importantes, tanto no aspecto de rendimento, quanto no aspecto ambiental. Durante a troca de maçaricos, efetuada com a caldeira em funcionamento, é comum a emissão de grandes quantidades de fumos, extremamente danosos ao meio ambiente. Cada quilograma de carbono não queimado provoca uma perda de 33,7MJ. Em exemplo:

Um combustível com 85% de carbono, com PCI de 44,4MJ/kg, quando queimado em uma instalação termelétrica de 100MW com 30% de rendimento, apresenta um consumo de 27t/h. Considerando 1% de carbono não queimado, isto representará uma perda de 2MW na potência da caldeira.

O nível de água deve ser mantido constante no plano diametral do tubulão de vapor, para que se estabeleça o regime permanente de operação da unidade. A observação contínua deste nível é a principal preocupação dos operadores, pois o seu rebaixamento e o esvaziamento do tubulão provocam a perda de circulação da água, o superaquecimento dos tubos de vaporização e a destruição total da caldeira (ELETROPAULO, 1990).

## 2.7 O Projeto – Viabilidade econômica

Os dados apresentados foram baseados em cima de valores de demanda reais utilizado na indústria frigorífica MATABOI – Araçatuba/SP para estudo da viabilidade econômica e energética na indústria, a seguir tabelas 2.1, 2.2 e 2.3 de principais equipamentos instalados, cargas demandadas e últimos registros.

Estimar o custo dos equipamentos adquiridos é o primeiro passo em qualquer estimativa de custo. O tipo de equipamento e seu tamanho, a faixa de operação e os materiais

utilizados na sua fabricação devem ser determinados para que se possam estimar os custos. Segundo Bejan (1996), a precisão das estimativas de custo depende do montante e da qualidade das informações e do tempo disponíveis para realizar essas estimativas.

A conversão de custo em relação à capacidade ou tamanho do equipamento pode ser feita comparando-se equipamentos iguais e apenas de tamanho ou capacidade diferentes, de acordo com a seguinte correlação (BEJAN, 1996):

$$\left( C_y = C_x \left( \frac{S_y}{S_x} \right)^\alpha \right)$$

Sendo:

$C_y$ : Custo do equipamento “y” que se deseja determinar;

$C_x$ : Custo do equipamento “x” conhecido;

$S_y$ : Variável de conversão (capacidade) do equipamento “y”;

$S_x$ : Variável de conversão (capacidade) do equipamento “x”;

$\alpha$ : Fator de escala em função do tipo de equipamento (Bejan *et al.*, 1996).

O ponto desfavorável em relação a esta metodologia é o fato de cada componente ser caracterizado por apenas um parâmetro associado a sua capacidade, sendo desprezada a qualidade do equipamento e o nível de tecnologia usado na sua construção.

**Tabela 2 – Principais equipamentos instalados – Carga instalada e demandada**

Discriminação	QTDAD E	POT. Unit. (CV)	POT. Unit. (kW)	POT. Total Instalada. (kW)	FP	FD	POT. Total Demandada (kW)
Graxaria Secundária	3	20	15	45,0	0,77	0,6	35,06
Graxaria Secundária	1	50	37	37,0	0,84	0,6	26,43
Bomba Água Quente 40°C	2	40	30	60,0	0,84	0,6	42,86
Bomba Água Quente 90°C	2	50	37	74,0	0,84	0,6	52,86
Forçadores de Ar Refrigeração	69	3	2,2	151,8	0,73	0,7	145,56
Forçadores de Ar Refrigeração	38	4	3	114,0	0,74	0,7	107,84
Caldeira	4	10	7,5	30,0	0,77	0,6	23,38
Caldeira	1	40	30	30,0	0,84	0,6	21,43
Caldeira	2	5	3,7	7,4	0,75	0,6	5,92
Caldeira	2	1,5	1,1	2,2	0,71	0,6	1,86
Digestor	1	30	2,2	22,0	0,85	0,6	15,53

**Fonte: Mataboi/2009**

A Tabela 2 apresenta dados dos principais equipamentos utilizados na indústria frigorífica para estudo da viabilidade do projeto, nota-se que atualmente não é utilizado o potencial total instalado dos equipamentos, trabalhando com a média de 76,2% do total instalado, podendo-se ampliar a produção já que a intenção é o aumento da produtividade em cerca 20%.

Tabela 3 – Carga Instalada e Demandada

<b>CARGA INSTALADA E DEMANDADA</b>		
<b>Demanda - 2100KVAR</b>		<b>15.246,00</b>
<b>Consumo Total na Ponta</b>		<b>23.000,00</b>
<b>Consumo Total Fora de Ponta</b>		<b>116.097,45</b>
<b>Reativo Excedente Fora de Ponta</b>		<b>14.553,00</b>
<b>ICMS</b>		<b>35.421,00</b>
<b>TOTAL</b>		<b>204.317,45</b>

**Fonte: Mataboi/2009**

A Tabela 3 nos indica a demanda da carga instalada na indústria, contendo o consumo total na ponta e fora de ponta onde de acordo com cada concessionária, são escolhidas três horas no intervalo das 17:00hs às 20:00hs nos dias úteis. Neste período o sistema de cogeração tem que suprir o pico de consumo no horário e no restante permanecer ociosa. A carga média dos horários fora de ponta é chamada de carga de base e a carga média das cinco horas do horário de ponta é chamada de carga de ponta. Para se obter um melhor equilíbrio do sistema de geração, utiliza-se durante o dia, nos horários fora de ponta, a energia gerada pelas usinas hidrelétricas, mantendo o suprimento da carga de base. Na medida em que aumenta o consumo, adiciona-se ao sistema a energia gerada pelas usinas termelétricas, sendo elas de maior custo.

Considerando que a energia gerada para suprir as cargas de ponta tem custo mais alto, resultante do consumo de combustível e do investimento em instalações, seria interessante deslocar a concentração de consumo deste para outros horários, o que resultaria em melhor aproveitamento da capacidade instalada. (PERFECTUM, 2007).

Foi coletado dado dos últimos registros gastos na indústria, com demanda de potência, consumo total na ponta e fora da ponta, conforme Tabela 4.

A proposta do projeto é que a cogeração na indústria é tornar a indústria auto-sustentável e ainda repassar eletricidade para as concessionárias. A partir dos dados coletados foram realizadas as análises termodinâmicas e termoeconômica para estudo da viabilidade.

**Tabela 4 – Últimos registros na indústria**

	REGISTRADO	CONTRATADO	FATURADO	TARIFA/PREÇO
<b>Demanda de potência (kW)</b>	<b>672</b>	<b>1200</b>	<b>1200</b>	<b>7, 259155</b>
<b>Consumo total na ponta (kWh)</b>	<b>13169</b>	<b>-</b>	<b>13169</b>	<b>1, 014869</b>
<b>Consumo total fora de ponta(kWh)</b>	<b>271560</b>	<b>-</b>	<b>271560</b>	<b>0, 204647</b>

Fonte: Mataboi/2009

### 2.7.1 Análise termodinâmica

Para isso seguiremos a metodologia e realizar análises termodinâmicas em cima de um volume controle (VC) para cada equipamento. Em geral, para processos em regime permanente e desprezando as variações de energia cinética e potencial as equações termodinâmicas são:

$$\left( \begin{array}{l} \sum_{i=1}^n \dot{m}_e - \sum_{i=1}^n \dot{m}_s = 0 \\ \sum_{i=1}^n \dot{Q}_{vc} - \dot{W}_{vc} + \sum_{i=1}^n \dot{m}_e h_e - \sum_{i=1}^n \dot{m}_s h_s = 0 \\ \sum_{i=1}^n \dot{Q}_i \left( 1 - \frac{T_0}{T_i} \right) - \dot{W}_{vc} + \sum_{i=1}^n \dot{m}_e ex_e - \sum_{i=1}^n \dot{m}_s ex_s = \dot{I}_{vc} \end{array} \right)$$

Sendo:

$m_e$ : Fluxo de entrada de massa no VC (kg/s);

$m_s$ : Fluxo de saída de massa do VC (kg/s);

$h_e$ : Entalpia específica na entrada do VC (kJ/kg);

$h_s$ : Entalpia específica na saída do VC (kJ/kg);

$ex_e$ : Exergia específica na entrada do VC (kJ/kg);

$ex_s$ : Exergia específica na saída do VC (kJ/kg);

$T_i$ : Temperatura superficial do VC (K);

$T_0$ : Temperatura do fluido no estado de referência (K);

$I_{vc}$ : Taxa de irreversibilidade no VC (kW);

$Q_{vc}$ : Fluxo de calor no VC (kW);

$W_{vc}$ : Potência referente ao VC (kW).

As exergias nas entradas e saídas de volumes de controle são calculadas a partir:

$$\left[ \begin{array}{l} ex_e = (h - h_o)_e - T_o(s - s_o)_e \\ ex_s = (h - h_o)_s - T_o(s - s_o)_s \end{array} \right]$$

Sendo:

$h$ : Entalpia específica do vapor (kJ/kg);

$s$ : Entropia específica do vapor (kJ/kg K);

$h_o$ : Entalpia da água para o estado de referência (104,86 kJ/kg);

$s_o$ : Entropia da água para o estado de referência (0,367 kJ/kg K).

As eficiências na primeira e segunda lei termodinâmicas ( $\eta$  e  $\psi$ ) são calculadas para cada equipamento na indústria:

$$\left[ \begin{array}{l} \eta = \dot{W} / (\dot{m} \Delta h_{iso}) \\ \psi = \Delta h_{real} / (ex_e - ex_s) \end{array} \right]$$

Sendo:

$\Delta h_{real}$  : Diferença real entre as entalpias (kJ/kg);

$\Delta h_{iso}$  : Diferença entre as entalpias, para processo isoentrópico (kJ/kg);

m: Fluxo de massa (kg/s).

### 2.7.2 - Análise termoeconômica

Após realizar os cálculos de análise termodinâmicos é necessário realizarmos os termoeconômicas, estes cálculos nos determinarão os custos da produção. A teoria do custo exergético (LOZANO e VALERO, 1993) foi a metodologia empregada para determinação dos custos dos principais fluxos dos sistemas considerados. A análise de custo exergético envolve os balanços de custos usualmente formulados para cada componente separadamente. Um balanço de custo aplicado para o k-ésimo componente do sistema mostra que a soma das taxas de custos associadas com todos os fluxos de exergia de saída é igual à soma das taxas de custos de todos os fluxos de exergia de entrada mais a soma ( $z_k$ ) do investimento de capital e das despesas de operação e manutenção. Assim, para um componente que recebe calor e gera potência, resulta:

$$\left( \sum_{out} (c \dot{E}x)_k + c_{W_k} \dot{W}_k = c_{Q_k} \dot{E}x_{Q_k} + \sum_{in} (c \dot{E}x)_k + \dot{Z}_k \right)$$

Sendo:

$c$ : Custo (US\$/kJ);

$\dot{E}x$ : Taxa de Exergia (kW);

$w_k$ : Geração de Potência (kW);

$\dot{Z}_k$ : Custo dos Equipamentos (US\$/s);  $kZ\&$

$s$ : Sub-índice referente à saída;

$e$ : Sub-índice referente à entrada;

$q$ : Sub-índice referente ao calor recebido (kW).

Os custos devem ser amortizados durante o período de vida útil da planta. Assim, o valor a ser amortizado pode ser calculado usando a seguinte equação proposta por BEJAN *et al.* (1996):

$$A = VI \left[ \frac{j(1+j)^N}{(1+j)^N - 1} \right]$$

$A$  : Valor da amortização;

$VI$ : Valor do investimento (custo);

$j$  : Taxa de juros anual;

$N$ : Período de amortização.

### 3.0 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Através dos cálculos, foi avaliada a viabilidade para implantação do sistema, dentro dos cálculos foi analisado os seguintes itens: investimento total do projeto, orçamento, custo de manutenção, custo de investimento do gás natural, custo da instalação da turbina a gás, caldeira de recuperação e equipamentos novos e tempo de retorno do investimento.

A avaliação do investimento permite obter resultados para que se estabeleça o potencial econômico do empreendimento levando-se em conta as incertezas futuras e as premissas econômico-financeiras adotadas.

#### 3.1 Estimativa do capital total investido

O capital total investido para a implantação de uma instalação nova é estimado a partir dos custos dos equipamentos a serem adquiridos (CEA). De acordo com Bejan (1996), cada parcela do capital total investido pode variar em uma faixa como foi mostrado na Tabela 5.

**Tabela 5 – Orçamento do Projeto.**

<b>INVESTIMENTO DE CAPITAL FIXO (ICF)</b>	
<b>Custos diretos (CD)</b>	
<b>Custo do equipamento adquirido (CEA)</b>	<b>100%</b>
<b>Instalação do equipamento adquirido</b>	<b>20 a 90% CEA</b>
<b>Tubulação</b>	<b>10 a 70% CEA</b>
<b>Instrumentação e controle</b>	<b>6 a 40% CEA</b>
<b>Materiais e equipamentos elétricos</b>	<b>10 a 15% CEA</b>
<b>Instalações auxiliares</b>	<b>30 a 100% CEA</b>
<b>Custos indiretos (CI)</b>	

<b>Engenharia e supervisão</b>	<b>25 a 75% CEA</b>
<b>Imprevistos</b>	<b>5 a 20% ICF</b>
<b>OUTROS GASTOS</b>	
<b>Custos de partida da instalação</b>	<b>5 a 12 % do ICF</b>

### **3.2 Vida útil da instalação**

Os cálculos foram realizados com base de um fluxo de caixa ao longo de 15 ou 20 anos de vida útil da planta de cogeração, pois, em razão das variações de parâmetros econômicos que contêm incertezas, tais como tarifas, taxas de câmbio, tributos, preço da matéria prima, é possível em que alguns períodos de tempo, a planta possa obter lucro e em outros períodos apenas suprir a demanda da indústria.

### **3.3 - Taxa de Juros**

A taxa de juros podia variar, pois depende da origem do capital a ser utilizado. Guarinello Jr. (1997), por exemplo, aconselha uma taxa de 12% para investimentos mais seguros e para investimentos de risco 15%. Nesse trabalho, a taxa de juros adotada é de 12% ao ano, que é a mesma utilizada por Bejan (1996) para sistemas de cogeração.

### **3.4 Custos de implantação, operação e manutenção**

Com base nos dados adquiridos na indústria fez-se uma projeção dos custos com implantação, operação e manutenção dos equipamentos necessários para o projeto. As tabelas 6, 7, 8 e 9 mostram resultados para implantação, operação e manutenção de novos equipamentos que serão adquiridos no projeto, os resultados foram obtidos através dos cálculos da análise termoeconômica da planta a ser utilizada.

**Tabela 6 – Custo e Investimento, operação e manutenção do gás natural**

<b>ITEM</b>	<b>Custo de Investimento [R\$]</b>	<b>Custo de operação e manutenção [R\$/ano]</b>
<b>Gás natural</b>	<b>6.137.117,07</b>	<b>451.731,00 *</b>
<b>TOTAL</b>		<b>6.588.884,07</b>

\*custo de operação e manutenção/ano variável.

Na Tabela 6 obtêm-se os custos para a implantação do gás natural na indústria. Onde será necessário o investimento de R\$6.137.117,07 (Seis milhões, cento e trinta e sete mil, cento e dezessete reais e sete centavo), com custo de operação e manutenção de R\$ 451.731,00 (Quatrocentos e cinqüenta e um mil, setecentos e trinta e um reais), o custo de operação e manutenção é variável conforme o ano de manutenção, pois é se deve levar em conta aumento da mão de obra, aumento da matéria prima, inflação ao ano, entre outros. O investimento total R\$ 6.588.884,07 (Seis milhões, quinhentos e oitenta e oito mil, oitocentos e oitenta e quatro reais e sete centavos).

**Tabela 7 – Custos dos Equipamentos da Turbina a Gás**

<b>Equipamentos</b>	<b>Percentual [%]</b>	<b>Custo [R\$]</b>
<b>Compressor</b>	<b>25</b>	<b>999.343,00</b>
<b>Câmara de combustão</b>	<b>5</b>	<b>199.868,00</b>
<b>Expansor</b>	<b>25</b>	<b>999.343,00</b>
<b>Gerador</b>	<b>45</b>	<b>1.798.816,00</b>
<b>Custo total</b>	<b>100</b>	<b>3.997.370,00</b>

A tabela 7 é o total de custos para instalação dos equipamentos da turbina a gás, sendo o gerador, o equipamento mais caro da turbina com o valor de R\$ 1.798.816,00 (Um milhão, setecentos e noventa e oito mil, oitocentos e dezesseis reais). O custo total dos equipamentos da turbina ficou em R\$3.997.370,00 (Três milhões, novecentos e noventa e sete mil, trezentos e setenta reais).

**Tabela 8 – Custos da Caldeira de Recuperação**

<b>Equipamentos</b>	<b>Calor trocado [kW]</b>	<b>Custo [R\$]</b>
<b>Evaporador</b>	<b>6258</b>	<b>413.879,00</b>
<b>Economizador</b>	<b>390</b>	<b>25.832,00</b>
<b>Custo total</b>	<b>6648</b>	<b>439.711,00</b>

Com base de consumo de calor trocado a Tabela 8 indica os custos totais da caldeira de recuperação que será R\$ 439.711,00 (Quatrocentos e trinta e nove mil, setecentos e onze reais).

Tabela 9 – Custos de equipamentos novos

<b>Equipamentos</b>	<b>Custo de Investimento [R\$]</b>	<b>Custo de operação e manutenção [R\$/ano]</b>	<b>Custo anual de amortização [R\$]</b>
<b>Conjunto Turbina a Gás</b>			
<b>Compressor</b>	<b>4.214.227,00</b>	<b>99.934,00</b>	<b>664.130,00</b>
<b>Câmara de combustão</b>	<b>842.845,00</b>	<b>19.987,00</b>	<b>132.826,00</b>
<b>Expansor</b>	<b>4.214.227,00</b>	<b>99.934,00</b>	<b>664.130,00</b>
<b>Gerador</b>	<b>7.585.609,00</b>	<b>179.882,00</b>	<b>1.195.434,00</b>
<b>Conjunto Caldeira de Recuperação</b>			
<b>Evaporador</b>	<b>1.745.328,00</b>	<b>41.388,00</b>	<b>275.050,00</b>
<b>Economizador</b>	<b>108.932,00</b>	<b>2.583,00</b>	<b>17.167,00</b>
<b>Bomba</b>	<b>338.331,00</b>	<b>8.023,00</b>	<b>53.318,00</b>
<b>Total</b>	<b>19.049.499,00</b>	<b>451.731,00</b>	<b>3.002.055,00</b>

A tabela 9 mostra resultados para implantação, operação e manutenção de novos equipamentos que serão adquiridos no projeto, os resultados foram obtidos através dos cálculos com base na planta a ser utilizada.

### 3.5 Custos totais da implantação

O custo total da implantação é de R\$ 30.075.091,90, sendo R\$ 19.049.499,00 para compras de equipamentos e R\$ 11.025.592,90 para compra do combustível gás natural, tabela 10. Os custos anuais com manutenção serão de R\$903.462,00. Através dos cálculos chegou-se a conclusão que o retorno do capital investido seria de aproximadamente 5 a 6 anos.

**Tabela 10 – Custo Total da Implantação**

<b>USOS (R\$)</b>			
<b>Itens</b>	<b>Realizado</b>	<b>A Realizar</b>	<b>TOTAL</b>
<b>Equipamentos</b>	-	<b>19.049.499,00</b>	-
<b>Compra do combustível (Gás Natural – R\$/ ano)</b>	-	<b>11.025.592,90</b>	-
<b>Investimento Total</b>	-	<b>30.075.091,90</b>	-

### 3.6 Vida útil dos equipamentos

Cada equipamento da planta de cogeração tem sua vida útil de funcionamento, na Tabela 11 será demonstrado o tempo de vida útil dos conjuntos dos novos equipamentos a serem adquiridos, o que afirma a viabilidade do funcionamento do projeto.

**Tabela 11 – Vida útil de instalação**

<b>Equipamento</b>	<b>Vida útil equipamento Anos/Horas</b>
<b>Conjunto de caldeira de recuperação (Evaporador, economizador e bomba)</b>	<b>20 a 25 anos</b>
<b>Conjunto da turbina a gás (Compressor, câmara de combustão, expansor e gerador)</b>	<b>25.000 a 50.000 horas trabalhadas</b>

A vida útil de funcionamento dos equipamentos também vai depender da manutenção adequada aplicada nos mesmos. Para o conjunto de caldeira de recuperação o prazo de vida útil pode ser prolongado até 30 anos se houver manutenção adequada e preventiva.

### 3.7 Troca da turbina

Uma das principais preocupações no projeto, foi a troca da turbina, sendo o intuito suprir a demanda de energia elétrica na indústria.

Na simulação da implantação do projeto foi escolhida uma turbina que tem a capacidade de produção de potência de 9.700 kW. Com as considerações essa potencia é suficiente para suprir todas as necessidades da empresa quando esta operar 24 horas por dia, ou seja, a mesma se torna auto-suficiente em energia elétrica. Além desta instalação, foi projetada a instalação de uma caldeira de recuperação de um nível de pressão para a produção de vapor necessário para o funcionamento da planta, eliminando assim as caldeiras a lenha.

Com isso, a empresa deixa de comprar lenha e energia elétrica e passa a comprar apenas gás natural. A seguir as características dos equipamentos escolhidos.

#### **AV-4/AQ-2 - Caldeira para Turbinas a Gás**

Capacidade de saída da turbina: Até 8 MWe

Tipo de combustível: Gás Natural

Temperatura dos gases de exaustão: 600 °C com material padrão

Fluxo dos gases de exaustão: Até 75 kg/s

Capacidade de produção de vapor: Até 15 t/h

Pressão do vapor: Até 25 bar

Temperatura do vapor: Saturado / 50°C acima da temp. sat.

Circulação: Natural

#### **TURBO GERADOR - THM 1304-10**

##### **Mechanical Drives**

Power at coupling (kW) : 9,700

Thermal efficiency level (%): 29,2

Heat consumption (kJ/kWh): 12,330

##### **Generator Drive**

Terminal power (kW): 9,320

Electrical efficiency level (%): 28,0

Heat consumption (kJ/kWh): 12,840

##### **Exhaust Gas Parameters**

Exhaust gas temperature (°C): 500

Exhaust gas mass flow (Kg/s): 45,3

Rpm (min<sup>-1</sup>): 8,600

### 3.8 Riscos

- A. **Tecnológico:** Presença de impurezas sólidas ou líquidas nas canalizações transforma a condução do gás, em provocadora de riscos de entupimento dos equipamentos.
- B. **Econômico:** Preço da matéria prima (gás natural) pode aumentar futuramente.
- C. **Financeiro:** Pode ocorrer um aumento significativo nas taxas de juros empregadas no empréstimo.

### 3.9 Estudo da viabilidade

- A. Técnica: Este tipo de tecnologia a ser empregada é moderno e oferece inúmeros benefícios no rendimento energético.
- B. Econômico-financeira: Após alguns anos de implantação é possível pagar todos os custos de investimentos e começar a obter lucros. A energia excedente pode ser vendida.

#### 3.9.1 Financiamento

A implantação do sistema de cogeração se enquadra no financiamento do BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento, com área de atuação Proesco. O prazo total é de até 72 meses, mas dependendo da análise do projeto pode ser expandida. No caso do MATABOI a participação do BNDES é de até 80%, sendo que os valores de venda dos equipamentos ao fim de sua vida útil são desconsiderados.

O BNDES responsabiliza-se até 80% da operação, devendo os agentes financeiros assumir no mínimo 20%. É cobrada do Beneficiário, uma assunção de risco e a instituição financeira credenciada exigem como garantia dos financiamentos, fianças dos controladores da Proesco e penhor dos direitos creditórios decorrentes do contrato de prestação de serviços as Proesco com o cliente (MATABOI).

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

O estudo teve por objetivo avaliar uma diferente a tecnologia de geração de energia através do gás natural.

A maioria dos frigoríficos emprega lenha (cavacos ou toras) como combustível e, eventualmente, óleo, para suprir a sua energia térmica, e, além disso, compra energia elétrica das concessionárias. Com os dados obtidos na simulação do projeto foi possível visualizar a viabilidade para utilização do gás natural no frigorífico com a simples instalação de uma turbina a gás acoplada a uma caldeira de recuperação. O excedente da energia poderá ser vendido favorecendo a margem de lucro. Visto que o gás natural apresenta um preço acessível, este projeto pode ser algo viável para implantação.

Verificou-se também que o retorno do custo de implantação aplicado seria entre o quinto e sexto ano. Outra consideração a ser levada em conta está relacionada às questões ambientais. Um sistema utilizando gás natural é uma tecnologia naturalmente mais limpa do que um sistema que utiliza caldeira; entretanto, o uso de métodos de controle de emissão de poluentes tem tornado o sistema com caldeiras menos agressivo ao meio ambiente.

## **TRABALHOS FUTUROS**

Este trabalho foi de grande valia para meu aprendizado e conhecimento na área, pretendo dar seguimento na pesquisa apresentando-a para empresa Mataboi na unidade de Três Lagoas, onde há interesse pela indústria na implantação de novas tecnologias e aproveitamento energético. O trabalho na indústria terá a finalidade de acabar com os gastos com compra de energia elétrica e reduzir os gastos de matéria prima. Sendo assim a indústria será autossuficiente e passará a vender energia para a concessionária local.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP). A indústria de gás natural no Brasil 2004. Brasília. Disponível em <http: [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br) > Acesso em: Janeiro, 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Produção Gás Natural no Brasil, 2010. Brasília. Disponível em <http: [www.anp.gov.br/?dw=39587](http://www.anp.gov.br/?dw=39587) > Acesso em: Janeiro, 2011

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica); **Guia do co-gerador de energia elétrica**; Série Estudos e Informações Hidrológicas e Energéticas, Brasília, No. 5, 1998.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO (ABEGAS). Rio de Janeiro. Dados De Produção 2009. Disponível em < <http://www.abegas.org.br/> >. Acessado em Dezembro de 2010.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO (ABEGÁS). Rio de Janeiro. Disponível em < <http://www.abegas.org.br/> >. Acessado em março de 2011.

BEJAN, A., TSATSARONIS, G., MORAN, M.; **Thermal design & optimization**, John Wiley & Sons, Inc., NY, USA, 542 p, 1996.

COBAS, V. M. "Geração Distribuída", FUPAI, **Co-geração e Geração Distribuída**, cap.10, Itajubá, MG, 2001.

COSTA, F. F.; LIMA, M. T. **Avaliação do Potencial de uso do Gás Natural na Região do Médio Paranapanema**. Relatório Final, 1997

CROCE, A. L. G.; Sistema de Cogeração de Energia Elétrica. Projeto de Graduação. Vitória. UFES, 2002.

ELETROPAULO. Usina Termoelétrica Piratininga. São Paulo, 1998. Disponível em <http://www.aeseletropaulo.com.br/pesquisaedesevolvimento/Paginas/relacaodeprojetos.aspx>. Acessado em agosto de 2011.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2010) Balanço energético nacional 2009. Rio de Janeiro, EPE. Disponível em < [https://ben.epe.gov.br/downloads/Resultados\\_Pre\\_BEN\\_2009.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Resultados_Pre_BEN_2009.pdf) >. Acessado em Maio de 2010.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2007). Plano Nacional de Energia 2030. Rio de Janeiro, EPE. Disponível em < [http://www.epe.gov.br/PNE/20080512\\_10.pdf](http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_10.pdf) >. Acessado em março de 2011.

GASNET. Distribuidoras de Gás. Disponível em < [http://www.gasnet.com.br/novo\\_distribuidoras.asp](http://www.gasnet.com.br/novo_distribuidoras.asp) >. Acessado em março de 2011.

GUARINELLO Jr., F.F.; **Avaliação de um sistema de cogeração proposto para um pólo industrial**, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, Campinas-SP, 173 p., 1997.

GUIMARÃES, E.T.; Sistemas de cogeração, 2004. Disponível em: < <http://www.gasnet.com.br> >. Acessado em abril de 2011.

KIM, T. & RO, S.; **Power augmentation of combined cycle power plants using cold energy of liquefied natural gas**; Energy, Vol. 25, No. 9, pp. 841-856, 2000.

LA ROVERE, E. L., Política Ambiental e Planejamento Energético. Rio de Janeiro. PPE/COPPE/UFRJ, Ago 2000.

LOZANO, M.A., VALERO, A.; **Theory of the exergetic cost**, Vol. 18, No. 9, pp. 939-960, Energy, 1993.

MACHADO, G. V. (2002). Meio ambiente e comércio exterior: impactos da especialização comercial Brasileira sobre o uso de energia e emissões de carbono no país. Tese de Doutorado

em Planejamento Energético da UFRJ. Rio de Janeiro, RJ. Disponível em < <http://www.ppo.ufrj/teses/gvmachado.pdf> >. Acessado em maio de 2011.

MARTINS, A.R.S., 1996, **Estudo do Potencial de Cogeração da Indústria Petroquímica no Brasil**. Tese de Mestrado em Engenharia Mecânica, EFEI, Itajubá.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. Balanço Energético Nacional – Tabelas BEN, 2004. Brasília. Disponível em < <http://www.mme.gov.br> >. Acessado em junho de 2011.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. Balanço Energético Nacional 2009: Ano base 2008. Rio de Janeiro: EPE, 2009. Disponível em < <http://www.mme.gov.br> >. Acessado em março de 2011.

PERFECTUM ENGENHARIA – Tarifa Horários de Ponta e Fora de Ponta 2007 – Rio de Janeiro. Disponível em < [http://www.perfectum.eng.br/energia/tarifa\\_horo.html](http://www.perfectum.eng.br/energia/tarifa_horo.html) >. Acessado em setembro de 2011.

SANTOS et. al. Gás natural: estratégias para uma energia nova no Brasil. São Paulo: Annabume, FAPESP, Petrobrás, 2002.

SONEGHETI, M. C. **Geração Termelétrica**. Projeto de Graduação. Vitória. UFES, 2001.

VISWANATHAN, R.; Schieirer, S. & Stringer, J.; Materials for land-based gas turbine; **Cogeneration and On-site Power Production**, Vol. 1, No. 2, pp. 42-49, 2000.