

**RICARDO AUGUSTO MICHELIN
FABIO ZAGO NEGRÃO**

**APLICAÇÃO DOS SISTEMAS DE COGERAÇÃO A GÁS NATURAL NO
SETOR TERCIÁRIO**

UMA JANELA DE OPORTUNIDADES PARA OS PRÓXIMOS ANOS

Monografia apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de
Especialização de MBA em
Energia.

Área de concentração: A Indústria
do Gás Natural – Cogeração a Gás
Natural.

Orientador: Prof. Dr. Luiz Claudio
Ribeiro Galvão

**SÃO PAULO
2009**

MBA / EN

2009

M582a

DEDALUS - Acervo - EPEL



31500018995

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL DESTE TRABALHO, POR MEIO CONVENCIONAL E ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha Catalográfica

Universidade de São Paulo - USP

M 2009 F

Michelin, Ricardo Augusto e Negrão, Fabio Zago

Aplicação dos sistemas de cogeração a gás natural no terceiro setor – Uma janela de oportunidades para os próximos anos.

Michelin, Ricardo Augusto e Negrão, Fabio Zago; orientador Prof. Dr. Luiz Claudio Ribeiro Galvão – São Paulo, 2009.

89 p.

Monografia (Programa MBA em Energia. Área de Concentração: A Indústria do Gás Natural – Cogeração a Gás Natural. – Universidade de São Paulo – USP, PECE.

1. COGERAÇÃO 2. GÁS NATURAL 3. MOTORES E
TURBINAS A GÁS 4. IMPACTO AMBIENTAL

1794182

DEDICATÓRIA

*Em especial a minha família, que sempre me apoiou, até mesmo quando a
sacrifiquei, por estar compromissado no final de semana pela dedicação
exigida pelo curso;*

*A meus pais José David da Silva e Maria de Lourdes Michelin da Silva e
esposa, Mirian Cavalcanti Michelin, por tudo o que me deram nesta vida;*

A meus parentes e entes queridos que me apoiaram nesta jornada;

A Deus, pela oportunidade de participar do curso;

A todos que de uma forma ou outra contribuíram para este trabalho.

Ricardo Augusto Michelin

*À minha esposa, Andreza, pela dedicação e compreensão durante todo o
curso, durante estes dois anos;*

*Ao Ricardo, meu colega nesse trabalho, por seu suporte e planejamento
do trabalho;*

*A meus pais, Omar Nogueira Negrão e Anna Marina Zago Negrão e família
por todo o amor, carinho e compreensão durante toda a minha vida;*

*Aos colegas de sala, que nos acompanharam durante toda a trajetória do
curso, enriquecendo a oportunidade de aprimoramento em função das
experiências e pontos de vistas diversos;*

Fabio Zago Negrão

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Luiz Claudio Ribeiro Galvão da Universidade de São Paulo - pela ajuda e orientação fornecida durante o desenvolvimento deste trabalho, sabendo nos direcionar.

A COMGAS por nos conceder a oportunidade de aperfeiçoamento profissional.

A Fabio Eduardo Morgado, que lutou muito para que fôssemos escolhidos para participar deste curso.

Aos professores da Poli-USP que nos acompanharam durante toda a trajetória do curso, enriquecendo a oportunidade de aprimoramento com seus conhecimentos.

Ao Prof. Dr. Marco Antonio Saidel pela coordenação e dedicação durante o curso MBA em Energia.

Somos muito gratos,

Ricardo Augusto Michelin
e
Fabio Zago Negrão

RESUMO

O fim do monopólio estatal na geração de energia elétrica, e as reduções significativas de equipamentos de geração, em particular a geração por turbinas a gás e microturbinas, por conta de novos materiais, abrem ao Brasil novas oportunidades na área de geração e conservação de energia, favorecendo a implantação de sistemas de cogeração. É possível nos dias de hoje gerar eletricidade, frio, calor ou outra forma de energia no próprio local de sua utilização, a custos menores do que a partir de um complexo sistema envolvendo geração remota, transmissão e distribuição.

A cogeração a gás natural, pode gerar confiabilidades muito altas, com economias sobre os sistemas convencionais atuais não otimizados.

Em todo o mundo a cogeração vem assumindo uma importância crescente, sendo fortemente incentivada pelos governos e pelas empresas privadas de distribuição de energia.

A geração de energia descentralizada sempre existiu. A novidade é que a geração de energia em pequena escala já está competindo com a geração centralizada.

Essa nova revolução, que já ocorreu em vários setores, incluindo o setor elétrico, permitindo a democratização da energia, está sendo possível graças à desregulamentação do setor elétrico (transição da centralização estatal para a competição entre empresas privadas), e com a ampliação da oferta de gás natural no Brasil com a expansão das redes de distribuição (disponibilizando uma nova fonte energética de menor impacto ambiental, na porta do usuário), e as novas tecnologias, que permitem que a geração de energia localizada possa ser tão competitiva e confiável quanto ao sistema tradicional.

Entretanto a economia e as vantagens obtidas com o uso destes sistemas ainda são pouco conhecidas no Brasil. Este trabalho apresenta uma discussão sobre o tema.

Palavras-chave: Cogeração, Gás Natural, Motores e Turbinas a Gás.

ABSTRACT

The end of the state monopoly in the electric power generation, and the quite significant reductions of generation equipments, in matter the generation for turbines to gas and microturbine, for bill of new materials, it opens Brazil new opportunities in the generation area and conservation of energy, favoring the implantation of cogeneration systems, that is, being possible in the days today to generate electricity, cold, heat or other form of energy in the own place of your use, at smaller costs than starting from a compound system involving remote generation, transmission and distribution.

The cogeneration to natural gas, it can generate reliabilities very increase, resulting in savings on the current conventional systems not optimized.

All over the world the cogeneration is assuming a growing importance, being motivated strongly by the governments and for the private companies of distribution of energy.

The generation of energy decentralized it always existed. The innovation is that the generation of energy in small climbs it is already competing with the centralized generation.

That new revolution, that already happened in several sections, including the electric section, allowing the democratization of the energy, it is being possible thanks to deregulation of the electric section, (transition of the state centralization for the competition among deprived companies), the expansion of the supply of natural gas in Brazil with the expansion of the distribution nets (available a new energy source of low environmental impact, in the user's door), and the new technologies, that allow the generation of located energy to be so competitive and reliable with relationship to the traditional system.

However the economy and the advantages obtained with the use of these systems they are still few known in Brazil. This work presents a discussion on the theme.

LISTA DE FIGURAS E ILUSTRAÇÕES

Figura 1	Reservatório Produtor de Óleo e Gás Associado.....	21
Figura 2	Sistema de Transmissão de Gás Associado da Bacia de Campos .	22
Figura 3	Reservatório Produtor de Gás Não Associado.....	22
Figura 4	Composição Típica do Gás Natural, em % Volumétrica.....	24
Figura 5	Esquema Simplificado de uma UPGN.....	30
Figura 6	Unidade de Processamento do Gás Natural.....	31
Figura 7	Principais Gasodutos do Brasil em Operação, Estudo e Implantação.....	33
Figura 8	Sistema <i>Topping Cycle</i>	41
Figura 9	Sistema <i>Bottoming Cycle</i>	42
Figura 10	Turbinas a Gás e a Vapor.....	43
Figura 11	Ciclo Combinado.....	44
Figura 12	Turbina a Gás de Um Estágio.....	46
Figura 13	Turbina a Gás de Dois Estágios.....	47
Figura 14	Eixo de uma Microturbina.....	49
Figura 15	Ilustração do Interior de uma Microturbina.....	50
Figura 16	Vista em Corte de uma Microturbina.....	50
Figura 17	Microturbina C200 Capstone.....	51
Figura 18	Motores Alternativos.....	56
Figura 19	Componentes Essenciais de um Sistema de Absorção.....	58
Figura 20	Descrição do Processo.....	59
Figura 21	Solução A.....	75
Figura 22	Ilustração Solução A.....	76
Figura 23	Gráfico Períodos de Ponta.....	77
Figura 24	Moto-gerador a Diesel.....	78
Figura 25	Caldeiras de Vapor.....	78
Figura 26	Cabine Primária (Entrada de Força).....	79

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Utilização do Gás Natural no Brasil, por Setores.....	26
Tabela 2	Produção de Gás Natural no Brasil por Estado.....	29
Tabela 3	Algumas Microturbinas Existentes no Mercado.....	48
Tabela 4	Valores das Emissões Específicas para os Combustíveis Fósseis..	68
Tabela 5	Carga Térmica nos três Prédios do Hospital.....	73
Tabela 6	Estudo Financeiro.....	80
Tabela 7	Análise Econômica.....	82
Tabela 8	Cálculo da Taxa Interna de Retorno (TIR).....	83

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo
BAR	Unidade de Pressão
BEN	Balanco de Energia Nacional
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COGEN	Associação das Indústrias de Cogeração de Energia
CO ₂	Gás Carbônico
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FUA	Power Plant and Industrial Fuel Use Act
GLP	Gás Liquefeito do Petróleo
GN	Gás Natural
GNC	Gás Natural Comprimido
GNL	Gás Natural Liquefeito
IPP	Independent Power Producer
IRR	Internal Revenue Rate
LGN	Líquido de Gás Natural
NEA	National Energy Act
NETA	National Energy Tax Act
NGPA	Natural Gas Police Act
PCS	Poder Calorífico Superior
PIB	Produto Interno Bruto
Psig	Libras por polegada quadrada manométrica
PURPA	Power Utilities Regulatory Policies Act
Qc	Energia Térmica
QF	Qualified Facility
Qu	Calor Útil
REDUC	Refinaria Duque de Caxias
RPM	Rotações por minuto
UPGN	Unidade de Processamento do Gás Natural
W	Potência

SUMÁRIO

1.	Introdução.....	13
2.	Cogeração a Gás Natural: Uma Janela de Oportunidades para os próximos Anos.....	16
3.	Gás Natural.....	18
3.1	História do Gás Natural no Mundo.....	18
3.2	História do Gás Natural no Brasil.....	19
3.3	Obtenção do Gás Natural.....	20
3.4	Composição do Gás Natural.....	24
3.5	Características e Propriedades.....	25
3.6	Disponibilidade.....	27
3.7	Produção.....	28
3.8	Processamento.....	29
3.8.1	Processo de Refrigeração Simples.....	32
3.8.2	Processo de Absorção Refrigerada.....	32
3.8.3	Processo de Turbo Expansão.....	32
3.8.4	Estabilização de Condensado.....	32
3.9	Transporte.....	33
3.9.1	Transporte na Fase Gasosa.....	34
3.9.2	Transporte na Fase Líquida.....	34
3.9.3	Transporte Dutoviário.....	35
3.10	Sistema de Distribuição.....	35
4.	Cogeração.....	36
4.1	Definição.....	36
4.2	Histórico.....	36
4.2.1	Cogeração no Mundo.....	37
4.2.2	Cogeração no Brasil.....	40
4.3	Sistemas de Cogeração.....	41
4.4	Turbinas a Gás.....	45
4.5	Microturbinas a Gás.....	48
4.5.1	Funcionamento e Características das Microturbinas.....	49
4.5.2	Vantagens e Desvantagens das Microturbinas.....	52
4.5.3	Emissão de Poluentes.....	53
4.6	Motores a Gás.....	55
4.7	Ciclo de Absorção.....	57
4.7.1	Descrição do processo – introdução de calor e produção do frio.....	58
4.8	Aplicações da Cogeração.....	60
4.8.1	Fatores Econômicos.....	61
5	Impactos Ambientais.....	64
5.1	Definição de Impacto Ambiental.....	64
5.2	Impactos Causados pela Produção de Eletricidade.....	65
5.2.1	Impactos Ambientais na Geração Hidrelétrica.....	65
5.2.2	Impactos Ambientais na Geração Termelétrica.....	66
5.2.3	Impactos Ambientais na Geração Nuclear.....	67
5.3	Impactos Ambientais Gerados na Cogeração a Gás Natural.....	68
6	Estudo de Caso: Viabilidade para Cogeração em um Hospital.....	69
6.1	Introdução.....	69

SUMÁRIO

6.2	Objetivo.....	69
6.3	Escolha do Hospital.....	69
6.4	Descrição e Características do Hospital.....	70
6.5	Metodologia.....	70
6.6	Resultados Esperados.....	71
6.7	Premissas.....	72
6.7.1	Contrato de Fornecimento de Energia Elétrica no Empreendimento.....	72
6.7.2	Carga Térmica.....	72
6.8	Equipamentos Adotados.....	73
6.8.1	Considerações Solução A.....	75
6.8.2	Considerações Solução B.....	77
6.9	Estudo de Viabilidade Técnica e Financeira.....	80
6.9.1	Consumo de Gás Natural.....	81
6.9.2	Resumo do Estudo de Viabilidade Financeira.....	81
6.10	Análise Econômica.....	82
6.11	Conclusão do Estudo de Caso.....	84
7	Conclusão do Trabalho.....	85
8	Bibliografia e Referências.....	87

1 INTRODUÇÃO

Com o crescimento contínuo do custo da energia na matriz brasileira e com o aumento das demandas de energia no setor terciário, que compreende os seguintes segmentos: shoppings centers, hospitais, lavanderias, hotéis, supermercados e outros comércios, a preços competitivos, a cogeração de energia elétrica vem demonstrando ser uma alternativa com uma boa viabilidade técnica, economicamente viável e ambientalmente muito favorável. Nos últimos anos, este mesmo cenário acontece no interior, a cogeração de energia elétrica a partir da biomassa vem desenvolvendo-se significativamente com o crescimento das plantações e usinas de cana no Brasil. Um elemento importante em relação a estes desenvolvimentos causa e efeito de mudanças, tem-se no setor energético e especialmente na área de energia elétrica, com expectativas de maior participação de unidades de autoprodução sob administração privada, em um contexto de estímulos à competição na oferta energética. Assim, a expansão da cogeração parece encontrar seu momento propício e se destaca como um dos principais caminhos para inserir novas unidades de produção de energia elétrica à capacidade instalada no Brasil (Martins, 1996).

Compreende-se por cogeração a produção combinada de energia eletromecânica e calor útil, a partir de uma única fonte de calor, sendo associada a algumas importantes vantagens, como a maior eficiência na utilização dos insumos energéticos e o menor impacto ambiental. Em termos mais restritos aos interesses das empresas autoprodutoras, a cogeração pode apresentar razoável economicidade e revelar-se como um bom negócio, aumentando a confiabilidade e a segurança em seu suprimento de energia. Mesmo por parte das empresas de energia elétrica, que algumas vezes relutam em reconhecer vantagens na cogeração e consideram a expansão destes sistemas de autoprodução apenas como uma redução de seu mercado, esta tecnologia pode associar-se favoravelmente aos programas de gestão de demanda, bem como apresentar a possibilidade de que capitais privados se comprometam com a geração de energia, postergando investimentos, às vezes, de difícil realização (Nogueira, 1994).

A racionalidade e as vantagens da cogeração podem ser observadas de dois modos. No primeiro, considere-se uma central termelétrica que, mesmo adotando os melhores equipamentos, consegue converter em eletricidade, no máximo, a metade do calor produzido na queima do combustível, cuja maior parte é perdida. Em geral, estas perdas de calor são conduzidas para a água de resfriamento dos condensadores ou para a atmosfera, através das torres de resfriamento, e não produzem qualquer efeito útil. A cogeração busca empregar este fluxo de calor para aquecimento, através de redes de calefação, de residências e edifícios, ou para a geração de frio, mediante os ciclos de absorção. Neste caso as vantagens são evidentes, porém é preciso ter usuários de calor ou frio próximos da planta de cogeração, o que nem sempre acontece. Seu maior potencial apresenta-se nas centrais termelétricas localizadas em países frios, onde o calor é distribuído para os usuários mediante duto de água quente ou vapor de baixa pressão. Tal concepção é conhecida como *district heating* e caracteriza a cogeração em grandes blocos de potência, onde o calor é um subproduto da geração de eletricidade (Oliveira, 1995).

Outra maneira de perceber-se a racionalidade da produção combinada de calor e potência está no contexto industrial. Em quase todas as indústrias é freqüente a utilização de calor, em sua grande parte sob níveis não muito altos de temperatura, ao redor de 150°C a 200°C. Esta é a temperatura típica para os processos de secagem, cozimento, evaporação, etc. Para produção desta energia térmica são geralmente empregados combustíveis, cujas chamas estão entre 1400°C e 1800°C. Em outras palavras, o processo convencional de produção e utilização de calor em indústrias, parte de uma energia térmica de alta qualidade para fornecer uma energia de baixa qualidade. Devido a isto é que mesmo as melhores caldeiras e fornos, ainda que alcancem rendimentos energéticos próximos a 100%, destroem irreversivelmente mais da metade da temperatura gerada. A cogeração, ao produzir trabalho e calor úteis, reduz as perdas de energia e permite abastecer ambas as demandas, com quase o mesmo consumo de combustível (Martins, 1996).

Sobre esta racionalidade termodinâmica se baseiam todas as vantagens da cogeração, já que níveis mais altos de eficiência implicam em reduzir o

consumo de combustíveis e todos os demais custos associados, inclusive o custo ambiental.

Tradicionalmente, os setores promissores para implantação de sistemas de cogeração se caracterizam por apresentar razoáveis potências instaladas por unidade de consumo, da ordem de no mínimo alguns megawatts, fatores de carga elevados e uma demanda térmica importante, sob temperaturas inferiores a 200°C. Como um condicionante adicional tem-se a disponibilidade de combustíveis de baixo preço, que podem ser resultantes do próprio processo produtivo (Tito, 1993).

2 COGERAÇÃO A GÁS NATURAL: UMA JANELA DE OPORTUNIDADES PARA OS PRÓXIMOS ANOS

A cogeração a partir do gás natural pode ser impulsionada nos próximos anos, representando oportunidades de negócios para o segmento. A avaliação é da Associação da Indústria de Cogeração de Energia (COGEN), que vê um mercado potencial de 3.400 MW, sendo 700 MW para o setor de comércio e serviços, e 2.700 MW para a indústria. Esses setores, junto com a biomassa, podem representar um potencial de investimentos estimado inicialmente em US\$ 40 bilhões até 2018.

Com o aumento do despacho térmico, que impacta nos Encargos de Serviço do Sistema e com a elevação dos custos da energia de Itaipu, entre outros pontos, a cogeração a gás natural tem chances de ganhar espaço por conta da elevação dos preços da energia elétrica.

Dois dos fatores muito positivos são o aumento da oferta de gás natural no país e a possibilidade de negociação de créditos de carbono, compensando emissões. Diante deste cenário, abre uma janela de oportunidades para empreendedores dispostos a utilizar a cogeração a gás natural.

Os dados do Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017, da empresa de Pesquisa Energética, apontam para o aumento da autoprodução no país.

A COGEN identificou potencial de projetos de cogeração com potência entre 100 kW e 1 MW. Além disso, existem estudos em andamento para a instalação de usinas com capacidade de até 100 MW, em unidades industriais.

Em uma época em que os problemas energéticos e ambientais assumem uma relevância crescente, a cogeração – eficiente termicamente e amigável ao ambiente – ainda não chegou aos níveis que dela se esperavam há alguns anos, especialmente no Brasil. Há, porém uma renovada expectativa mundial pelo assunto e vários trabalhos têm sido divulgados, apontando para o firme futuro da cogeração, normalmente com o uso do gás natural como combustível.

A autogeração propicia uma maior segurança energética, com o aumento na qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia, redução de custos operacionais e a alta eficiência global energética deste sistema. Esses

são os principais pontos que têm levado o setor terciário (parte de serviços: shoppings centers, hospitais, lavanderias, etc.) a optar pela autogeração, segundo a COGEN.

No sistema de cogeração a gás natural, utilizam-se os motogeradores, que permitem reaproveitar a energia térmica dos motores (circuito de resfriamento do bloco e gases de escape), como fonte de energia para o sistema de geração de água gelada e o de ar condicionado.

Para os especialistas, em projetos dimensionados para geração contínua, a opção pelo gás natural é considerada bem atrativa, não somente pelo custo operacional, mas também pelo aspecto ambiental, por deixar poucos resíduos na atmosfera. Usado nos processos de climatização, elimina o uso de gases refrigerantes que danificam a camada de ozônio, como o CFC. Por ser fornecido por meio da rede de rua de concessionária, o gás não precisa ser estocado e possui queima limpa, com baixa taxa de CO₂.

3 GÁS NATURAL

3.1 HISTÓRIA DO GÁS NATURAL NO MUNDO

Registros antigos mostram que a descoberta do gás natural ocorreu no Irã entre 6000 e 2000 AC e que, na Pérsia, utilizavam o combustível para manter aceso o "fogo eterno", símbolo de adoração de uma das seitas locais. O GN já era conhecido na China desde 900 AC, mas foi em 211 AC que o país começou a extrair a matéria-prima com o objetivo de secar pedras de sal. Utilizavam varas de bambu para retirar o GN de poços com profundidade aproximada de 1000 metros.

Na Europa, o gás natural só foi descoberto em 1659, não despertando interesse por causa da grande aceitação do gás resultante do carvão carbonizado (*town gas*), que foi o primeiro combustível responsável pela iluminação de casas e ruas desde 1790. Já nos Estados Unidos, o primeiro gasoduto com fins comerciais entrou em operação na cidade de Fredonia, no Estado de Nova York, em 1821, fornecendo energia aos consumidores para iluminação e preparação de alimentos.

O gás natural passou a ser utilizado em maior escala na Europa no final do século XIX, devido à invenção do queimador Bunsen, em 1885 (por Robert Bunsen) - que misturava ar com gás natural - e a criação de um gasoduto à prova de vazamentos, em 1890. Mesmo assim, as técnicas de construção eram modestas e os gasodutos tinham no máximo 160 km de extensão, impedindo o transporte de grandes volumes a longas distâncias, e, conseqüentemente, reduzindo a participação do GN no desenvolvimento industrial, marcado pela presença de óleo e carvão.

No final de 1930, os avanços na tecnologia de construção de gasodutos viabilizaram o transporte do GN para longos percursos. O mercado industrial do gás natural era relativamente pequeno até a II Guerra Mundial, quando então o GN tornou-se extremamente disponível. Entre 1927 e 1931, já existiam mais de 10 linhas de transmissão de grande porte nos Estados Unidos, mas sem alcance interestadual. A descoberta de vastas reservas também contribuiu para reduzir o preço do GN, que o tornou uma opção mais atraente que o *town gas*.

O *boom* de construções pós-guerra durou até o ano de 1960 e foi

responsável pela instalação de milhares de quilômetros de dutos, proporcionado pelos avanços em metalurgia, técnicas de soldagem e construção de tubos. Desde então, o gás natural passou a ser utilizado em grande escala por vários países, devido às inúmeras vantagens econômicas e ambientais.

As perspectivas atuais de utilização do GN são extremamente positivas, já que a demanda por combustíveis não poluentes para a indústria, comércio e transportes, bem como, para geração termelétrica aumenta expressivamente.

3.2 HISTÓRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL

A utilização do Gás Natural no Brasil começou modestamente por volta de 1940, com as descobertas de óleo e gás na Bahia, atendendo a indústrias localizadas no Recôncavo Baiano.

Depois de alguns anos, as bacias do Recôncavo, Sergipe e Alagoas eram destinadas, quase em sua totalidade, para a fabricação de insumos industriais e combustíveis para a refinaria Landulfo Alves e o Pólo Petroquímico de Camaçari.

O grande marco do GN ocorreu com a exploração da Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro, na década de 80. O desenvolvimento da bacia proporcionou um aumento no uso da matéria-prima, elevando em 2,7% a participação do GN na matriz energética nacional.

Com o início de operação do gasoduto Bolívia-Brasil, em 1999, com capacidade para transportar 30 milhões de m³ diariamente aumentou significativamente a oferta de gás natural no país. Com um total de 2.593 quilômetros de extensão, o gasoduto parte de Rio Grande (Bolívia) e chega a Porto Alegre (RS), passando por cinco estados brasileiros (Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul).

Com o aumento da oferta de gás natural no país, ocorreu uma expansão acelerada do consumo. Em 2009 o Brasil é dependente das importações da Bolívia.

Uma característica do mercado de gás natural é o aquecido comércio. Mas, se, de um lado ela favorece a expansão do consumo, de outro subordina-

se a política externa do país fornecedor e às relações bilaterais entre fornecedor e comprador – o que causa certa insegurança com relação ao suprimento.

O Governo Federal tem como meta elevar a participação do GN dos 9,7% em 2008 para 12% até 2010. Para isso, diversos esforços estão sendo feitos, com grandes investimentos no setor (Atlas de Energia Elétrica do Brasil – 3ª edição - ANEEL).

3.3 OBTENÇÃO DO GÁS NATURAL

Na natureza, ele é encontrado acumulado em rochas porosas no subsolo, freqüentemente acompanhado por petróleo, constituindo um reservatório. É uma mistura de hidrocarbonetos leves e gases inertes, com predominância de metano em cerca de 80%. A utilização de metano, o mais simples e estável combustível da família dos hidrocarbonetos, em motores de combustão interna, possibilita o aproveitamento das características benéficas desse combustível, como veremos a seguir:

- o metano possui a maior relação hidrogênio carbono (4:1), dentre os hidrocarbonetos e resulta numa queima mais “limpa”, gerando índices de emissões inferiores na maior parte das condições de operação em motores;
- o metano possui uma excepcional característica antidetonante, o que permite a utilização de taxas de compressão bem elevadas sem acarretar problemas para o motor;
- por ser o metano gasoso, nas condições normais de temperatura e pressão, a sua utilização em motores exige uma carburação bem mais simples do que a necessária para os combustíveis líquidos.

O gás possibilita uma mistura excelente com o ar e a distribuição pelos cilindros se dá de forma homogênea. Essa característica traz grandes benefícios ao motor no que tange a desempenho, partida a frio e funcionamento mais estável.

O gás natural é dividido em duas categorias: associado e não associado.

Gás associado é aquele que, no reservatório, está dissolvido no óleo ou sob a forma de capa de gás. Neste caso a produção de gás é determinada basicamente pela produção de óleo (Figura 1).



Figura 1: Reservatório Produtor de óleo e gás associado
(Fonte: Petrobras, 2009)

Os sistemas de produção de gás associado compreendem em geral as plataformas de produção, as plataformas centrais de processamento e os gasodutos condutores de gás até os terminais em terra.

Um exemplo típico é a produção da Bacia de Campos que está em dois pólos independentes. O Pólo Norte, integrado pelos campos de Garoupa, Namorado e Cherne tem em Garoupa a plataforma central de produção, recebendo o óleo e o gás das demais plataformas. O Pólo Sul, que compreende os campos de Enchova, Badejo e Pampo, tem instalado em Enchova a plataforma central de produção.

De Garoupa e Enchova, o gás e o óleo são transferidos respectivamente por gasodutos submarinos até o terminal em terra localizado em Cabiúnas (Figura 2).

De Cabiúnas, o gás natural da Bacia de Campos é levado para a Refinaria Duque de Caxias – REDUC, e daí é transmitido para o Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais.



Figura 2: Sistema de transmissão de Gás Associado da Bacia de Campos
(Fonte: Rodrigues, 1999).

O gás não associado é aquele que, no reservatório, está livre ou em presença de quantidades muito pequenas de óleo. Nesse caso só se justifica comercialmente produzir o gás (Figura 3).



Figura 3: Reservatório produtor de gás não associado
(Fonte: Petrobras, 2009)

A produção de gás não associado envolve:

Plataformas de Produção: Recebem o gás provindo dos vários poços que formam o campo e acomodam os equipamentos de separação de condensado e desidratação do gás para evitar a formação de hidratos nos gasodutos submarinos que conduzem o gás até o terminal em terra.

Gasodutos Submarinos: As duas grandes diferenças entre os gasodutos terrestres e gasodutos submarinos estão nas tensões que estes estão submetidos no processo de assentamento no fundo do mar e na necessidade de mantê-los estáveis no local, apesar das forças induzidas pelas ondas e correntes marítimas. Para contrabalançar estas forças, os tubos que formam o gasoduto são lastreados com revestimentos de concreto a determinados intervalos que forçam o conjunto para o fundo do mar.

O método mais comum de construção de gasodutos submarinos utiliza barcas onde os trechos de tubos são soldados. Conforme novas seções são adicionadas ao segmento já completo, a barca se move e o conjunto vai se assentando gradativamente no fundo do mar através de um conjunto-guia.

Os gasodutos submarinos são revestidos externamente com materiais especiais que são colocados ao redor dos tubos a determinados intervalos para a proteção catódica do gasoduto (processo de controle contra a corrosão de metais em gasodutos e tubulações).

Os gasodutos submarinos são em geral assentados em trincheiras cavadas no fundo do mar. A formação das trincheiras é feita por dispositivos de sucção existentes nas barcas de assentamento.

Terminal em Terra: O terminal em terra pode se situar próximo à praia ou a certa distância dela. Quando o terminal está afastado da praia, o gasoduto submarino emerge do mar e se interliga com o gasoduto terrestre que conduz até o terminal. No terminal em terra se situam todas as instalações de tratamento e condicionamento do gás para entrega aos distribuidores.

3.4 COMPOSIÇÃO DO GÁS NATURAL

A composição do gás natural pode variar bastante, de campo para campo, o que depende de ele estar associado ou não ao óleo e também de ter sido ou não processado em unidades industriais. Como já foi falado ele é composto predominantemente de metano, etano, propano e, em menores proporções, de outros hidrocarbonetos de maior peso molecular. Normalmente apresenta baixos teores de contaminantes, como nitrogênio, dióxido de carbono, água e composto de enxofre. A figura 4 apresenta composições típicas para o gás na forma como é produzido (associado e não associado) e após processamento numa UPGN.

COMPOSIÇÕES TÍPICAS DE GÁS NATURAL			
ELEMENTOS	ASSOCIADO ¹	N. ASSOCIADO ²	PROCESSADO ³
METANO	81,57	87,12	88,56
ETANO	9,17	6,35	9,17
PROPANO	5,13	2,91	0,42
I-BUTANO	0,94	0,52	-
N-BUTANO	1,45	0,87	-
I-PENTANO	0,26	0,25	-
N-PENTANO	0,30	0,23	-
HEXANO	0,15	0,18	-
HEPTANO E SUPERIORES	0,12	0,20	-
NITROGÊNIO	0,52	1,13	1,20
DIÓXIDO DE CARBONO	0,39	0,24	0,65
TOTAL	100	100	100
DENSIDADE	0,71	0,66	0,61
RIQUEZA (% MOL C ³⁺)	8,35	5,16	0,42
PODER CAL. INF. (kcal/m ³)	9.916	9.249	8.621
PODER CAL. SUP. (kcal/m ³)	10.941	10.223	9.549

Figura 4: Composição típica do gás natural, em % volumétrica.

(Fonte: Petrobras, 2009)

Notas:

- 1 - Gás do campo de Garoupa, Bacia de Campos, RJ.
- 2 - Gás do campo de Merluza, Bacia de Santos, SP.
- 3 - Saída da UPGN - Candeias, Bahia.

Observação: riqueza é o nome que se dá à concentração, no gás natural, de hidrocarbonetos com peso molecular igual ou maior ao propano.

3.5 CARACTERÍSTICAS E PROPRIEDADES

O manuseio do gás natural requer alguns cuidados, pois ele é inodoro, incolor, inflamável e asfixiante quando aspirado em altas concentrações. Geralmente, para facilitar a identificação de vazamentos, compostos a base de enxofre são adicionados ao gás em concentrações suficientes, para lhe dar um cheiro marcante, mas sem lhe atribuir características corrosivas, num processo conhecido como odorização.

Por já estar no estado gasoso, o gás natural não precisa ser atomizado para queimar. Isso resulta numa combustão limpa com reduzida emissão de poluentes, o que possibilita redução de despesas com a manutenção e melhor qualidade de vida para a população.

As especificações do gás para consumo são ditadas pela portaria nº41 de 15 de abril de 1998, emitidas pela Agência Nacional do Petróleo, a qual agrupou o gás natural em três famílias, segundo a faixa de poder calorífico superior. O gás comercializado no Brasil enquadra-se predominante no grupo “M” (médio), cujas especificações são:

- . Poder calorífico superior (PCS) a 20°C e 1 atm: 8.800 a 10.200 kcal/m³
- . Ponto de ebulição: -161°C
- . Temperatura de ignição: 550°C
- . Limite inferior e superior de inflamabilidade entre: 4% a 14%;
- . Relação ar gás teórica: 10 / 1
- . Temperatura da chama: 1954°C
- . Densidade relativa ao ar a 20°C: 0,55 a 0,69
- . Enxofre total: 80mg/m³ máximo
- . H₂S: 20 mg/m³ máximo
- . Inertes: 4% em volume máximo
- . Ponto de orvalho da água a 1 atm: - 45°C máximo
- . Isento de poeira, água condensada, odores objetáveis, gomas, elementos formadores de goma, hidrocarbonetos condensáveis, compostos aromáticos, metanol ou outros elementos sólidos ou líquidos (Petrobrás, 2009).

O gás natural, após ser tratado e processado, é utilizado largamente em residências, no comércio, em indústrias e em veículos. Nos países de clima

frio, seu uso residencial e comercial é predominantemente para aquecimento de ambientes.

Já no Brasil, esse uso é quase exclusivo em cocção de alimentos e aquecimento de água. Na indústria, o gás natural é utilizado como combustível para fornecimento de calor, geração de eletricidade e força motriz, como matéria-prima, nos setores químicos, petroquímicos e de fertilizantes, e como redutor siderúrgico na fabricação de aço. Na área de transportes é utilizado em ônibus e automóveis substituindo o óleo diesel, a gasolina e o álcool. A tabela 1 ilustra a participação dos diversos setores na utilização do gás, no Brasil.

Vendas de Gás das distribuidoras por segmento em março de 2009									
UF	Empresas	TOTAL	Industrial	Automotivo	Residencial	Comercial	Cogeração	Geração Elétrica	Outros (inclui GNC)
AM	Cigás	2,5	-	2,5	-	-	-	-	-
CE	Cegás	408,77	172,47	189,46	0,28	2,12	25,98	-	18,46
RN	Potigás	361,14	166,64	178,44	0,05	1,44	7,91	-	6,66
PB	PBGás	339	229	103	0,03	0,01	-	-	6,96
PE	Copergás	1.135,74	621,15	175,11	0,43	5,34	44,42	282,84	6,45
AL	Algás	374,29	253,14	105,99	4,33	5,72	5,11	-	-
SE	Sergás	263,55	143,05	116,21	1,43	1,61	1,25	-	-
BA	Bahiagás	2.500,50	1.449,13	246,38	0,98	30,64	310,26	0,59	462,52
PI	Gaspisa	1,21	-	1,21	-	-	-	-	-
MG	Gasmig	1.453,47	841,15	153,32	-	19,5	-	439,5	-
MS	MS Gás	83,49	48,64	28,55	0,53	2,72	2,81	-	0,24
MT	MTGás	9,7	2,87	6,83	-	-	-	-	-
DF	CEBGás	8,41	-	8,41	-	-	-	-	-
GO	Golas Gás	2,91	-	2,91	-	-	-	-	-
ES	Petrobras Dist.	868,14	667,77	109,77	2,74	3,3	34,36	-	50,2
RJ	CEG	5.823,54	1.212,98	2.233,47	226,03	215,73	199,19	1.736,14	-
RJ	CEG Rio	5.186,83	1.457,88	422,07	5,34	4,68	0,49	3.296,37	-
SP	GasNatural	955,48	874,74	58,34	11,05	11,35	-	-	-
SP	Comgás Gás	10.047,94	364,29	23,25	1,63	2,5	-	-	-
SP	Brasilião	391,67	7.719,48	1.077,64	314,02	240,36	628,7	24,61	43,13
PR	Compagas	1.523,51	410,66	81,97	3,46	7,99	158,97	733,85	126,61
SC	SCGás	1.491,50	1.126,84	355,06	0,4	9,2	-	-	-
RS	Sulgás	869,64	454,9	143,52	0,33	13,17	257,72	-	-
Total		34.102,93	18.216,79	5.823,41	573,06	577,38	1.677,17	6.513,90	721,22
Unidade em mil m3 / dia									

Tabela 1: Utilização do gás natural no Brasil, por setores.

(Fonte: www.gasnet.com.br, Março, 2009)

A política de preços para o gás natural importado da Bolívia e o fornecido pela Petrobrás às Companhias Estaduais de Gás é de responsabilidade do Governo Federal, através do Ministério de Minas e Energia e do Ministério da Fazenda.

Está em andamento uma grande expansão da utilização do gás natural para geração de energia elétrica. Além disso, existe uma expectativa de que com o avanço da tecnologia de compressão para uso automotivo e com a aplicação da tecnologia de liquefação, transporte e regaseificação, sejam criadas novas oportunidades para a diversificação do uso do gás natural, contribuindo para o aumento de sua participação na matriz energética brasileira.

3.6 DISPONIBILIDADE

No Brasil o gás natural é encontrado, em geral, associado ao petróleo. A maior parte das reservas localiza-se no mar e não em terra, principalmente no litoral do Rio de Janeiro e Espírito Santo. No total em 2007 as reservas nacionais corresponderam a 360 bilhões de m³, menos de 0,2% do total mundial e, de acordo com a Petrobrás, suficientes para abastecer o país durante 32,3 anos considerando o volume produzido no período, de 11,3 bilhões de m³.

As perspectivas de maior oferta futura de gás natural no país localizam-se no Espírito Santo, Bacia de Campos e, principalmente na Bacia de Santos segundo o Plano Nacional de Energia 2030.

De acordo com os dados do Balanço Energético Nacional (BEN), da empresa de pesquisa energética (EPE), em 2007 o país consumiu 22,9 Bilhões de m³ ou 4% a mais que no ano anterior. A produção local foi de 18,15 bilhões de m³ e as importações ficaram em 10,33 bilhões de m³ (a diferença entre a oferta total e consumo corresponde às perdas do processo).

3.7 PRODUÇÃO

Ao ser produzido, o gás deve passar inicialmente por vasos separadores, que são equipamentos projetados para retirar a água, os hidrocarbonetos que estiverem em estado líquido e as partículas sólidas (pó, produtos de corrosão, etc.).

Estando contaminado por compostos de enxofre, o gás é enviado para Unidades de Dessulfurização, onde estes contaminantes serão retirados. Após essa etapa, uma parte do gás é utilizada no próprio sistema de produção, em processos conhecidos como reinjeção, com a finalidade de aumentar a extração de petróleo do reservatório.

O restante do gás é enviado para processamento, que é a separação de seus componentes em produtos especificados e prontos para utilização.

A produção do gás natural pode ocorrer em regiões distantes do centro de consumo e, muitas vezes, de difícil acesso, como, por exemplo, a floresta Amazônica e a plataforma Continental. Por esse motivo, tanto a produção como o transporte, normalmente, são atividades críticas do sistema. Em plataformas marítimas, por exemplo, o gás deve ser desidratado antes de ser enviado para terra, para evitar a formação de hidratos, que são compostos sólidos que podem obstruir os gasodutos. Outra situação que pode ocorrer é a reinjeção do gás para armazenamento no subsolo se não houver consumo para o mesmo, como na Amazônia. Atualmente, dez estados da Federação possuem sistemas de produção de gás natural sendo o Rio de Janeiro o maior deles, conforme mostra a tabela 2.

PRODUÇÃO EM TERRA						
Estados	ago/08	set/08	out/08	nov/08	dez/08	jan/09
Amazonas	10.346,80	10.340,70	10.675,90	10.413,20	10.334,90	10.362,40
Ceará	1,7	1,7	1,9	2	2	1,8
Rio Grande do Norte	869,2	812,7	803	739,7	760,2	838,3
Alagoas	1.947,40	1.761,70	1.349,60	1.680,00	1.628,00	1.513,10
Sergipe	253,8	254,3	264,9	240,9	236,9	242,4
Bahia	3.484,30	3.413,90	3.728,30	3.337,60	3.383,30	3.356,40
Espírito Santo	480,2	644,4	781,2	528,5	500,1	232,9
Sub Total em Terra	17.383,40	17.229,40	17.604,80	16.942,00	16.845,30	16.547,30
Unidade: em Mil m ³ dia						

PRODUÇÃO EM MAR						
Estados	ago/08	set/08	out/08	nov/08	dez/08	jan/09
Ceará	188,7	185,9	181	172,4	199,2	183,9
Rio Grande do Norte	1.746,50	1.664,90	1.596,20	1.510,20	1.491,90	1.489,20
Alagoas	360,1	361,6	211,1	368,9	358,5	357,7
Sergipe	2.467,60	2.421,70	2.641,90	2.734,10	2.517,60	2.465,40
Bahia	6.230,20	5.990,20	6.747,80	5.753,30	4.399,90	3.697,60
Espírito Santo	8.012,50	8.056,40	8.602,50	6.061,90	7.708,90	2.346,20
Rio de Janeiro	23.922,20	24.184,80	26.445,50	24.861,40	24.972,00	25.878,90
São Paulo	655,7	561,2	94,2	514,7	621	539,6
Paraná	93	45,9	18,6	12	8,5	0
Sub Total do Mar	43.676,50	43.472,60	46.538,80	41.989,00	42.277,60	36.958,50
Total Geral	61.059,90	60.702,00	64.143,60	58.930,90	59.122,90	53.505,80
Unidade: em Mil m ³ dia						

Tabela 2: Produção de gás natural no Brasil por Estado.

(Fonte: www.gasnet.com.br - Março/2009)

3.8 PROCESSAMENTO

Nesta etapa, o gás segue para unidades industriais, conhecidas como UPGN (Unidades de Processamento de Gás Natural), onde ele será desidratado (isto é, será retirado o vapor d'água) e fracionado, gerando o seguinte: metano e etano (que formam o gás processado ou residual); propano e butano (que formam o GLP - gás liquefeito de petróleo ou gás de cozinha);

em um produto na faixa da gasolina, denominado C5+ ou gasolina natural. A figura 5 apresenta um esquema simplificado de uma UPGN, com representação de seus principais produtos que será exposto neste capítulo com mais detalhes.

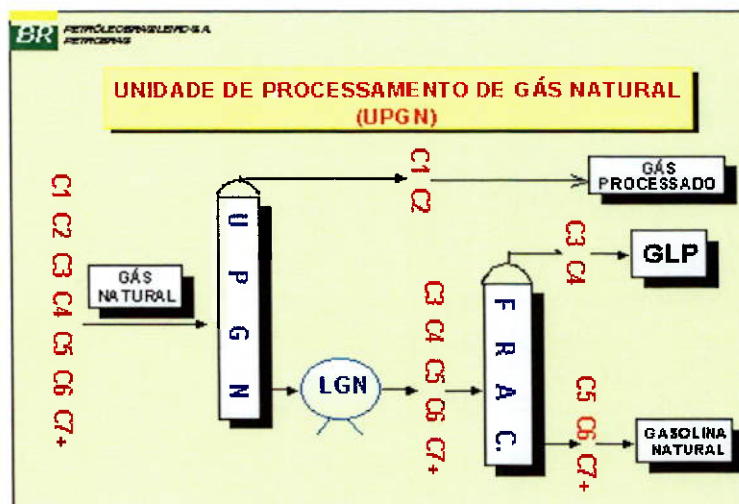


Figura 5: Esquema Simplificado de uma UPGN - (Fonte: Petrobras, 2008)

No entanto para o consumidor final de gás natural combustível interessa muito pouco os hidrocarbonetos superiores ao metano, como o butano, propano, contidos no gás, uma vez que o mesmo será simplesmente queimado. Ao contrário, a presença desses componentes pode ocasionar condensação nos sistemas de transmissão, distribuição e utilização, causando diversos problemas:

- diminuição da capacidade de transporte de gás pelo gasoduto e redes de distribuição pela redução da área útil de escoamento;
- entupimento de reguladores de pressão e demais instrumentos de medição e sistemas de controle do consumidor;
- risco de segurança nas drenagens.

Por outro lado, os hidrocarbonetos superiores possuem valor comercial considerável como etano, etileno, propano, butano (faixas GLP), e C5+ (faixa gasolina natural) a faixa de gasolina natural é também designada por LGN (Líquido de Gás Natural). Portanto, a separação dos componentes superiores ao metano pelo produtor é não só tecnicamente aconselhável, como também

economicamente conveniente. Essa separação é feita nas UPGN's e variam com a demanda do mercado tecnológico (Figura 6).

Dependendo de aspectos mercadológicos a UPGN poderá fornecer:

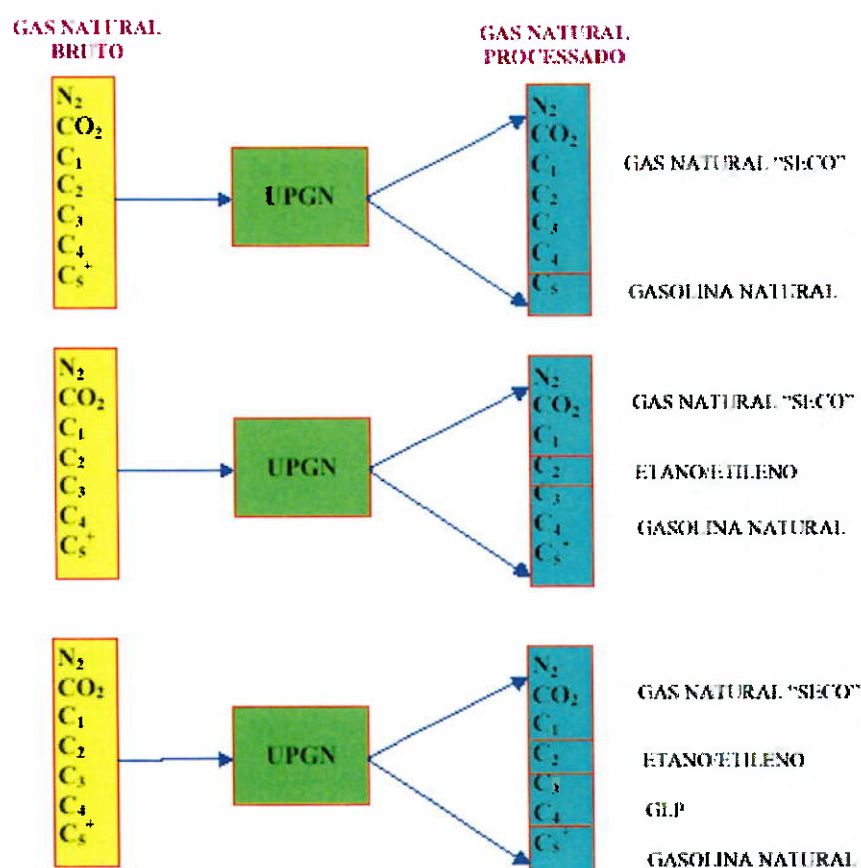


Figura 6: Unidade de Processamento do Gás Natural
(Fonte: Rodrigues, 1999).

Existem quatro processos principais para a recuperação dos hidrocarbonetos superiores contidos num gás natural, os quais serão citados resumidamente logo adiante. Um dos esquemas de processamento mais simples numa UPGN é aquele onde do gás bruto só são retiradas as frações C₅⁺. Este esquema é o mínimo compatível com uma transmissão e distribuição, tecnicamente aceitável do gás natural.

Dentre os quatro processos utilizados numa UPGN três deles utilizam o princípio básico de promover a condensação dos hidrocarbonetos superiores por meio de reduções de temperatura, e o quarto possibilita a estabilização do condensado formado.

3.8.1 PROCESSO DE REFRIGERAÇÃO SIMPLES

Consiste no resfriamento do gás bruto para promover a condensação dos hidrocarbonetos superiores. O fluido refrigerante mais empregado é o propano, que pode atingir -4°C a 45 atm. A fração condensada pode ser posteriormente separada, originando GLP (Gás Liquefeito do Petróleo) e gasolina natural (C5+).

3.8.2 PROCESSO DE ABSORÇÃO REFRIGERADA

Consiste na absorção dos hidrocarbonetos superiores do gás natural bruto por um óleo de absorção à baixa temperatura. O processo se baseia na diferença das pressões de vapor dos componentes absorvidos no óleo e suas pressões parciais no gasoduto bruto. Como as primeiras são maiores que as segundas, há transferência dos componentes do gás para o óleo. Numa segunda etapa, por redução de pressões do óleo de absorção, os componentes leves são liberados, ficando retidos no óleo os hidrocarbonetos mais pesados.

3.8.3 PROCESSO DE TURBO EXPANSÃO

Este processo é análogo aos anteriores, com a diferença que a expansão do gás para abaixamento de temperatura é feita numa turbina a gás para aproveitamento da energia gerada no acionamento dos compressores do processo.

3.8.4 ESTABILIZAÇÃO DE CONDENSADO

O condensado recuperado na faixa de gasolina natural não pode ser utilizado como tal devido à baixa octanagem. Para ser especificado como gasolina, o condensado deverá ser conduzido a uma refinaria para processamento de aumento de octanagem. O LGN após recuperação do gás natural seco, etano e GLP contém ainda componentes leves que impedem sua estocagem em tanques atmosféricos e o transporte. A operação dos leves dá-

se o nome de estabilização e consiste em passar o LGN numa coluna de fracionamento. Os leves saem pelo topo e são aproveitados na própria UPGN como combustível, e o condensado estabilizado sai pelo fundo.

3.9 TRANSPORTE

No estado gasoso, o transporte do gás natural é feito por meio de dutos ou, em casos muito específicos, em cilindros de alta pressão (como GNC - Gás Natural Comprimido). A figura 11 mostra a rede com os principais gasodutos do Brasil.

No estado líquido (como GNL - Gás Natural Liquefeito), pode ser transportado por meio de navios, barcaças e caminhões criogênicos a $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$, esse volume é reduzido em cerca de 600 vezes, facilitando o armazenamento. Nesse caso para ser utilizado, o gás deve ser revaporizado em equipamentos apropriados.



Figura 7: Principais Gasodutos do Brasil em Operação, Estudo e Implantação.

(Fonte: Petrobrás, 2009)

O gasoduto é um conjunto de tubos, todo fechado, enterrado no chão a uma profundidade média de 1,5 metros e que serve para transportar o gás, pois nem sempre o gás natural aparece perto do local onde as pessoas vão usá-lo, fazendo-se necessário pegar o gás que sai de dentro da terra ou do fundo do mar e levá-lo para as cidades onde as pessoas vão utilizá-lo. O transporte de gás natural pode ser realizado na fase gasosa ou liquefeita.

3.9.1 TRANSPORTE NA FASE GASOSA

Em sua fase gasosa, o transporte do Gás Natural é realizado a altas pressões na temperatura ambiente.

Para pequenas quantidades e distâncias o transporte do gás, no estado gasoso comprimido, pode ser feito por barcaças ou caminhões-feixe, armazenado em feixe de tubulações comprimindo a pressões de 230 kgf/m². O volume chega a 5000m³ de Gás Natural por reboque, em caso de transporte rodoviário.

No caso de grandes volumes e variadas distâncias, o transporte é feito por gasodutos a pressões de até 120 kgf/cm², pois é um meio seguro e econômico.

3.9.2 TRANSPORTE NA FASE LÍQUIDA

Para se tornar um gás líquido, o Gás Natural é refrigerado e mantido à temperatura de -160°C, à pressão próxima da atmosférica, exigindo um complexo sistema de armazenamento e transporte específico para a operação nessas condições.

Em média, 600m³ de Gás Natural quando liquefeito ocupam 1m³, razão pela qual é a forma mais conveniente para ser transportado em navios ou barcaças e armazenado no terminal.

O transporte marítimo do gás liquefeito (GNL) é efetuado em navios com capacidade de 135.000m³ de GNL e o fluvial através de barcaças ou navios de pequeno porte com capacidade que varia de 600 a 6.000m³ de GNL. Já o terminal marítimo armazena o GNL em tanques criogênicos e o gás é enviado

ao sistema de transporte dutoviário com o auxílio de bombas centrífugas e vaporizador de GNL.

3.9.3 TRANSPORTE DUTOVIÁRIO

O transporte dutoviário do gás é composto de gasodutos de transporte e sistemas de compressão, redução de pressão, medição, supervisão e controle, com a finalidade de colocar o gás natural disponível às Companhias Distribuidoras em todos os pontos de entrega localizados ao longo da diretriz do gasoduto. Os dutos utilizados para o transporte são de aço especial de grande resistência e durabilidade, totalmente soldado para evitar vazamentos, sendo revestido com uma fita plástica colada para evitar corrosão, o que o torna bastante seguro. Depois de enterrado, são colocadas placas de concreto cinquenta centímetros acima dos tubos para protegê-los contra acidentes, no caso de escavação do local. Além disso, é colocada, sobre as placas de proteção, uma faixa laranja indicando o gasoduto enterrado.

3.10 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

A distribuição é a etapa final do sistema, quando o gás chega ao consumidor, que pode ser residencial, comercial, industrial ou automotivo. Nesta fase, o gás já deve estar atendendo os padrões rígidos de especificação e praticamente isento de contaminantes, para não causar problemas aos equipamentos onde será utilizado como combustível ou matéria-prima. Quando necessário, deverá também estar odorizado, para ser detectado facilmente em casos de vazamento.

4 COGERAÇÃO

4.1 DEFINIÇÃO

Os sistemas de cogeração são aqueles em que se faz simultaneamente e de forma sequenciada, a geração de energia elétrica e térmica a partir de um combustível, tal como os derivados do petróleo, o gás natural, o carvão ou biomassa.

A definição precisa do conceito de cogeração assume uma importância elevada principalmente nos países onde programas de incentivos foram criados para tais sistemas.

Como exemplo podemos citar os Estados Unidos e o PURPA (*Power Utilities Regulatory Policies Act*), de 1978, que além de definir claramente cogeração, estabelece as condições para um sistema ser enquadrado e portanto, obter os benefícios.

Segundo o PURPA:

Cogeração é a produção combinada de eletricidade e calor obtida pelo uso seqüencial de energia a partir de um combustível.

4.2 HISTÓRICO

Os primeiros sistemas de cogeração instalados ao redor do mundo datam da primeira década do século passado, quando o fornecimento de energia elétrica proveniente de grandes centrais ainda era raro. Era portanto, comum que consumidores de energia elétrica de médio e grande porte instalassem eles mesmos suas próprias centrais de geração de energia. Esta situação perdurou até a década de 40 e neste período os sistemas de cogeração chegaram a representar 50% de toda energia gerada nos Estados Unidos (Tito, 1993).

Com a proliferação das grandes centrais elétricas, que conseguiam fornecer energia abundante e barata, os sistemas de cogeração foram gradualmente perdendo participação, caindo nos Estados Unidos para aproximadamente 3% no início da década de 70.

No entanto esta situação começou a ser modificada a partir do primeiro choque do petróleo em 1973, reforçada em 1978 pelo segundo choque.

Necessitando mudar rapidamente o quadro energético, diversos países criaram programas de conservação de energia, com incentivos que visavam reduzir o consumo e a dependência do petróleo importado.

4.2.1 COGERAÇÃO NO MUNDO

A partir da década de 50, com a expansão dos sistemas elétricos nacionais, que combinavam escalas crescentes e interconexão de sistemas isolados e forneciam energia elétrica com confiabilidade e qualidade e baixo custo, a cogeração foi perdendo gradativamente a importância.

Na década de 70, apesar dos choques do petróleo, a utilização de sistemas de cogeração continuou com tendência de queda, principalmente por dois motivos. O primeiro motivo foi a política adotada para a conservação de energia, devido à expectativa de preços crescentes para o petróleo, que reduziu o consumo de seus derivados, minimizando o papel da cogeração. O segundo motivo foi o fato de que as empresas do setor elétrico passaram a enxergar a energia nuclear como a substituta para a utilização de combustíveis fósseis na geração de energia elétrica.

A partir da década de 80, entanto, a cogeração passou a ser encarada novamente como uma importante alternativa energética, pois os motivos que a desestimulavam sofreram uma inversão. A reestruturação da indústria petrolífera levou a um excesso de oferta, o que refletiu em uma queda no preço do petróleo e derrubou as perspectivas de sua escassez. Além disso, o otimismo com relação à energia nuclear desapareceu, sobretudo por causa dos crescentes custos de construção e pelas pressões do movimento ambientalista. Essas mudanças mostraram-se decisivas na reabilitação da geração descentralizada de energia, sobretudo da cogeração. Acrescenta-se ainda a estes fatos a crescente oferta de gás natural, que abre novas perspectivas para a cogeração, introduzindo sistemas que permitem melhorias de eficiência energética, estimulam a conservação e aumentam a eficácia global do sistema (Oliveira, 1995).

Outro campo de mudanças decisivas para o renascimento da cogeração diz respeito às políticas e incentivos relacionados com a indústria de energia elétrica. Em 1978 foi editado nos Estados Unidos o NEA – *National Energy Act*, dividido em:

PURPA - Power Utilities Regulatory Policies Act

FUA – Power Plant and Industrial Fuel Use Act

NGPA – Natural Gas Police Act

NETA –National Energy Tax Act

NECPA - National Energy Conservation Policy

Destes, o PURPA foi o que mais diretamente incentivou o desenvolvimento de sistemas de cogeração. Os elementos centrais do PURPA são a qualificação prévia e a remuneração pelo custo evitado. A qualificação, feita a nível federal pela FERC - *Federal Energy Regulatory Commission*, assegura que somente os autoprodutores eficientes, como são os cogeredores, poderão receber as vantagens e os estímulos colocados pelo PURPA, como a obrigação por parte das concessionárias de prover as condições para interligação, fornecer uma capacidade de reserva de energia e remunerar adequadamente os excedentes. Para qualificar-se e transformar-se em um QF- *Qualified Facility*, os aspectos centrais são:

- pelo menos 50% do capital devem ser de um gerador independente, ou seja, um IPP - *Independent Power Producer*;
- a produção de calor útil não pode ser inferior a 5% da produção total de energia da planta;
- a eficiência tipo PURPA, definida abaixo, deve ser superior a 42,5% quando se emprega gás natural ou óleo combustível em ciclos *topping* e superior a 45% para os ciclos *bottoming*. A eficiência tipo PURPA é dada por:

$$\eta_{\text{purpa}} = \frac{(W + Q_u/2)}{Q_c}$$

Onde W e $Q_u/2$ correspondem respectivamente a potência e ao calor útil produzidos, este último dividido por dois, e Q_c a energia térmica fornecida pelo

combustível. Não existem restrições de eficiência quando o combustível adotado é renovável, bem como a biomassa.

Outro conceito fundamental no PURPA, o custo evitado, representa o valor pelo qual as concessionárias têm que adquirir energia dos cogeneradores qualificados, e deve traduzir custo marginal que uma central evita comparando a energia que deveria gerar. Em outras palavras, deveria ser indistinto para uma concessionária gerar sua energia ou comprar sua energia de um cogenerador. Neste custo evitado estão incluídos dois componentes básicos: o custo da energia bastante dependente do custo do combustível, e o custo da capacidade, essencialmente, devido aos custos de capital. A determinação dos custos evitados não é um tema simples e muitas vezes geram questões técnicas e legais.

Logo após a instituição PURPA, houve um período de fortes questionamentos legais por parte das concessionárias, que impuseram dificuldades aos cogeneradores. Com a ratificação do PURPA pela Suprema Corte, em princípios dos anos 80, foi possível a efetiva viabilização da cogeração nos EUA. Posteriormente se fizeram algumas mudanças, como por exemplo, estabelecendo-se o custo evitado como referência de negociação e abrandando-se um pouco as imposições para as concessionárias, sem modificar na essência a proposta inicial. A eficácia do PURPA como fator de estímulo a cogeração foi indiscutível, particularmente nos contextos onde as tarifas de energia estavam em níveis elevados, como na Califórnia, Texas e na região Nordeste.

Além dos Estados Unidos, a cogeração no setor elétrico vem crescendo principalmente por modificações regulamentares relacionadas à compra de excedentes autogerados. Outro fator que reforça esta tendência de crescimento é a posição da indústria elétrica alemã, baseada principalmente na utilização de carvão nacional, mais caro que o importado, frente às outras indústrias da comunidade Européia. O alto custo de sua energia elétrica comparada à de seus vizinhos faz com que a cogeração, principalmente, com a utilização do gás natural importado, seja vista como um fator relevante para aumentar a competitividade de sua indústria elétrica.

Em países como Portugal e principalmente Espanha, a disponibilidade de gás natural vem catalisando a rápida expansão dos sistemas de cogeração.

Em se tratando de países pobres em recursos energéticos e compelidos à modernização para elevar a competitividade de suas indústrias, a cogeração insere-se na política energética como uma das alavancas no processo de inserção no Mercado Comum Europeu (Oliveira, 1995).

Vale a pena citar também, como exemplo, o caso da Dinamarca e da Holanda, onde a capacidade instalada de cogeração alcança, respectivamente, 28% e 20% da energia elétrica gerada (Roukens, 1992).

4.2.2 COGERAÇÃO NO BRASIL

O sistema elétrico brasileiro, a partir da década de 50, passou por um processo de acentuada expansão devido, principalmente, ao intenso crescimento do setor industrial. Desde então, a geração de energia elétrica no país baseou-se majoritariamente no aproveitamento dos recursos hídricos, respondendo atualmente por mais de 90% desta geração. Por possuir um custo relativamente mais elevado, a implantação de centrais termelétricas ficou destinada a um segundo plano, tornando o cenário desfavorável para a implantação de sistemas de cogeração.

Desta maneira, a cogeração no Brasil seguiu uma mesma tendência observada ao nível mundial. Atualmente, poucos setores industriais utilizam a cogeração para atender suas demandas de energia, destacando-se as indústrias de papel e celulose, sucroalcooleira e petroquímica. Entre estas, a de maior importância é a de produção de açúcar, que utiliza o bagaço da cana como fonte combustível. Embora a cogeração já fosse utilizada até os primeiros anos desta década, a venda de excedentes de energia elétrica era desfavorecida pelas baixas tarifas oferecidas no contrato, além da ausência de regras que protegessem estes valores dos efeitos da inflação (Martins, 1996).

A cogeração apresenta expectativas de um rápido crescimento, devido principalmente às alterações do cenário institucional brasileiro, podendo-se citar as leis editadas com referência à concessão de serviços públicos (Lei 8987, de 13 de fevereiro de 1995) e à produção independente de energia (Lei 9074, de 08 de julho de 1995), enquanto um processo diferenciado e mais eficiente de autoprodução técnica, já melhora as possibilidades de geração e

venda de excedentes de energia elétrica, inclusive para terceiros. As presentes perspectivas de maiores alterações institucionais no Setor Elétrico, indicam ainda que a cogeração deva receber um estímulo diferenciado e portanto favorecendo um desenvolvimento mais racional da capacidade instalada no Brasil. Também digno de menção é a maior disponibilidade de gás natural na matriz energética brasileira, em diversas regiões e particularmente no Sudeste, bem como a existência de incentivos no uso deste combustível para cogeração, tal como dispõe a legislação do Estado de São Paulo.

4.3 SISTEMAS DE COGERAÇÃO

Os sistemas são basicamente separados em dois grandes grupos, em função da seqüência de utilização da energia, podendo ser de *topping cycle* e *bottoming cycle*.

Nos sistemas tipo *topping cycle* o energético (gás natural), por exemplo, é usado primeiramente na produção de energia elétrica (ou mecânica) em turbinas ou motores a gás e o calor rejeitado é recuperado para os sistemas térmicos, conforme mostra a figura 8.

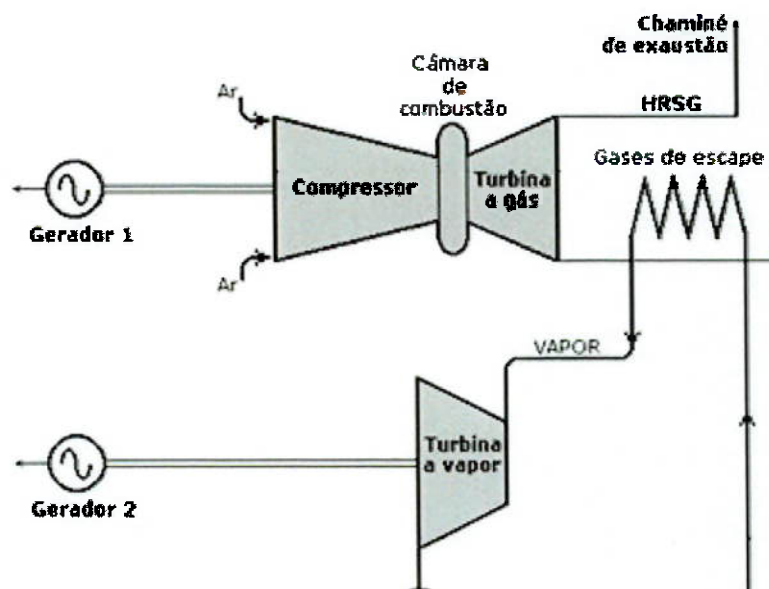


Figura 8: Sistema Topping Cycle.

Fonte: Velázquez, 2000.

Nos sistemas *bottoming cycle* o energético produz primeiramente vapor, que utilizado para produção de energia mecânica (e/ou elétrica) em turbinas a vapor, é depois repassado ao processo, conforme figura 9.

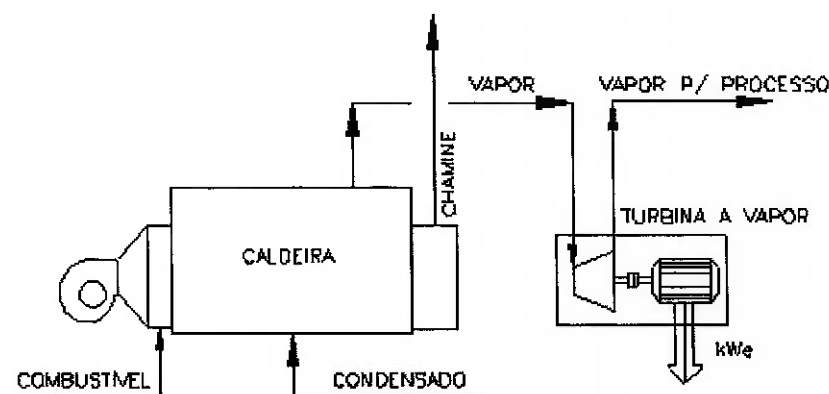


Figura 9: Sistema *Bottoming Cycle*.

Fonte: Cogear Sistemas de Energia, 1999.

Sistemas de cogeração com turbinas a vapor e turbinas a gás associam a produção de energia elétrica em dois ciclos, primeiramente em turbinas (ou motores a gás) e depois em turbinas a vapor. O vapor gerado nas caldeiras de recuperação é parcialmente utilizado em turbinas a vapor, com extração do vapor de baixa pressão para o processo (figura 10). Estes sistemas são particularmente interessantes nos casos onde o uso do vapor é intermitente, sendo o mesmo empregado na geração de mais energia elétrica quando da baixa utilização de vapor no processo.

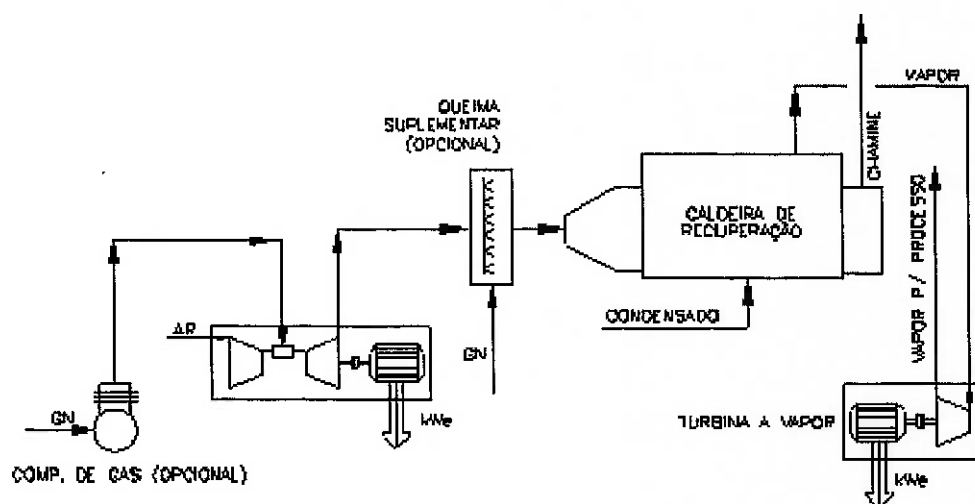


Figura 10: Turbinas a gás e a vapor
 Fonte: Cogear Sistemas de Energia, 1999.

Nos sistemas de Ciclo Combinado, onde se produz exclusivamente energia elétrica (Figura 11), todo vapor produzido por recuperação é empregado na turbina a vapor (de condensação). Estes sistemas não são considerados como Sistemas de Cogeração, sendo classificados como Sistemas de Geração de Energia Elétrica em Ciclo Combinado.

Os sistemas de Ciclo Combinado são em geral aplicados em geração de energia elétrica para as redes de distribuição, em maiores potências (em geral acima de 25 MW). Enquanto os Sistemas de Cogeração podem alcançar eficiência superior a 90% (normalmente acima de 75%), os Sistemas de Ciclo Combinado têm seu limite de eficiência em 55% (Solt, 1986).

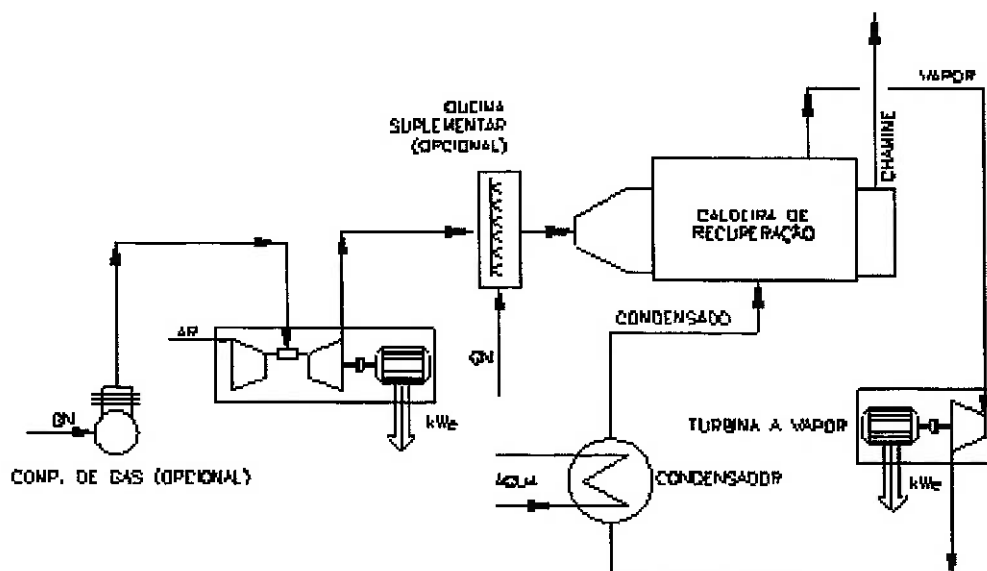


Figura 11: Ciclo Combinado

Fonte: Cogear Sistemas de Energia, 1999.

A escolha de uma das soluções acima é função do perfil de necessidades elétricas e térmicas de cada aplicação. Os sistemas *topping cycle* são de emprego mais amplos e mais difundidos, podendo empregar turbinas ou motores a gás (ou a diesel). Em um ciclo deste tipo, o calor dos gases de descarga de uma turbina pode ser empregado para:

- geração de vapor, normalmente em pressões até 40 bar, com amplo uso para instalações industriais e comerciais;
- geração de água quente, muito utilizado nos países nórdicos para aquecimento distrital;
- uso direto em processos industriais como secagem, fornos, etc., e
- uso em sistemas de refrigeração por absorção (empregando vapor).

Uma das características mais interessantes de um ciclo com turbinas a gás (ou motores a gás) é a possibilidade de uma nova queima de gás após a descarga da mesma (queima suplementares - figuras 10 e 11).

Nas turbinas, a vazão de ar circulada é ao redor de três a quatro vezes a necessária, resultando em alto teor de oxigênio livre (O_2) na descarga (aproximadamente 15%). Isto permite que seja feita a instalação de

queimadores na descarga da turbina, propiciando a elevação da temperatura dos gases. Esta característica torna-se interessante sempre que as necessidades térmicas ultrapassam a quantidade de calor disponível nos gases de descarga da turbina (Nogueira, 1994).

4.4 TURBINAS A GÁS

As turbinas a gás são equipamentos cujo desenvolvimento vem da década de 40, basicamente dentro da indústria aeronáutica (aviões a jato puro chegaram a entrar em operação no final da segunda guerra). Na década de 50, as turbinas aeronáuticas foram modificadas para uso industrial, recebendo a denominação de aero-derivadas. Outro tipo de turbina, de concepção mais pesada e especificamente desenvolvida para uso industrial também é fabricada, classificada com turbina industrial (*heavy duty*).

De base conceitual semelhante, elas possuem diferenças quanto às características de manutenção e a facilidade de desmontagem. A turbina industrial pode em geral queimar componentes mais pesados, tendo maior flexibilidade quanto à escolha do tipo de combustível a ser empregado. As turbinas se apresentam em uma faixa de capacidade bastante ampla, indo desde 500kW até 230MW.

Uma turbina é constituída basicamente de duas seções:

- o preparador de gases, que consiste basicamente do compressor de ar e da câmara de combustão;
- a turbina propriamente dita, onde os gases provenientes da câmara de combustão transferem energia às palhetas da turbina.

O Compressor de ar é muito comumente do tipo axial, de palhetas em múltiplos estágios, ou então do tipo centrífugo (em geral de um a dois estágios). Algumas turbinas combinam os dois tipos de impelidores, sendo parte da compressão feita em palhetas axiais e parte em impelidores centrífugos. Após a compressão, o ar é descarregado na câmara de combustão, onde recebe a injeção do combustível, que ativado pelos elementos de ignição procedem à queima.

A câmara de combustão é um dos elementos mais críticos na construção da turbina, devido às elevadas temperaturas a que é submetida. Uma razoável parcela do fluxo de ar comprimido pela turbina é utilizada no resfriamento dos elementos que entram em contato direto com os gases em alta temperatura (câmara de combustão e primeiro estágio da turbina).

Avanços tecnológicos significativos têm sido feitos nos últimos anos no que diz respeito ao projeto das câmaras de combustão e nos materiais empregados nas partes quentes (câmara de combustão e primeiro estágio da turbina). Estas novas tecnologias têm permitido alcançar maiores rendimentos, e minimizar sensivelmente a formação de poluentes, principalmente NOx (óxidos de nitrogênio). Estas melhorias têm vital importância no controle das emissões de poluentes para o meio ambiente, cuja importância se torna cada dia maior.

A turbina pode ser de eixo único (em geral aplicada a turbo-geradores - Figura 12) ou de duplo eixo (em geral usada para acionamento mecânico - Figura 13). Na turbina de eixo único (Figura 12), este elemento é acionado pelos diversos estágios da turbina, entregando parte de sua potência diretamente ao compressor de ar, e o restante na ponta de potência externa.

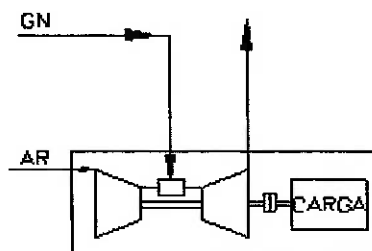


Figura 12: Turbina a Gás de um estágio.
Fonte: Cogear Sistemas de Energia, 1999.

No equipamento de dois eixos (figura 13), sobre um deles encontram-se os primeiros estágios da turbina, que acionam independentemente o compressor de ar, enquanto os demais estágios da turbina acionam o eixo de potência externa. Neste tipo de equipamento pode-se ter rotações (RPM) diferentes nos dois eixos.

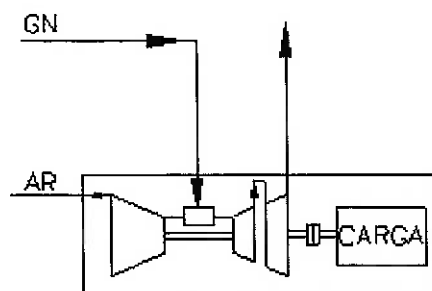


Figura 13: Turbina a gás de dois estágios.
Fonte: Cogear Sistemas de Energia, 1999.

Em função da elevada pressão controlada na câmara de combustão, o combustível (gás natural), por exemplo, deve ter pressão suficiente para ser injetado na mesma. Como a pressão disponível nas redes de gás natural canalizado fica normalmente ao redor de 35 a 100 psig, é necessário primeiramente comprimir o gás, com o emprego de compressores (tipo recíproco ou de parafuso - figuras 10 e 11).

A temperatura de descarga dos gases na turbina normalmente se situa ao redor de 500°C. Pode ser tolerada uma contrapressão neste ponto ao redor de 200 mm de coluna de água. Isto é, em geral, suficiente para vencer a perda de pressão de caldeiras de recuperação e/ou dutos.

Conjuntos turbogeradores completos, com todos os elementos necessários ao seu uso e controle são em geral instalados em gabinetes acústicos apropriados.

Silenciadores acústicos na aspiração e na descarga de ar são recomendados devido ao elevado nível de ruído das turbinas.

4.5 MICROTURBINAS A GÁS

As microturbinas a gás vêm sendo cada vez mais estudadas como possíveis fontes geradoras de energia. Muitos cenários apontam para a utilização de sistemas de cogeração de pequena escala, da ordem de dezenas de kilowatts. Assim, a aplicação de sistemas compactos de cogeração assume papel cada vez mais determinante nos projetos modernos de engenharia, verificando um nicho de mercado com grande potencial de desenvolvimento.

Acredita-se que esta tecnologia terá uma ampla aplicação em sistemas de cogeração no setor terciário, numa escala de potência compatível com as necessidades deste setor.

Microturbina é a designação que se dá as turbinas a gás que produzem potência elétrica entre 25 kW e 500 kW. Para potências situadas entre 500 e 1000 KW, a denominação usual é de miniturbina.

As microturbinas são derivadas de tecnologias de turbo alimentação de caminhões ou de pequenas turbinas de sistemas auxiliares da aviação. São unidades de fluxo radial e com velocidades de rotação entre 90.000 e 120.000 rpm (LORA; HADDAD,2006). As microturbinas que têm maior eficiência possuem um sistema de recuperação de gases, o qual aquece o ar de entrada e mantêm a temperatura interna alta.

Principais marcas/fabricantes e características das microturbinas:

Marca / Fabricante	País	Faixas de Potências	Combustível	Eficiência
Capstone	USA	30 kW a 250KW	Diesel, Biogás, Gás Natural	26 a 30%
Elliot	USA	80 kW	Gás Natural	28 %
Ingersoll Rand	USA	70 kW a 250KW	Gás Natural	28 a 29%
Avon Aero	USA	60 kW	Gasolina, Kerosene	
Bowman	UK	80 kW	Gás Natural	28 %
Kawasaki	Japão	250 kW	Gás Natural	
Turbec	Suécia	100 kW	Gás Natural	30 %
Honeywell	USA	75 kW	Gás Natural	24 %
Turbo Genset	França	50 kW	Gás Natural	

Tabela 3 - Algumas Microturbinas Existentes no Mercado [Rendón, 2005].

4.5.1 FUNCIONAMENTO E CARACTERÍSTICAS DAS MICROTURBINAS

O princípio de funcionamento da turbina a gás é bastante simples, e está baseado no ciclo de Brayton, conforme já vimos em capítulos anteriores.

O ar atmosférico entra no compressor, onde sua pressão e temperatura são elevadas através da compressão. Em seguida o ar comprimido é entregue a câmara de combustão onde o combustível é injetado e misturado com o ar, o gás resultante da mistura é queimado a pressão constante, aumentando a temperatura dos gases. Os gases aquecidos e em alta pressão são então expandidos para as pás da microturbina, fazendo com que esta gire em alta velocidade. A microturbina é montada no mesmo eixo do compressor. Assim, quando o ciclo se completa, a microturbina é responsável por fornecer a energia necessária para girar o compressor e o gerador elétrico. Basicamente, a microturbina a gás é composta por quatro blocos (Zhu, 2002):

- o compressor, que é responsável pela elevação da pressão do ar desde a admissão até a câmara de combustão, utilizando parte da potência entregue pela turbina;

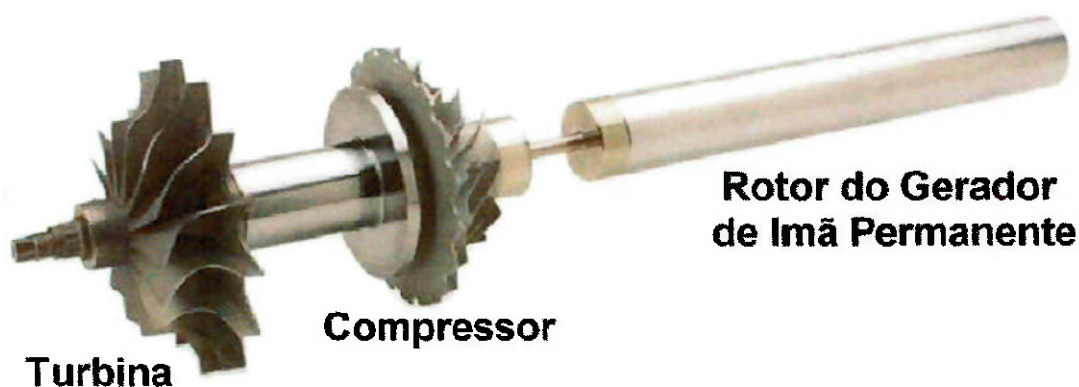


Figura 14: Eixo de uma Microturbina (Fonte: Capstone Turbine Corporation).

- a câmara de combustão, que é o local onde ocorre a reação química de oxidação exotérmica, em que os reagentes são o combustível e o ar

proveniente do compressor, formando uma mistura de gases que é expandida para a microturbina;

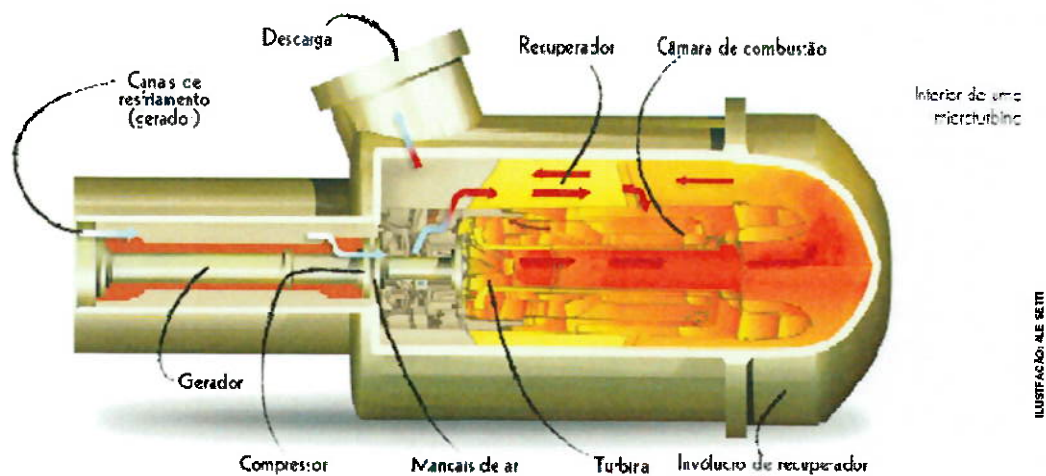


Figura 15: Ilustração do interior de uma Microturbina - Fonte: (ABRIL, 2002).

- a microturbina, que fornece potência para acionar o compressor e o gerador elétrico que está acoplado ao conjunto compressor-turbina, através de uma caixa redutora de velocidade (não possui caixa de transmissão). Ela extrai a energia dos gases quentes que deixam a câmara de combustão e os expande para uma pressão e temperatura mais baixa;

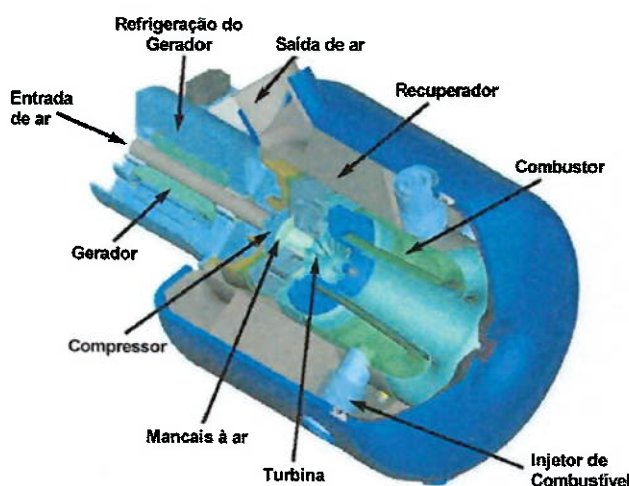


Figura 16: Vista em Corte de uma Microturbina (Fonte: Capstone Turbine Corp.).

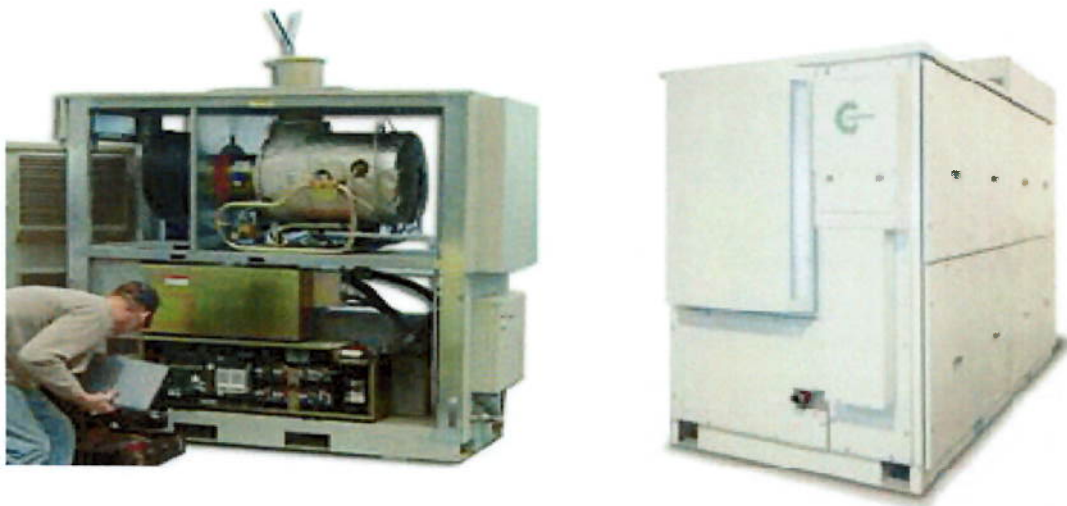


Figura 17: Microturbina C200 Capstone – (Fonte: Capstone Turbine Corporation).

- o gerador, que é o responsável por converter a energia mecânica da microturbina em energia elétrica. Opera com um gerador de corrente contínua (com um conversor DC/AC).

A energia residual produzida sob a forma de um fluxo elevado de gases quentes pode ser usada para satisfazer, total ou parcialmente, as exigências térmicas do processo, sejam elas em forma de calor e/ou frio (cogeração e trigeração), isso é normalmente conseguido através de uma caldeira que vai aquecer a água e/ ou produzir vapor, conforme as necessidades do sistema, e/ou pela utilização de um *chiller* que irá produzir frio (FREIRE; PONTES; MARICATO, 2003).

A maior eficiência é obtida com uma velocidade de operação da microturbina bastante alta, geralmente excedendo 100.000 rpm. As velocidades são normalmente variáveis dentro de uma ampla faixa (de 50.000 a 120.000 rpm) para acomodar cargas variáveis enquanto mantêm alta frequência e otimização da confiabilidade em longo prazo (STAUTON; OZPINECI, 2003).

4.5.2 VANTAGENS E DESVANTAGENS DAS MICROTURBINAS

As microturbinas evoluíram das aplicações da turbina nas indústrias aeroespacial e automotiva para as aplicações em sistemas elétricos de potência apresentando diversas inovações tecnológicas como o uso de mancais a ar, de ligas metálicas e cerâmicas resistentes a altas temperaturas e de componentes eletrônicos de alta potência. As microturbinas a gás apresentam boas perspectivas para a geração descentralizada de eletricidade em pequena escala. Abaixo citaremos entre as características das microturbinas as seguintes vantagens e desvantagens:

a) Vantagens:

- Dimensões reduzidas, baixo peso e simplicidade na instalação, podendo ser instaladas em lugares cobertos ou ao ar livre;
- Alta confiabilidade devido ao pequeno número de partes girantes;
- Baixos índices de ruído e vibrações;
- Preços competitivos e pequena necessidade de manutenção;
- Emissões atmosféricas baixas;
- Alta temperatura de exaustão para recuperação de calor;
- Flexibilidade de combustível (podendo ser utilizada com diversos combustíveis);
- Boa qualidade da energia elétrica;
- Modularidade;

b) Desvantagens:

- Tecnologia Emergente;
- Custos.

4.5.3 EMISSÃO DE POLUENTES

Para os especialistas, em projetos dimensionados para geração contínua, a opção pelo gás natural é considerada bem atrativa, não somente pelo custo operacional, mas também pelo aspecto ambiental, por deixar poucos resíduos na atmosfera. Por ser fornecido por meio da rede de rua de concessionária, o gás não precisa ser estocado e possui queima limpa, com baixa taxa de CO.

Microturbinas têm o potencial de produzir emissões baixas. Os maiores poluentes originários do uso da microturbina são NOx (Óxido Nitroso), CO (monóxido de carbono) e hidrocarbonetos não queimados e uma quantidade insignificante de SO₂ (Dióxido de Enxofre).

A formação de NOx em turbinas a gás está ligada ao próprio processo de combustão. Os mecanismos de formação de NOx indicam a influência da temperatura na zona primária, da pressão de operação da câmara, das concentrações de oxigênio e nitrogênio e da presença de nitrogênio na composição química do combustível.

Assim, as tecnologias existentes de redução de formação de NOx utilizam-se desses parâmetros para conseguir obter uma diminuição das emissões.

Atualmente existem tecnologias que atuam preventivamente sobre a formação de NOx, especialmente através de novas concepções de projeto de câmaras de combustão.

Câmara de Combustão Dry Low Nox (Baixa Emissão de Nox)

O termo "dry low" é usado para indicar a câmara de combustão capaz de alcançar baixas emissões de NOx sem a necessidade da injeção de água ou vapor, através de uma estratégia centrada na mistura prévia entre o combustível e o ar (premix).

A rigor, as câmaras de combustão em estágios descritos anteriormente poderiam ser também enquadradas como "dry-low-NOx". As avaliações realizadas pela Solar Turbines (Lefebvre, 1995) indicam baixos níveis de NOx,

ao redor de 9 ppm a 20 bar, com o CO abaixo de 50 ppm. Tais níveis de concentrações são atingidos a partir da boa mistura do ar com o combustível e em condições operacionais restritas.

Testes realizados com pressões de no mínimo 20 atm demonstraram a habilidade desta câmara para alcançar simultaneamente baixo NOx e CO em grande faixa de temperatura sem recorrer a geometria variável ou extração de ar.

A Asea Brown Boveri desenvolveu um módulo "Premix Cônico Burner" (queimador "EV") que oferece bom potencial para baixas emissões em uma larga faixa de trabalho. Uma característica importante desse queimador é a estabilização de chama no espaço livre perto da sua saída, podendo utilizar combustíveis gasosos e líquidos em conjunto. Uma combinação de escoamento do ar e injeção tangencial de combustível proporciona uma boa mistura antes da região de chama. Valores de NOx abaixo de 9 ppm são obtidos, mantendo baixa emissão de CO e UHC. Nesses queimadores, com baixa emissão de NOx, a seqüência de uma região rica em combustível e uma pobre, é obtida por meios aerodinâmicos, onde o queimador, permite organizar a combustão por etapas no volume localizado em frente a boca do queimador.

Queimadores com baixa emissão de NOx devem possibilitar:

- Diminuição da intensidade da mistura do ar secundário rico em oxigênio e da mistura de combustível pulverizado e ar primário de ignição;
- Queima eficiente do combustível com uma fração mínima de ar primário;
- Diminuição da temperatura no núcleo da chama sem afetar a estabilidade de ignição e a eficiência de combustão.

4.6 MOTORES A GÁS

Os motores a gás (ou a óleo diesel) são disponíveis para aplicação em Sistemas de Cogeração, sendo que vários fabricantes dispõem de modelos especificamente preparados para este tipo de aplicação.

Em geral, apresentam uma eficiência elétrica maior do que as turbinas a gás, conseguindo converter algo ao redor de 32% a 40% da energia do combustível em energia mecânica, enquanto as turbinas conseguem tipicamente de 22% a 35% (turbinas de maior porte conseguem atingir eficiências maiores, chegando a alguns casos a 40%) (Meuleman, 1986).

Eles possuem características específicas diferentes dos motores para uso em regime de emergência, devido principalmente a operação em regime contínuo e ao sistema de resfriamento, apropriado para permitir a recuperação de calor.

Nas turbinas a gás, todo o calor a ser recuperado está disponível nos gases de descarga o que não acontece nos motores a gás.

Neste caso uma considerável parte da energia térmica é liberada pelo sistema de resfriamento do bloco, do óleo e do radiador. O restante sai pelos gases de descarga. Quatro esquemas básicos podem ser empregados para associação em série e/ou paralelo dos fluxos de calor provenientes de cada uma das fontes acima:

- a) sistemas de água quente a baixa temperatura;
- b) sistemas de vapor e água quente (Figura 18);
- c) sistemas de água quente de alta temperatura e de vapor de baixa pressão;

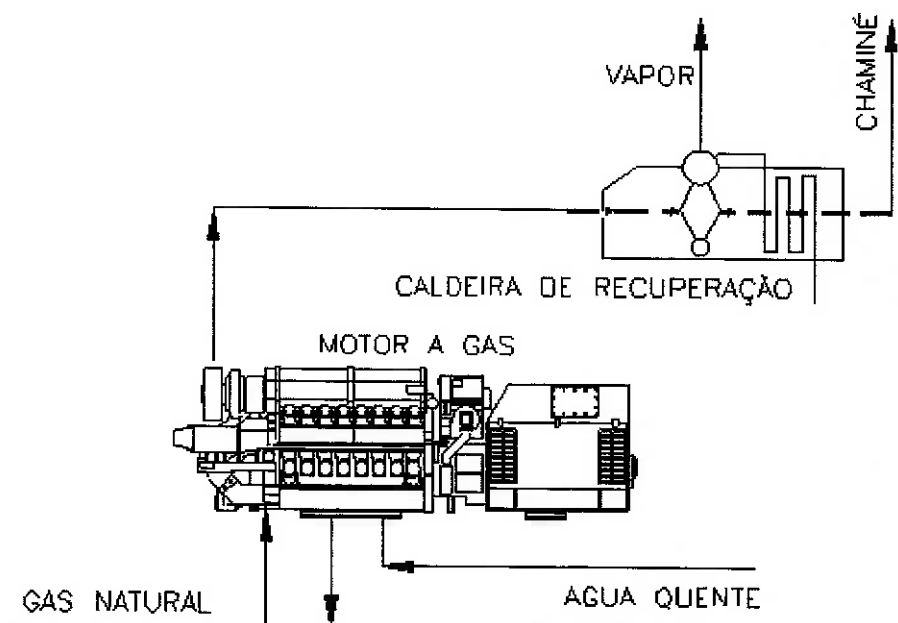


Figura 18: Motores alternativos

Fonte: Cogear Sistemas de Energia, 1999.

Sistemas de recuperação podem gerar água quente pressurizada, a temperaturas ao redor de 115°C , que neste caso pode ser empregada para geração de água gelada, com unidades de absorção.

Devido a limitações de temperaturas máximas suportáveis pelo resfriamento do óleo e do radiador, o arranjo do fluxo de água através dos diversos pontos de transferência de calor deve ser organizado em função do tipo do equipamento selecionado.

Embora algumas variações existam de acordo com o tipo e marca do equipamento, do combustível empregado, de ter ou não turbo-charger etc., o fluxo de energia divide-se aproximadamente de acordo com os valores abaixo:

- eixo de potência mecânica 35%
- nos gases de descarga 25%
- na água do bloco, óleo, radiador 30%
- radiação e perdas 10%

4.7 CICLO DE ABSORÇÃO

O Ciclo por Absorção é bastante desenvolvido e moderno, com larga utilização nos países asiáticos, como por exemplo o Japão. Devido ao grande consumo de energia elétrica nos equipamentos com ciclo por compressão, equipamentos com compressor, foi necessário desenvolver um condicionador de ar que utilizasse outra fonte de energia de menor custo e com maior oferta em substituição a energia elétrica.

Particularidades do ciclo por absorção:

- Não possui compressor e nem dispositivo de expansão;
- Substitui os refrigerantes convencionais, que utilizam o freon por água desmineralizada ou amônia;
- Ao invés de trabalhar comprimindo o refrigerante o ciclo trabalha em vácuo;
- O trabalho necessário para mover o ciclo é realizado pelo gerador;
- O compressor é substituído pelo conjunto absorvedor e gerador;
- Possui um sal absorvente que altera a pressão de vapor do refrigerante;
- A energia principal para alimentar o ciclo pode ser qualquer fonte de calor.

O Ciclo por absorção possui quatro componentes principais:

- O EVAPORADOR tem a função de retirar o calor proveniente do ambiente interior;
- O ABSORVEDOR como o próprio nome diz, tem a função de absorver o vapor d'água proveniente da evaporação do refrigerante no evaporador;
- O GERADOR tem a função de mover o ciclo através da concentração da solução;

- O CONDENSADOR tem a função de rejeitar o calor para o ambiente externo.

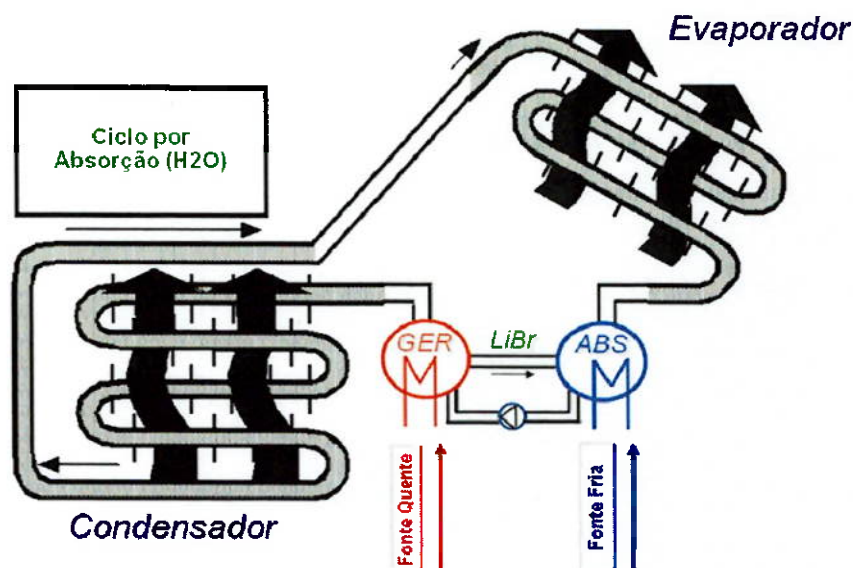


Figura 19: Componentes Essenciais de um Sistema de Absorção.

4.7.1 DESCRIÇÃO DO PROCESSO – INTRODUÇÃO DE CALOR E PRODUÇÃO DO FRIO

No evaporador ocorre a pulverização do refrigerante (água desmineralizada), sobre os tubos do trocador de calor. A água que circula pelo interior dos tubos (água gelada) proporciona ao refrigerante a energia suficiente para a sua evaporação, passando do estado líquido a gasoso. Esta absorção de energia por parte do refrigerante provoca o resfriamento da água que se encontra no interior dos tubos (água gelada).

A evaporação ocorre a uma pressão de aproximadamente 6 mmHg abs (0,007 atm), que corresponde a uma temperatura de evaporação de 3°C, conseguindo desta forma água gelada com temperatura mínima de 4,5°C.

Sobre os tubos do trocador de calor do evaporador se produz uma névoa de vapor de água que necessariamente precisa ser eliminada para que a pressão interna do evaporador se mantenha constante garantindo a continuidade do processo de evaporação da água.

Ao lado do evaporador se encontra o absorvedor. Nele se produz a pulverização de LiBr concentrado 63%, que absorve o vapor de água produzido

no evaporador e se dilui. Esta reação de absorção é exotérmica, com a qual a solução diluída tende a aquecer-se e por isso necessita ser refrigerada para que a pressão interna se mantenha constante, para este fim utiliza-se a água proveniente das torres de resfriamento.

O LiBr diluído se deposita em uma bandeja de onde é captado por uma bomba sendo recalcado para o gerador.

No gerador, a fonte de calor fornece à solução diluída de LiBr a quantidade de calor necessária para provocar a evaporação e, portanto a separação do refrigerante contido no LiBr. O refrigerante em forma de vapor passa então ao condensador enquanto que o LiBr concentrado (seco) volta por gravidade a ser pulverizado no absorvedor.

O absorvedor se encontra a 7 mmHg, enquanto o gerador encontra-se 70 mmHg.

No condensador o refrigerante se condensa com água proveniente das torres de resfriamento e que previamente circulou pelo absorvedor. O refrigerante condensado cai, por gravidade, até o evaporador, e é depositado na bandeja de onde é bombeado até os pulverizadores, encerrando o ciclo.

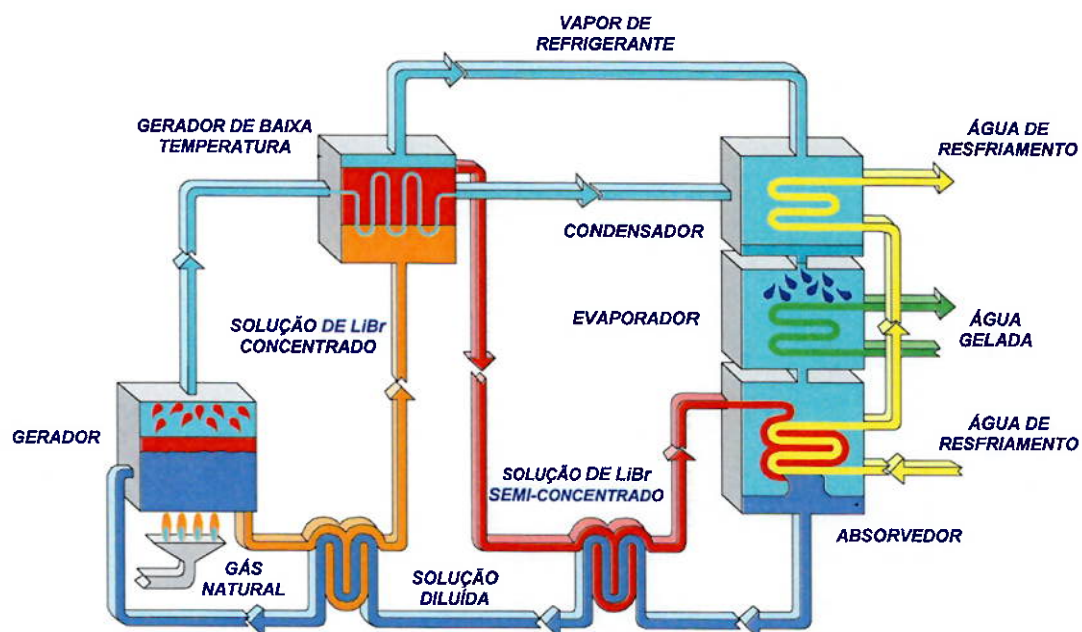


Figura 20: Descrição do Processo.

Existem dois tipos de Ciclos por Absorção:

1) O que utiliza água desmineralizada como refrigerante e como absorvedor, podendo produzir água gelada a temperaturas mínimas de 6°C. Este ciclo necessita de torre de resfriamento (condensação a água);

2) O que utiliza amônia como refrigerante e água como absorvedor, podendo produzir água gelada a temperaturas mínimas de -20 °C (sistemas de refrigeração e câmaras frigoríficas). Este ciclo não necessita de torres de resfriamento (condensação a ar).

4.8 APLICAÇÕES DA COGERAÇÃO

O campo de aplicação dos Sistemas de Cogeração é bastante vasto, tanto no setor industrial quanto no terciário. Os usuários com o maior potencial de aplicação e rentabilidade são aqueles que operam seus sistemas em regime de 24 horas, com elevado consumo de eletricidade e calor. Na área industrial são possíveis, por exemplo, os seguintes usos:

- geração de vapor de baixa, média e alta pressão;
- calor direto da turbina para ar de alimentação de fornos;
- secagem de grãos e de produtos; e
- aquecimento de óleos e fluidos industriais.

No setor terciário pode-se aplicar a Cogeração em hotéis, hospitais, centros de processamento de dados, *shopping centers*, edifícios comerciais, etc. Nestes casos o calor de descarga poderá ser empregado para geração de vapor e/ou água quente para aquecimento (ambiental ou de água predial), para cozinhas, etc.

Para o condicionamento de ar, empregando-se unidades de absorção a base de água - brometo de lítio, pode-se substituir os compressores de refrigeração com grande redução de demanda, além da economia de energia, conforme vimos no capítulo anterior.

Uma das aplicações interessantes é a utilização do vapor para geração de frio a baixa temperatura (até -60°C), com o emprego de unidades de absorção de projeto especial, empregando amônia e água.

4.8.1 FATORES ECONÔMICOS

Os sistemas de cogeração devem ser submetidos a uma detalhada análise técnico-econômica para verificação de sua viabilidade. O levantamento das cargas elétricas e térmicas deve ser o mais fiel possível. Em sistemas existentes, o melhor procedimento é a verificação das contas de energia por um período mínimo de 12 meses, avaliando-se então a participação de cada tipo de energético empregado, seu pique de demanda e sua curva horária, semanal e mensal de consumo.

Em sistemas novos, em fase de projeto, o mesmo tipo de informação é necessária, porém deve ser avaliada, sempre que possível, com auxílio de programas de computador para simulação energética.

A simulação deverá analisar de forma dinâmica fatores como a meteorologia da região, diferentes formas de tarifação de energia elétrica, sazonalidade das cargas elétricas e térmicas, e o desempenho dos equipamentos que compõem cada alternativa, inclusive em carga parcial.

Após levantamento dos perfis acima se torna possível a escolha do sistema mais apropriado que em grande parte dos casos não é dimensionado para a capacidade máxima de energia elétrica requerida.

A razão disto é sempre tentar que o Sistema de cogeração opere em 24 horas por dia, ou seja, tenha sempre o máximo de carregamento elétrico e térmico, operando como sistema básico, em geral com uma carga estável durante todo o dia. A energia restante necessária aos cortes de pique de carga, deverá ser comprada das concessionárias, tanto para complementação elétrica quanto térmica.

Para que isto seja possível, a produção de energia elétrica feita pelos geradores da cogeração deve estar em paralelo com a energia elétrica da rede, permitindo que a complementação seja automaticamente realizada.

Esquemas elétricos específicos para este tipo de ligação são requeridos, tanto para proteção dos geradores, quanto da rede da concessionária (Meuleman, 1986).

Outra vantagem do tipo de ligação acima indicada é a automática e imediata transferência de carga elétrica para a rede da concessionária em caso de pane no gerador do sistema de cogeração. Devido a confiabilidade obtida neste processo, nos Estados Unidos, algumas centrais de processamento de dados operam sem sistemas *no-break* - com baterias, operando com a energia das turbinas e tendo a rede como *no-break* (Solt, 1986).

Para que o fornecimento de energia elétrica de emergência pela concessionária seja possível de forma econômica, sem o pagamento de multas por ultrapassagem de demanda, é necessário contratar a "Demanda Suplementar de Reserva". Isto significa contratar com a concessionária uma demanda equivalente a capacidade de geração (ou parte dela), para a utilização em caso de paralisação da mesma. Nesta eventualidade, paga-se apenas pelo consumo efetivamente realizado no período de paralisação.

Tarifas específicas para demanda e consumo nestas situações, com valores de acordo com a classificação do fornecimento (classe A4, A3, etc.) são publicadas pela ANEEL.

O ajuste de tensão, frequência e fator de potência pode ser automaticamente realizado pelos geradores, que comparam continuamente estes parâmetros com os da rede concessionária.

O requisito de manter o fator de potência no mínimo em 92% pode ser alcançado pela produção de reativos nos turbo-geradores, podendo substituir bancos de capacitores para correção do fator de potência.

Os fatores de custo inicial a serem considerados incluem:

- o custo inicial dos sistemas de cogeração, incluindo os elementos auxiliares, tais como caldeiras, trocadores de calor, unidades de absorção, bombas, controladores, etc.;
- a dedução do valor do custo inicial dos elementos substituídos pelo Sistema de cogeração (caldeiras convencionais, *chillers* elétricos, geradores de emergência, *no-breaks*, etc.);
- a redução de custos de componentes correlatos tais como os derivados da redução de tamanho da subestação elétrica, cabos, chaves, etc (Solt, 1986).

Os elementos básicos de custo operacional são:

- a análise dos custos de energia (elétrica e térmica) no sistema convencional e no de cogeração, e
- o valor de manutenção e operação (pessoal, materiais etc.) para as duas alternativas.

Não deve ser esquecido que a análise de energia deve incluir todos os produtos geradores pelo sistema de cogeração (vapor, água quente, água gelada, frio, etc.), não se limitando a energia elétrica.

Os elementos de análise financeira incluem o capital próprio investido, a taxa de juros para financiamento, correção monetária, os prazos de carência, incentivos (depreciação acelerada, impostos, etc.).

A composição econômica de todos os elementos acima, tais como custo inicial, operacional, manutenção e custos financeiros por um determinado prazo (em geral de vinte anos), deve ser então comparada nas duas alternativas, e os números em geral procurados como indicadores são o IRR (*Internal Revenue Rate*) e o prazo de amortização.

Um importante elemento a ser considerado na análise econômica é o financiamento do BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Social para este tipo de sistema. Taxas de juros atrativas com prazos de amortização e carência adequados estão disponíveis hoje em dia para os projetos de cogeração.

5 IMPACTOS AMBIENTAIS

O objetivo do estudo dos impactos ambientais do homem sobre o meio ambiente é, principalmente, o de avaliar as conseqüências de algumas ações, para que possa haver a preservação da qualidade de determinados ambientes que poderão sofrer a execução de certos projetos ou ações (Tauf, 1986).

Antes de colocar em prática um projeto, seja ele público ou privado, é necessário saber mais a respeito do local onde tal projeto será implementado, conhecer melhor o que cada área possui de ambiente natural (atmosfera, hidrosfera, litosfera e biosfera) e ambiente social (infra-estrutura material constituída pelo homem e sistemas sociais criados) (Soares, 1989).

E como já sabemos não existe geração de energia elétrica que seja isenta de impactos ambientais, e de maneira geral esses impactos estiveram ausentes do cálculo sócio econômico, como se a natureza fosse indestrutível e seus recursos inesgotáveis (Velázquez, 2000).

5.1 DEFINIÇÃO DE IMPACTO AMBIENTAL

Impacto ambiental é a alteração no meio ambiente ou em algum de seus componentes por determinada ação ou atividade, podendo ser favorável ou desfavorável. Estas alterações precisam ser quantificadas, pois apresentam variações relativas, podendo ser positivas, negativas, direto, indireto, reversíveis, irreversíveis, de natureza cumulativa ou sinérgico, manifestar-se a curto ou a longo prazo, ser de curta ou longa duração. Estas características dificultam a simples identificação dos impactos de um grande projeto sobre o meio ambiente.

Independente do instrumento escolhido para avaliar os impactos ambientais gerado por um grande projeto é de grande importância que se identifiquem quais são efetivamente os custos e benefícios ambientais, pois qualquer decisão que possa evitar o dano depende de sua valoração (Tauf, 1986).

5.2 IMPACTOS CAUSADOS PELA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE

A construção e operação de centrais elétricas sejam usinas hidrelétricas, usinas termelétricas ou usinas nucleares, como já foi dito, gera severas mudanças no meio ambiente. Essas modificações no meio ambiente causadas por centrais elétricas afetam a população humana, a flora a fauna, as colheitas, florestas, peixes, materiais de construção, trabalhos artísticos e bens sociais, como demonstrou um estudo da *Pace University* (Velázquez, 2000).

Além desses impactos também se estuda hoje impactos globais, como efeito estufa, chuva ácida e perda da biodiversidade, causados pelas centrais elétricas.

Nos próximos itens serão citados os impactos mais relevantes causados por três tipos de centrais elétricas: usina hidrelétrica, usina nuclear e usina termelétrica.

5.2.1 IMPACTOS AMBIENTAIS NA GERAÇÃO HIDRELÉTRICA

A maior parte da energia elétrica produzida no país é de origem hidrelétrica e, por uma série de fatores (políticos, entre outros), seus impactos ambientais só foram incorporados, a partir da década de 80, principalmente por exigência dos financiadores dos empreendimentos (Coelho, 1999).

Na verdade, existe ainda hoje toda uma cultura privilegiando a hidroeletricidade, não só dentro das concessionárias, mas também nos vários órgãos do governo ligados ao setor elétrico, como pode ser verificado nos próprios documentos emitidos pelo setor.

Tanto a construção da usina hidrelétrica propriamente dita, como a formação do lago alteram profundamente não apenas o ecossistema (mudanças na flora, fauna, qualidade da água e sistemas ecológicos), mas também tem como consequência todo um conjunto de alterações no modo de vida das populações atingidas, inclusive na Amazônia, que representa uma localização crítica em termos ambientais, apesar do grande potencial

hidrelétrico. A seguir são apresentados, resumidamente, os principais impactos ambientais gerados pela construção e operação de uma usina hidrelétrica.

- Impactos no meio ambiente: solo, recursos minerais, qualidade da água, alterações no clima, etc;
- Impactos no ambiente biótico: vegetação, fauna aquática e terrestre;
- Impactos sociais e culturais: deslocamento e reassentamento de populações, necessidade de infra-estrutura, alterações na organização social, econômica e cultural, com reflexos na saúde e nutrição das populações atingidas, principalmente no caso de povos indígenas; impactos culturais, como o desaparecimento de sítios arqueológicos, perda de regiões históricas, interferência no turismo da região.

A geração hidrelétrica apresenta também outros impactos ambientais, como emissões de metano (CH_4), responsável também pelo efeito estufa juntamente com o dióxido de carbono (CO_2), em consequência da degradação da biomassa, submersa por ocasião da formação das represas (Coelho, 1999).

5.2.2 IMPACTOS AMBIENTAIS NA GERAÇÃO TERMELÉTRICA

Os danos ambientais resultantes de atividades humanas em geral e, em particular da utilização de energia, vêm crescendo significativamente nos últimos anos. Em consequência, têm aumentado as preocupações com as chuvas ácidas, efeito estufa e os danos à camada de ozônio, fazendo com que inúmeras pesquisas e estudos se desenvolvam sobre estes assuntos. De qualquer forma, existe um consenso sobre o efeito destes impactos sobre a saúde humana, fauna, flora, ecossistemas em geral, além de construções.

Existem inúmeros impactos ambientais decorrentes da geração termelétrica. A poluição atmosférica é o principal impacto ambiental decorrente da geração termelétrica devido aos efluentes gasosos, em consequência do próprio processo de queima do combustível.

Os principais poluentes encontrados nos gases de combustão são óxidos de enxofre (SO_x), de nitrogênio (NO_x), e o material particulado (MP). No

caso das emissões de CO₂ e CH₄, responsáveis pelo efeito estufa, também é preocupante sendo objeto de estudo no mundo inteiro (Velázquez, 2000).

No caso de termelétrica a carvão mineral, além da poluição atmosférica, há poluição das águas devido aos sistemas de lavagem dos gases. Existe também a poluição do solo, não apenas em consequência da mineração, mas em função das cinzas que devem ser disponibilizadas em aterros (Coelho, 1999).

O problema mais crítico nas emissões de gases residuais da combustão é a não existência de equipamentos econômicos e práticos para evitá-las.

Além dos problemas referentes aos impactos ambientais na geração termelétrica não serem considerados no sentido de evitá-los e sim de minimizá-los, não existem equipamentos econômicos e práticos para evitar as emissões de dióxido de carbono, um dos principais poluentes, e com o objetivo de minimizar os danos, são geralmente feitas propostas de plantações das florestas (Coelho, 1999; Velázquez, 2000).

5.2.3 IMPACTOS AMBIENTAIS NA GERAÇÃO NUCLEAR

Os impactos ambientais mais importantes na geração nuclear são:

- emissões de rotina nas operações da usina nuclear;
- riscos de acidentes catastróficos, tal como ocorrido em Chernobyl e ilha de Três Milhas;
- médio e baixo nível de desperdício;
- proliferação de energia nuclear para propósitos militares;
- lixo atômico e
- desmontes.

Além dos problemas citados acima a geração nuclear provoca também a destruição da fauna aquática, devido ao sistema de refrigeração utilizar comumente águas de rios e mares, gerando a morte de peixes devido ao superaquecimento das águas ao redor da usina nuclear. O ciclo de combustível nuclear causa emissões de dióxido de carbono durante a mineração do urânio, a fabricação do combustível e a construção da usina.

Os resíduos radioativos do processo são ainda objeto de discussão, mesmos nos países desenvolvidos, que utilizam usinas nucleares. Como exemplo podemos citar a usina nuclear de Angra I, que ao final de sua vida útil, terá gerado aproximadamente 700 toneladas de combustíveis irradiados. No caso de Angra II serão geradas aproximadamente 1400 toneladas (Velázquez, 2000).

5.3 IMPACTOS AMBIENTAIS GERADOS NA COGERAÇÃO A GÁS NATURAL

Dentre os combustíveis fósseis o gás natural é o que polui menos (Tabela 3). Sua baixa capacidade poluidora pode ser notada quando comparada com os outros combustíveis de origem fósseis. O gás natural emite quantidades bastante reduzidas de óxido de enxofre, pois praticamente não contém enxofre, entretanto, as emissões de NO_x, bastante elevadas. Como a combustão de gás natural não exige sistemas de lavagem nem produz cinzas, não é necessário ser considerada a poluição de solo e de águas, apenas a atmosfera (Coelho, 1999).

Tabela 3 - Valores das Emissões Específicas para os Combustíveis Fósseis

Poluentes	Emissões específicas Óleo Combustível (kg / 10 ⁶ kcal)*****	Emissões específicas Madeira *** (25% de umidade) (lb / t)	Emissões específicas Gás Natural**** (kg / m ³)
SO ₂	3,507*	-	-
NO _x	0,800**	-	0,00677
MP	0,240**	6,6	-
CO	0,015**	-	0,001161
VOC	-	1,34	-

Fontes: *calculado em COELHO, 1999, para o óleo combustível nacional.

**calculado em FURNARI e VERGNHAGNINI, 1997.

***EPA, 1985.

****MENDES, 1996.

6.0 ESTUDO DE CASO: VIABILIDADE PARA COGERAÇÃO EM UM HOSPITAL

6.1 INTRODUÇÃO

O segmento de hospitais possui grande destaque por ser um tipo de empreendimento indispensável à sociedade e de crescimento acentuado nos últimos tempos, principalmente os de iniciativa privada.

Na grande maioria das reformas e ampliações, tem se observado uma grande oportunidade de melhoria na eficiência energética, já que grande parte dos hospitais possui centrais de ar condicionado elétricas obsoletas, as quais foram concebidas quando o custo da energia elétrica no país era relativamente barato.

Pretendemos apresentar um estudo de melhoria na eficiência energética de um hospital antigo, modernizando a central de ar condicionado e instalando um grupo motogerador para produção de energia elétrica.

Não foi autorizada a divulgação do nome do hospital pelos responsáveis do empreendimento.

6.2 OBJETIVO

Nossa proposta é elaborar um balanço energético de acordo com as demandas elétricas e térmicas do empreendimento, configurando assim uma pequena planta de cogeração com chillers por absorção e motogerador a gás natural.

Os objetivos principais do estudo são:

- 1º) Auto-suficiência na produção de energia elétrica e térmica;
- 2º) Redução do custo operacional do empreendimento.

6.3 ESCOLHA DO HOSPITAL

É um complexo hospitalar localizado em São Paulo. Este complexo é composto por várias edificações antigas com sistema de ar condicionado em

algumas áreas vitais, sendo na sua maioria, equipamentos ineficientes e antigos.

O hospital está passando por uma série de reformas, onde se pretendem condicionar áreas de internação, recepção, salas cirúrgicas nos três prédios existentes no local. Para esta reforma a princípio foi estabelecido sistema de ar condicionado tipo central elétrica parafuso condensação a água. Esta implementação implicaria em um aumento de aproximadamente 1 MW de energia elétrica.

Sendo assim, escolhemos este hospital, com objetivo de apresentar uma alternativa de cogeração composta por motogeradores, chiller por absorção e chiller elétrico em substituição a solução de ar condicionado elétrico.

6.4 DESCRIÇÃO E CARACTERÍSTICAS DO HOSPITAL

É um hospital de porte especial, para tratamento de doenças de alta complexidade, que atende diariamente mais de 4.500 pacientes ambulatoriais e 1.200 pacientes no Pronto-Socorro, e é responsável, na Grande São Paulo, pela cobertura de uma área que abrange mais de 5 milhões de habitantes, além de atender pacientes oriundos de outros estados da federação.

Contando com 743 leitos, oferece o que há de melhor em termos de tecnologia e a sua expansão ocorreu com o crescimento da medicina atendendo a grande demanda de pacientes que necessitam dos seus serviços.

6.5 METODOLOGIA

Baseado nas premissas do sistema, efetuamos os cálculos das utilidades para condicionar os três blocos do complexo. Com os dados das utilidades necessárias (energia elétrica e ar condicionado) elaboramos duas soluções:

Solução A:

- Energia elétrica comprada da concessionária eletropaulo;

- Sistema de ar condicionado elétrico novo.



Concessionária energia elétrica + Ar Condicionado elétrico

Solução B:

- Produção de energia elétrica através de motogerador a gás natural;
- Complemento de energia elétrica da concessionária quando o gerador estiver parado;
- Sistema de ar condicionado por absorção novo;
- Sistema de ar condicionado elétrico novo.



Conc. EE + Motogerador + AC Absorção + AC Elétrico

Pretendemos demonstrar através dos custos operacionais que a solução B é a melhor solução através do estudo de viabilidade técnica e econômica.

6.6 RESULTADOS ESPERADOS

1. Maior flexibilidade operacional, podendo gerar água quente para o hospital;
2. Redução significativa da demanda e consumo de energia elétrica;
3. Simplificação da manutenção;
4. Redução dos custos operacionais na produção de frio, água quente e energia elétrica;
5. Menor nível de ruído na central de água gelada (CAG);

6. Redução da potência instalada para 500 kW;
7. Disponibilização da energia elétrica para outras utilidades do empreendimento;
8. Redução significativa da infra-estrutura de fornecimento de energia elétrica (cabearamento, subestação de energia, etc.);
9. Redução da dependência da energia elétrica, diminuindo a necessidade de investimentos em geradores de energia elétrica;
10. Custo Final de Operação da solução a gás natural menor ao sistema convencional, devendo ampliar conforme forem dados os novos aumentos de EE;
11. Auto-suficiência na produção de energia elétrica e paralelismo com a concessionária;
12. Melhora na qualidade da Energia Elétrica.

6.7 PREMISSAS

6.7.1 CONTRATO DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO EMPREENDIMENTO

Concessionária:	Eletropaulo	<u>Demanda de Energia Elétrica</u>	
Classificação:	A4 Verde	Ponta:	1.251 kW
Consumo anual:	7.840.903 kWh	Fora de Ponta:	1.940 kW

6.7.2 CARGA TÉRMICA

Baseado nos três prédios do hospital, estimamos a carga térmica conforme tabela abaixo:

Edifício I			Edifício II		
Pavimento	Descrição	C.T. (TR)	Pavimento	Descrição	C.T. (TR)
3º Subsolo	Garagens	0,0	1º Subsolo	Acelerador	3,4
2º Subsolo	Garagens	0,0		Física	0,6
1º Subsolo	Estoque Materiais	2,8		Controle	0,4
	Almoxarifado	0,9		Awity	1,4
	Preparo	1,1		Tratamento	0,9
	Preparo	0,5		Pesquisa	0,5
	Saída de Materiais	0,9		Secret.	0,7
	Expurgo	2,4		Radio	2,0
	Gerência	0,8		Farmácia	1,2
	Estoque	2,7		Estoque	1,0
	Abastecimento	0,4		Almoxarifado	2,3
	Cozinha	14,0		Outras Áreas	8,0
Térreo	Hall + Receptivo	9,4	Térreo		56,7
	Outras Áreas	9,9	1º Pavimento		87,0
1º Pavimento	Enfermaria	13,7	2º Pavimento		54,8
2º Pavimento	Laboratório	16,0	3º Pavimento		54,8
3º Pavimento	Exames	16,0	4º Pavimento		45,7
4º Pavimento	Farmácia e Administração	16,0	5º Pavimento	Centro Cirúrgico	50,6
5º Pavimento	Centro Cirúrgico	17,8	6º Pavimento	Enfermaria	34,8
6º Pavimento	Enfermaria	13,9	7º Pavimento	Enfermaria	34,8
7º Pavimento	Enfermaria	13,9	8º Pavimento	Centro Cirúrgico	44,4
8º Pavimento	Enfermaria	13,9	9º Pavimento	UTI	33,4
9º Pavimento	Enfermaria	13,9	10º Pavimento	Enfermaria + UTI	50,0
10º Pavimento	Enfermaria	13,9	11º Pavimento	Enfermaria + UTI	35,0
11º Pavimento	Enfermaria	13,9			604,1
12º Pavimento	Enfermaria	13,9			
13º Pavimento	Enfermaria	13,9			
14º Pavimento	Enfermaria	13,9			
15º Pavimento	Auditório	6,7			
	Refetório	7,0			
	Outras Áreas	5,3			
		269,5			

Tabela 5: Carga Térmica nos três prédios do Hospital.

Prédio	Carga Térmica (TR)
Edifício I	269,5
Edifício II	604,1
Edifício III	225,0
Carga Térmica Total	1.098

Considerando um fator de simultaneidade de aproximadamente 91%, adotamos carga térmica total = 1.000 TR.

6.8 EQUIPAMENTOS ADOTADOS



Chiller Elétrico Parafuso condensação a Água

Rendimento: 1,02 kW/TR (Inclui bombas e Torre)



Motogerador à Gas Natural

Rendimento: 37,3%

PCI GN: 8.560 kcal/m³

Consumo: 0,269349 m³/kW



Motogerador à Diesel

Back-up e Partida



Chiller por Absorção à Água Quente

COP: 0,72 kW/i kW

Consumo: 4,884722 kW/TR



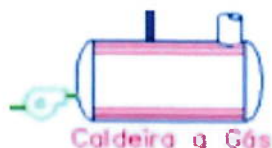
Caldeira de Recuperação

Produz Água quente a partir dos Gases de Exaustão



Trocador de Calor de Placas

Produz Água quente a partir de Vapor a 8 bar



Caldeira Geradora de Vapor Existente

Fluxograma do processo



Figura 21: Solução A.

6.8.1 CONSIDERAÇÕES SOLUÇÃO A

A demanda total de Energia Elétrica de 2.960 KW será suprida pela concessionária de energia elétrica local, onde:

- Todo o ar condicionado será provido por equipamentos elétricos novos, consumindo 1020 kW da demanda;
- As cargas próprias (iluminação, elevadores, equipamentos hospitalar e etc.) consumirão o restante da demanda, 1940 kW. Neste caso estamos

considerando o deslocamento do sistema de ar condicionado antigo para propiciar disponibilidade de crescimento em carga própria;

- Esta solução apresenta uma melhora na eficiência, pois estaremos substituindo os equipamentos antigos (ineficientes) por outros com tecnologia mais avançada (eficientes);
- Em função do condicionamento de ar em áreas que não possuíam ar condicionado, a demanda de energia elétrica deverá ser recontratada de 1940 kW (atual) para 2960 kW (nova);

Nesta configuração o hospital ficará totalmente dependente da concessionária de energia elétrica.

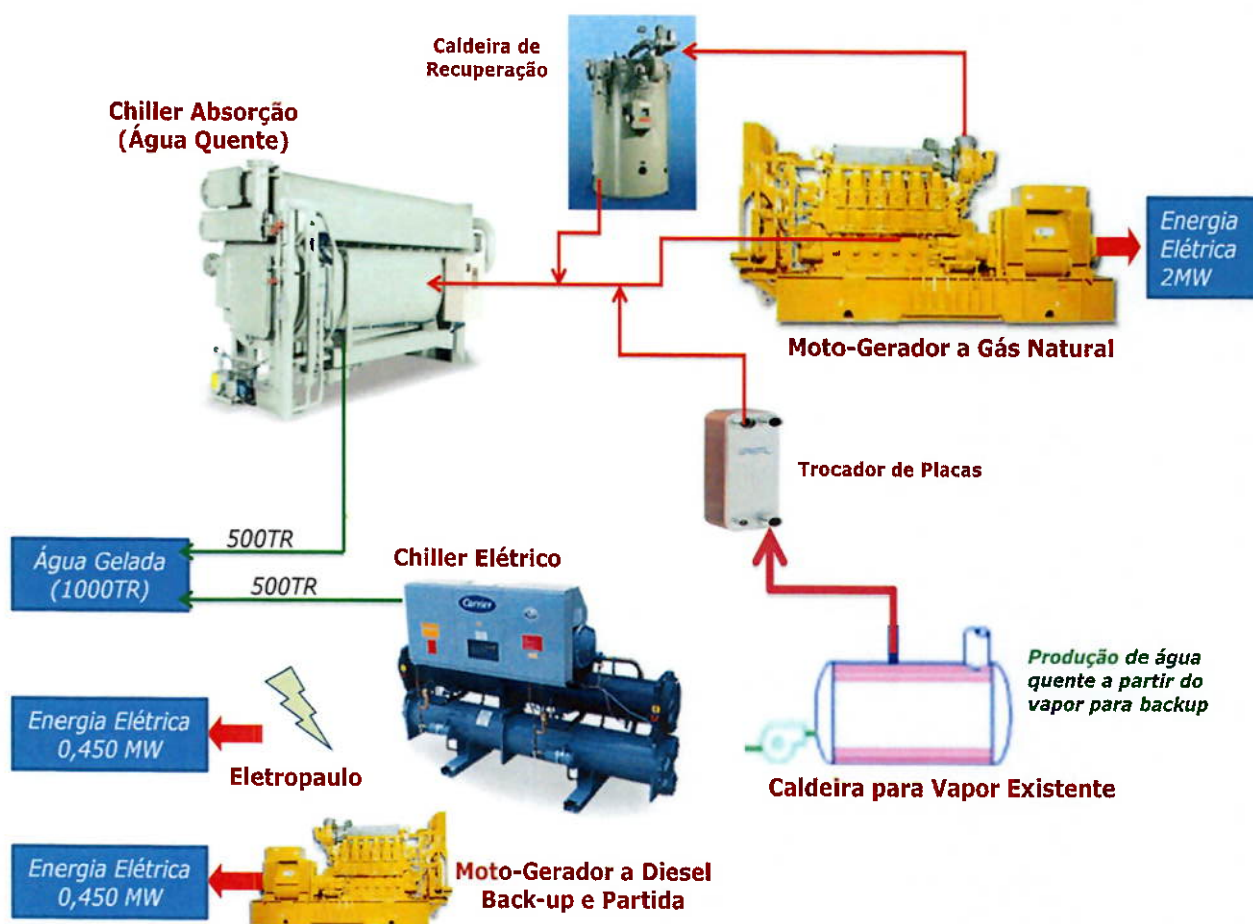


Figura 22: Ilustração Solução A.

6.8.2 CONSIDERAÇÕES SOLUÇÃO B

A demanda total de energia elétrica de carga própria de 1.940 kW será suprida pelo motogerador a gás natural que possui capacidade de 2.055 kW.

Com o rejeito térmico do motogerador (gases de exaustão e calor do arrefecimento do bloco do motor) será produzida água quente (energia) que será bombeada ao chiller por absorção (equipamento capaz de produzir frio a partir de uma fonte quente) que por sua vez, produzirá 500 TR de refrigeração.

Como a nova demanda de ar condicionado em função da carga térmica é de 1000 TR, os 500 TR restantes serão supridos por um chiller elétrico.

Como todo o cálculo é baseado na carga máxima, tanto de ar condicionado como carga própria, e sabemos que esta condição ocorre apenas 1% do período de funcionamento já que a operação toda compreende um período de sazonalidade (inverno x verão; ocupação mínima x máxima) gerando um perfil variável de consumo (figura abaixo). A idéia é suprir energia para todo o sistema de ar condicionado e carga própria através da queima do gás natural pelo motogerador na maior parte do tempo e esporadicamente, em períodos de ponta, utilizar a energia elétrica da concessionária (Eletropaulo).

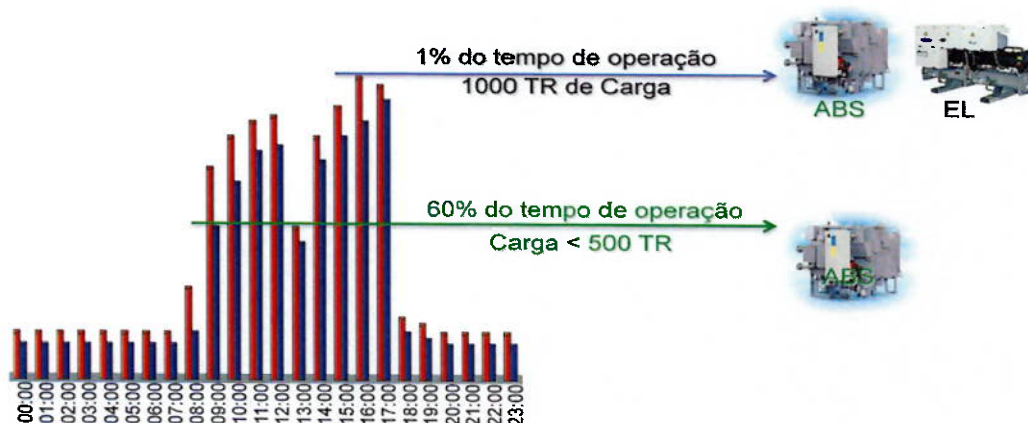


Figura 23: Gráfico Períodos de Ponta.

O motogerador a Diesel foi introduzido no sistema com três objetivos:

- I. Back-up de energia elétrica na falta da concessionária (Eletropaulo);
- II. Back-up para as cargas elétricas prioritárias na parada do motogerador;
- III. Na partida do sistema, devido ao retardo de cerca de 1 minuto para o gerador a gás assumir toda a carga elétrica, desta forma o gerador a Diesel pode assumir as cargas prioritárias em menos de 15 segundos;

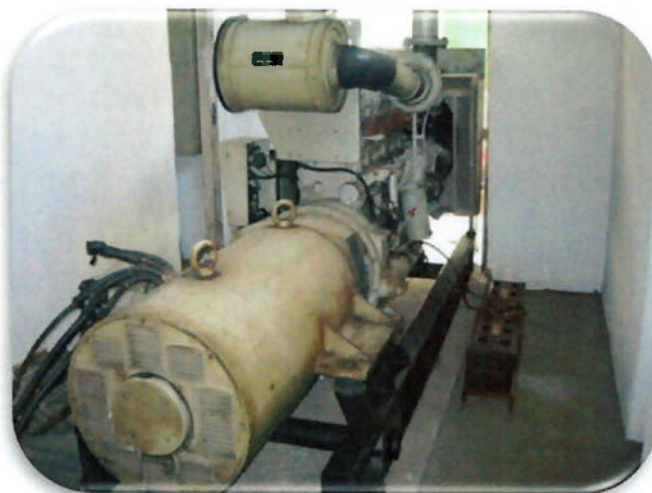


Figura 24: Moto-gerador a diesel.

Como o hospital possui uma caldeira de vapor de 5.000 kg/h (fotos abaixo). Nas paradas de manutenção do motogerador a gás a energia térmica (água quente) para tocar o chiller por absorção será suprida através da queima do gás natural na caldeira que produzirá vapor, e através de um trocador de placas produzirá a quantidade de água quente necessária para a geração dos 500 TR de refrigeração.

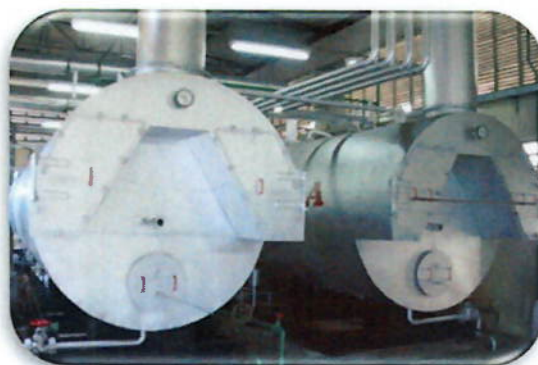


Figura 25: Caldeiras de Vapor.

Esta solução apresenta uma melhora na eficiência, pois estaremos substituindo os equipamentos antigos (ineficientes) por outros com tecnologia mais avançada (eficientes).

Apesar do condicionamento de ar em áreas que não possuíam ar condicionado, a demanda de 1.940 kW contratada de energia elétrica da concessionária será mantida como back-up do motogerador em paradas por manutenção ou falha.



Figura 26: Cabine Primária (Entrada de Força).

Nesta configuração o hospital diminuirá sua dependência da concessionária de energia elétrica, operando praticamente autônomo e usando a concessionária somente como back-up.

6.9 ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E FINANCEIRA

Estudo Financeiro	Solução A CHILLERS ELÉTRICOS	Solução B COGERAÇÃO
Acionamento/Condições	Eletropaulo - A4 Verde	Eletropaulo - A4 Verde
Carga Térmica (TR)	1000	1000
Capacidade dos Moto geradores a GN (kW)	-	2055
Capacidade dos Moto geradores a Diesel (kW)	450	450
Carga Térmica Anual (TR-h)	4.054.136	4.054.136
Energia Elétrica		
Demanda Ponta (KW)	2771	-
Demanda F.Ponta (KW)	2960	2000
Geração Energia Total (KWh)	-	8.686.054
Consumo Anual Ponta (KWh)	1.804.286	184.335
Consumo Anual F. Ponta (KWh)	10.171.835	2.855.041
Consumo Anual Total (KWh)	11.976.122	3.039.377
Custo Específico de EE (R\$/MWh)	R\$ 395	R\$ 395
Custo Anual EE (R\$)	R\$ 4.729.794	R\$ 1.200.358
Consumo de Gás Natural (ABS)		
Combustível		GN
Consumo Anual Geração (m3)		2.339.583
Custo Específico (R\$/m3)		R\$ 0,76776
Custo Anual (R\$)	R\$ 0	R\$ 1.796.231
Outras Despesas		
Água e Tratamento Químico	R\$ 268.599	R\$ 315.374
Manutenção dos moto geradores	R\$ 0	R\$ 304.012
Manutenção da CAG	R\$ 115.000	R\$ 92.000
Custo Total Anual	R\$ 5.113.393	R\$ 3.707.974
Economia Anual	REFERÊNCIA	R\$ 1.405.419
Investimento em Chillers	R\$ 1.050.000	R\$ 1.066.400
Investimento na Caldeira de Recuperação	R\$ -	R\$ 130.000
Investimento em Grupo Geradores	R\$ 263.250	R\$ 2.614.170
Investimento em SE/CAG	R\$ 300.000	R\$ 100.000
Investimento Total	R\$ 1.613.250	R\$ 3.910.570
INVESTIMENTO ADICIONAL	REFERÊNCIA	R\$ 2.297.320,00

Tabela 6: Estudo Financeiro.

Observações sobre o estudo

As estimativas de carga térmica anual demandam o consumo na ponta e fora de ponta, bem como a geração de energia, foram definidas a partir do perfil de operação do sistema que obedecem a uma curva de carga gerando um custo específico de energia elétrica para o sistema A e outro para o sistema B.

As despesas com tratamento químico foram estimadas a partir de pesquisas com plantas existentes em outras obras.

As despesas com reposição de água foram calculadas com base na vazão horária de água da torre de resfriamento e na taxa de vaporização na região de São Paulo. Foi considerada uma tarifa de R\$10,00/m³ para a água.

As despesas com manutenção anual foram estabelecidas a partir de consulta a empresas contratadas para manutenção e operação de obras similares.

As estimativas de investimento para aquisição dos equipamentos e instalações também foram estimadas a partir de consulta a fabricantes e Instaladoras.

6.9.1 CONSUMO DE GÁS NATURAL

$$\text{Consumo de Gás} = 0,269349 \text{ m}^3/\text{kW} * 8.686.054 \text{ kW}$$

$$\text{Consumo de Gás} = 2.339.583 \text{ m}^3$$

$$\text{Custo Anual} = 2.339.583 \text{ m}^3 * 0,76776 \text{ R\$/m}^3$$

$$\text{Custo Anual} = \text{R\$ 1.796.231}$$

Custo do gás segundo deliberação ARSESP (Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo) 063 de 29/05/09, com vigência a partir de 31/05/09.

6.9.2 RESUMO DO ESTUDO DE VIABILIDADE FINANCEIRA

$$\text{Custo operacional Solução A} = \text{R\$ 5.113.393}$$

$$\text{Custo operacional Solução B} = \text{R\$ 3.707.974}$$

$$\text{Economia anual Solução B} = \text{R\$ 1.405.419}$$

$$\text{Investimento Inicial Solução A} = \text{R\$ 1.613.250}$$

$$\text{Investimento Inicial Solução B} = \text{R\$ 3.910.570}$$

$$\text{Investimento adicional Solução B} = \text{R\$ 2.297.320}$$

6.10 ANÁLISE ECONÔMICA

Considerando como premissas os dados abaixo, seguem os cálculos:

Taxa de atratividade: **15%**

Taxa de depreciação: **10%**

Vida útil do sistema: **20 anos**

		Custo Oper.		Inv. Inicial		Inv. Adicional			
Solução A		5.113.393	Economia	1.613.250					
Solução B		3.707.974	1.405.419	3.910.570		2.297.320			
		PayBack Simples	1,6	Taxa Desc.		15,00%			
		PayBack Descontado	2,8	VPL		R\$ 4.175.981			
Anos	Economia	Depreciação	Ganho	IRPJ (34%)	Ganho Liq	FC Livre	VPs		
1	R\$ 1.405.419	R\$ 391.057	R\$ 1.014.362	R\$ 344.883	R\$ 669.479	R\$ 1.060.536	R\$ 922.205	-R\$ 2.297.320	
2	R\$ 1.405.419	R\$ 391.057	R\$ 1.014.362	R\$ 344.883	R\$ 669.479	R\$ 1.060.536	R\$ 801.918	-R\$ 1.375.115	
3	R\$ 1.405.419	R\$ 391.057	R\$ 1.014.362	R\$ 344.883	R\$ 669.479	R\$ 1.060.536	R\$ 697.320	-R\$ 573.197	
4	R\$ 1.405.419	R\$ 391.057	R\$ 1.014.362	R\$ 344.883	R\$ 669.479	R\$ 1.060.536	R\$ 606.365	R\$ 124.122	
5	R\$ 1.405.419	R\$ 391.057	R\$ 1.014.362	R\$ 344.883	R\$ 669.479	R\$ 1.060.536	R\$ 527.274	R\$ 730.487	
6	R\$ 1.405.419	R\$ 391.057	R\$ 1.014.362	R\$ 344.883	R\$ 669.479	R\$ 1.060.536	R\$ 458.499	R\$ 1.257.761	
7	R\$ 1.405.419	R\$ 391.057	R\$ 1.014.362	R\$ 344.883	R\$ 669.479	R\$ 1.060.536	R\$ 398.695	R\$ 1.716.260	
8	R\$ 1.405.419	R\$ 391.057	R\$ 1.014.362	R\$ 344.883	R\$ 669.479	R\$ 1.060.536	R\$ 346.691	R\$ 2.114.955	
9	R\$ 1.405.419	R\$ 391.057	R\$ 1.014.362	R\$ 344.883	R\$ 669.479	R\$ 1.060.536	R\$ 301.470		
10	R\$ 1.405.419	R\$ 391.057	R\$ 1.014.362	R\$ 344.883	R\$ 669.479	R\$ 1.060.536	R\$ 262.148		
11	R\$ 1.405.419		R\$ 1.405.419	R\$ 477.842	R\$ 927.577	R\$ 927.577	R\$ 199.376		
12	R\$ 1.405.419		R\$ 1.405.419	R\$ 477.842	R\$ 927.577	R\$ 927.577	R\$ 173.371		
13	R\$ 1.405.419		R\$ 1.405.419	R\$ 477.842	R\$ 927.577	R\$ 927.577	R\$ 150.757		
14	R\$ 1.405.419		R\$ 1.405.419	R\$ 477.842	R\$ 927.577	R\$ 927.577	R\$ 131.093		
15	R\$ 1.405.419		R\$ 1.405.419	R\$ 477.842	R\$ 927.577	R\$ 927.577	R\$ 113.994		
16	R\$ 1.405.419		R\$ 1.405.419	R\$ 477.842	R\$ 927.577	R\$ 927.577	R\$ 99.125		
17	R\$ 1.405.419		R\$ 1.405.419	R\$ 477.842	R\$ 927.577	R\$ 927.577	R\$ 86.196		
18	R\$ 1.405.419		R\$ 1.405.419	R\$ 477.842	R\$ 927.577	R\$ 927.577	R\$ 74.953		
19	R\$ 1.405.419		R\$ 1.405.419	R\$ 477.842	R\$ 927.577	R\$ 927.577	R\$ 65.176		
20	R\$ 1.405.419		R\$ 1.405.419	R\$ 477.842	R\$ 927.577	R\$ 927.577	R\$ 56.675		
							R\$ 6.473.301		
	B	C	D	E	F	G	H	I	

B = Custo Operacional "A" - Custo Operacional "B"

C = Inv. Inicial "B" * 10%

D = Economia - Depreciação

E = Ganho * 34%

F = Ganho - IRPJ

G = Ganho Liq. + Depreciação

H = Cálculo do VP de cada ano

I = Amortização do Investimento adicional

Tabela 7: Análise Econômica.

Cálculo da TIR:

Aplicando o recurso do Excel "atingir meta" para VPL = 0:

		Custo Oper.		Inv. Inicial		Inv. Adicional			
Solução A		5.113.393	Economia	1.613.250					
Solução B		3.707.974	1.405.419	3.910.570		2.297.320			
PayBack Simples			1,6	Taxa Desc.		46,01%			
PayBack Descontado			8,0	VPL		R\$ 0			

Anos	Economia	Depreciação	Ganho	IRPJ (34%)	Ganho Liq	FC Livre	VPs	-R\$ 2.297.320
1	R\$ 1.405.419	R\$ 391.057	R\$ 1.014.362	R\$ 344.883	R\$ 669.479	R\$ 1.060.536	R\$ 726.336	-R\$ 1.570.984
2	R\$ 1.405.419	R\$ 391.057	R\$ 1.014.362	R\$ 344.883	R\$ 669.479	R\$ 1.060.536	R\$ 497.450	-R\$ 1.073.535
3	R\$ 1.405.419	R\$ 391.057	R\$ 1.014.362	R\$ 344.883	R\$ 669.479	R\$ 1.060.536	R\$ 340.691	-R\$ 732.843
4	R\$ 1.405.419	R\$ 391.057	R\$ 1.014.362	R\$ 344.883	R\$ 669.479	R\$ 1.060.536	R\$ 233.331	-R\$ 499.512
5	R\$ 1.405.419	R\$ 391.057	R\$ 1.014.362	R\$ 344.883	R\$ 669.479	R\$ 1.060.536	R\$ 159.803	-R\$ 339.709
6	R\$ 1.405.419	R\$ 391.057	R\$ 1.014.362	R\$ 344.883	R\$ 669.479	R\$ 1.060.536	R\$ 109.445	-R\$ 230.263
7	R\$ 1.405.419	R\$ 391.057	R\$ 1.014.362	R\$ 344.883	R\$ 669.479	R\$ 1.060.536	R\$ 74.956	-R\$ 155.307
8	R\$ 1.405.419	R\$ 391.057	R\$ 1.014.362	R\$ 344.883	R\$ 669.479	R\$ 1.060.536	R\$ 51.336	-R\$ 103.971
9	R\$ 1.405.419	R\$ 391.057	R\$ 1.014.362	R\$ 344.883	R\$ 669.479	R\$ 1.060.536	R\$ 35.159	-R\$ 68.812
10	R\$ 1.405.419	R\$ 391.057	R\$ 1.014.362	R\$ 344.883	R\$ 669.479	R\$ 1.060.536	R\$ 24.079	-R\$ 44.733
11	R\$ 1.405.419		R\$ 1.405.419	R\$ 477.842	R\$ 927.577	R\$ 927.577	R\$ 14.424	-R\$ 30.309
12	R\$ 1.405.419		R\$ 1.405.419	R\$ 477.842	R\$ 927.577	R\$ 927.577	R\$ 9.879	-R\$ 20.430
13	R\$ 1.405.419		R\$ 1.405.419	R\$ 477.842	R\$ 927.577	R\$ 927.577	R\$ 6.766	-R\$ 13.665
14	R\$ 1.405.419		R\$ 1.405.419	R\$ 477.842	R\$ 927.577	R\$ 927.577	R\$ 4.634	-R\$ 9.031
15	R\$ 1.405.419		R\$ 1.405.419	R\$ 477.842	R\$ 927.577	R\$ 927.577	R\$ 3.173	-R\$ 5.858
16	R\$ 1.405.419		R\$ 1.405.419	R\$ 477.842	R\$ 927.577	R\$ 927.577	R\$ 2.173	-R\$ 3.684
17	R\$ 1.405.419		R\$ 1.405.419	R\$ 477.842	R\$ 927.577	R\$ 927.577	R\$ 1.489	-R\$ 2.196
18	R\$ 1.405.419		R\$ 1.405.419	R\$ 477.842	R\$ 927.577	R\$ 927.577	R\$ 1.019	-R\$ 1.176
19	R\$ 1.405.419		R\$ 1.405.419	R\$ 477.842	R\$ 927.577	R\$ 927.577	R\$ 698	-R\$ 478
20	R\$ 1.405.419		R\$ 1.405.419	R\$ 477.842	R\$ 927.577	R\$ 927.577	R\$ 478	R\$ 0
							R\$ 2.297.320	
	B	C	D	E	F	G	H	I

B = Custo Operacional "A" - Custo Operacional "B"
C = Inv. Inicial "B" * 10%
D = Economia - Depreciação
E = Ganho * 34%
F = Ganho - IRPJ
G = Ganho Liq. + Depreciação
H = Cálculo do VP de cada ano
I = Amortização do Investimento adicional

Tabela 8: Cálculo da Taxa Interna de Retorno (TIR).

Conclusão:

Payback simples: **1,6 anos**

Payback descontado: **2,8 anos**

Valor Presente Líquido (VPL): **R\$ 4.175.981** (positivo)

Taxa Interna de Retorno (TIR): **46,01%** (maior que a taxa de atratividade)

A solução B, cogeração, é a melhor solução do ponto de vista econômico.

6.11 CONCLUSÃO DO ESTUDO DE CASO

Com foco nas premissas, desenvolvemos duas soluções para melhoria da eficiência energética do empreendimento citado ou a substituição dos equipamentos antigos por equipamentos similares novos, denominado neste estudo como solução A ou a construção de uma planta de cogeração a gás natural denominado como solução B.

Após análise dos resultados dos estudos técnicos e econômicos, concluímos que a solução B, implantação de uma cogeração, com produção de frio (ar condicionado) e energia elétrica para carga própria (elevadores, iluminação e equipamentos hospitalares), a partir da queima do gás natural obteve o melhor desempenho técnico, devido a modernização do empreendimento, com ganho de eficiência energética, garantia de fornecimento de energia elétrica de qualidade e condicionamento térmico adequado as normas vigentes e econômico, devido proporcionar, maior desempenho ao hospital com a redução dos custos operacionais, frente à solução A. Mesmo com um investimento alto para a implantação da solução B, o retorno sobre o mesmo se torna muito atrativo conforme os dados a seguir: Payback simples: 1,6 anos, Payback descontado: 2,8 anos, Valor Presente Líquido (VPL) descontando o fluxo de caixa em 15%: R\$ 4.175.981, Taxa Interna de Retorno (TIR) para VPL = 0: 46,01%.

7 CONCLUSÃO DO TRABALHO

Este trabalho analisa a cogeração de energia a gás natural, para que o setor terciário atinja a auto-suficiência em geração de eletricidade.

No momento, no Brasil, as preocupações maiores dos consumidores de eletricidade do setor terciário, são com a confiabilidade do sistema, com a qualidade da energia fornecida e, além disso, com os preços que estão sendo ou vão ser praticados tanto do barril do petróleo como da energia elétrica fornecida pelas concessionárias. Os consumidores ainda desconhecem alternativas de escolhas de outras fontes de energia confiáveis, duradouras e estáveis.

O cenário esperado para o setor elétrico, nos próximos três a quatro anos, é de:

- estagnação ou pequeno crescimento da demanda de energia elétrica;
- expectativa de elevação de tarifas da matriz energética com volatilidade de preços;
- oferta crescente de gás natural e
- forte pressões ambientais.

Neste cenário, aparece, como uma das soluções mais rápidas, confiáveis e econômicas, para o atendimento das necessidades energéticas (quantidade e qualidade) de curto prazo, a geração localizada através das tecnologias de energia distribuída, principalmente baseada em gás natural.

A geração a gás natural é uma das que menos polui o meio ambiente. As preocupações com alternativas de geração através de energia distribuída são de outra natureza. A economia e as vantagens obtidas com o uso destes sistemas ainda são pouco conhecidas no Brasil. O consumidor também não está habituado com as novas tecnologias de geração (por exemplo, turbinas a gás ou microturbinas). Estas são preocupações que não devem permanecer. Outros países já utilizam as novas tecnologias a gás natural e as mesmas vieram para ficar, não apenas pela eficiência, mas pela confiabilidade e relação custo benefício das mesmas.

O que se pode deduzir de imediato é que o mercado, de agora em diante e por alguns anos, terá a alternativa de buscar novas soluções

energéticas para gerar ou cogerar com gás natural, no local da fábrica, nos prédios comerciais ou mesmo nos empreendimentos residenciais, como forma segura de energia, sem perda de competitividade, interrupções ou prejuízos.

O que se pode adiantar também é que este mercado, antes restrito a comprar esta energia apenas da concessionária local, agora poderá optar entre comprá-la, e ficar dependente de um sistema com confiabilidade restrita ou gerar localmente, em escala interessante, de maneira segura e confiável, independente da rede.

No entanto, quando se considera a implementação de restrições as emissões de poluentes atmosféricos, a necessidade de garantir auto-suficiência energética, com qualidade e confiabilidade, de limitar as conseqüências da elevação no preço do petróleo e energia elétrica fornecida pelas concessionárias, e as recentes descobertas do gás natural, a cogeração mostra-se como estratégia promissora para os próximos anos, contribuindo assim para aumentar, simultaneamente, a eficiência e a autonomia energética do País.

8 BIBLIOGRAFIA E REFERÊNCIAS

Coelho, S. T., **Mecanismo para Implementação da Cogeração de Eletricidade a partir de Biomassas. Um Modelo para o Estado de São Paulo** (Dissertação de Mestrado), USP, 1999.

Guimarães, E. T., **Cogerar Sistemas de Energia**. FAAP, São Paulo, 1999.

Martins, A. R. S., **Estudo do Potencial de Cogeração da Indústria Petroquímica no Brasil**, (Dissertação de Mestrado), EFEI, Itajubá, 1996.

Meuleman, J. A., **Cogeneration installation protection and control of the electric utility**, ASRHA Winter Meeting, San Francisco, January, 1986.

Nogueira, L. A. H., **Cogeração - Uma Introdução**, EFEI, Itajubá, 1994.

Nogueira, L. A. H.; Santos, A. H. M., **Aplicação do Método da Convolução na Estimativa do Comportamento Energético de Sistemas de Cogeração**, II Encontro Nacional de Ciências Térmicas, ENCIT/88, Associação Brasileira de Ciências Mecânicas, Águas de Lindóia, 1988.

Oliveira, A., **Cogeração no Estado do Rio de Janeiro: Oportunidades e Desafios**, Instituto de Economia Industrial, UFRJ, Rio de Janeiro, 1995.

Rodrigues, L. A. G., **Produção e Manuseio de Gás Natural**. São Paulo, 1999.

Roukens, G., **Challenges and Opportunities for Gas Turbines in Europe, Netherlands Ministry for Environment, Solar Turbomachinery Technology Seminar**, San Diego, CA, 1992.

Soares, R. B. R., **Introdução à Avaliação de Impactos Ambientais**, Texto de Graduação do Curso de Ecologia, Unesp, 1989.

Solt, J. C., **Analysis of prime movers for internal combustion Cogeneration plants**, ASRHA Winter Netting. San Francisco, January, 1986.

Tauk, S. M., **Análise Ambiental: Uma Visão Multidisciplinar**, Unesp, 1986.

Tito, E., **O que é cogeração**, Brasil Energia, agosto, N 158, São Paulo, 1993.

Velázquez, S. M. G.; **A Cogeração de Energia no Segmento de Papel e Celulose: Contribuição a Matriz Energética do Brasil** (Dissertação de Mestrado), USP, São Paulo, 2000.

Walter, A.C. S.; Bajay, S. V.; Nogueira, L. A.; **"Método de Alocação de Custos Comuns em Instalações de Cogeração"**, XI Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica, Associação Brasileira de Ciências Mecânicas, São Paulo, 1991.

Merícia, J. G., **Controle de uma Microturbina a Gás com Câmara de Combustão de Baixa Emissão de NOx** (Dissertação de Mestrado), ENM/FT/UnB, Ciências Mecânicas, 2007.

Dill, G. k., **Análise da Operação de Células Combustíveis e Microturbinas a Gás em Sistemas de Potência** (Dissertação de Mestrado), PUCRS, Engenharia Elétrica, 2008.

Romanos, R. R., **Estudo de Viabilidade Técnica de uma Bancada de Cogeração Baseada em uma Microturbina a Gás Natural** (Trabalho Técnico Científico), Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, IBP, 2005.

Oliveira, J. L. A., **Sistemas de Cogeração** (Trabalho Técnico Científico), Escola de Engenharia Elétrica, UFG, 2003.

Atlas de Energia Elétrica do Brasil / Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil) - 3ª Edição – Brasília: ANEEL 2008.

Endereço: www.aneel.gov.br

Acesso em Junho 2009.

Plano Nacional de Energia 2030 / Ministério de Minas e Energia; Brasil.

Colaboração Empresa de Pesquisa Energética, Brasília: MME: EPE, 2007.

Endereço: www.epe.gov.br

Acesso em Junho 2009.

Balanco Energético Nacional / Empresa de Pesquisa Energética

Endereço: www.epe.gov.br

Acesso em Junho 2009.

Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2008.

Endereço: www.epe.gov.br

Acesso em Junho 2009.

Petróleo Brasileiro SA – Petrobras

Endereço: www.petrobras.com.br

Acesso em Maio de 2009.

Gasnet – O Site do Gás Natural

Endereço: www.gasnet.com.br

Acesso em Março de 2009.

Capstone Turbine Corporation

Endereço: www.capstoneturbine.com

Acessos em Agosto e Setembro de 2009.