

**MARINHA DO BRASIL  
DIRETORIA DE PORTOS E COSTAS  
ENSINO PROFISSIONAL MARÍTIMO**

**APMA**



**COGERAÇÃO APLICADA À SHOPPING CENTERS**

Monografia apresentada ao CIAGA

Como requisito parcial para a conclusão

do curso de Aperfeiçoamento de

Oficiais de Máquinas,

Por

William Ferreira Cummings

Orientadora: Elizabeth Fátima L. Borges

Rio de Janeiro

2012

# **D**edicatória

**D**edico este trabalho à minha **F**amília, que nos momentos cruciais souberam me dar todo apoio.

**E**m especial à minha **M**ãe querida, que embora não esteja mais nesse plano, continua sendo minha fonte de luz.

## **AGRADECIMENTOS**

A DEUS, QUE NUNCA ME FALTOU NAS HORAS MAIS DIFÍCEIS.

A MINHA ORIENTADORA PROFESSORA ELIZABETH, QUE MUITO ME AJUDOU A VENCER OS OBSTÁCULOS.

A TODO CORPO DOCENTE, QUE AO LONGO DESSA JORNADA MUITO CONTRIBUIU COM SEUS CONHECIMENTOS E EXPERIÊNCIAS.

À MINHA COMPANHIA, BRAM OFFSHORE, QUE PERMITIU QUE EU PARTICIPASSE, COM TRANQUILIDADE, DESSE CURSO.

AOS COLEGAS DE CURSO, PELA OPORTUNIDADE EM TROCAR EXPERIÊNCIAS, QUE CERTAMENTE FICARÃO MARCADAS PARA O RESTO DA VIDA.

## RESUMO

O presente trabalho tem como finalidade apresentar as principais características da cogeração, suas formas de aplicação em função da seqüência de utilização de energia, sua racionalidade e vantagens, não esquecendo de apresentar algumas de suas desvantagens.

Oferece também, uma visão da cogeração no mundo a partir da década de 50. Suas crises e apogeu. Os fatores que contribuíram para esses dois momentos, bem como sua inserção lenta e gradual no panorama nacional.

As tecnologias disponíveis e mais comumente utilizadas são discutidas buscando oferecer uma visão geral e atualizada do setor.

Os aspectos ambientais, também recebem lugar de destaque nesse trabalho.

Aqui, são abordados os principais poluentes; seus efeitos e o esforço que fabricantes e órgãos ambientais vem desenvolvendo para minimizá-los.

Como conclusão, aborda-se um caso exemplo. Com base nos resultados obtidos, verifica-se que a cogeração se apresenta como forte opção de aplicação em shopping centers. Gerando, além de economia, incentivos à utilização de sistemas cada vez mais, ecologicamente corretos.

## **LISTA DE FIGURAS**

- 1) Fig - 1. Sistema Topping Cycle
- 2) Fig - 2. Sistema Bottoming Cycle
- 3) Fig - 3. Sistema de Co-geração com Turbinas à Vapor e à Gás
- 4) Fig - 4. Sistema de Ciclo Combinado
- 5) Fig - 5. Balanço Energético para um Motor à explosão
- 6) Fig - 6. Fluxo de Energia nos Motogeradores à Gás
- 7) Fig - 7. Vista em Corte de um Motor à Gás
- 8) Fig - 8. Sistema de Ciclo Combinado, Conjugado com Unidades de Absorção
- 9) Fig - 9. Turbina de Único Eixo
- 10) Fig - 10. Turbina de Duplo Eixo
- 11) Fig - 11. Ciclo com Sopro Quente
- 12) Fig - 12. Ciclo STIG, (Steam Injection Gas Turbine Cycle)
- 13) Fig - 13. Ciclo com Injeção de Vapor
- 14) Fig - 14. Ciclo ICR, (Intercooled Regenerative Gas Turbine)
- 15) Fig - 15. Ciclo com Reaquecimento
- 16) Fig - 16. Curvas de Eficiência Térmica versus Potência das Turbinas à Gás
- 17) Fig - 17. Diagrama do equilíbrio e ciclo da Solução do Chiller

## **LISTA DE TABELAS**

- 1) Tabela Comparativa, Motores versus Turbina
- 2) Tabela com os Principais Poluentes
- 3) Tabela de Custos de Equipamentos e Tecnologias
- 4) Tabela de um Ciclo da Solução em uma Unidade Absorvedora.

## LISTA DE ABREVIATURAS

- 1) CFC - Cloro Fluor Carbono
- 2) GN - Gás Natural
- 3) QF - Qualified Facility
- 4) IPP - Independent Power Producer
- 5) CHP - Combined Heat And Power
- 6) ICMS - Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviço
- 7) IPI - Imposto Sobre Produtos Industrializados
- 8) Nox - Oxido de Nitrogênio
- 9) dB - Decibéis
- 10) TG - Turbina à Gás
- 11) MD - Motor Diesel
- 12) MG - Motor à Gás
- 13) NO<sub>2</sub> - Dióxido de Nitrogênio
- 14) LCD - Válvula de Controle de Nível
- 15) COP - Coeficiente de Performance
- 16) SO<sub>x</sub> - Oxido de Enxôfre
- 17) CO<sub>2</sub> - Dioxido de Carbono
- 18) ppm - Partícula por Milhão
- 19) DSR - Demanda Suplementar de Reserva
- 20) LiBr - Brometo de Lítio

## **LISTA DE SIGLAS**

- 1) MAE - Mercado Atacadista de Energia
- 2) NEA - National Energy Act
- 3) PURPA - Power Utilities Regulatory Policies Act
- 4) FUA - Power Plant And Industrial Fuel Use Act
- 5) NGPA - Natural Gas Police Act
- 6) NETA - National Energy Tax Act
- 7) NECPA - National Energy Conservation Policy Act
- 8) FERC - Federal Energy Regulatory
- 9) EUA - Estados Unidos da América
- 10) EPACT - Energy Policy Act.
- 11) ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.
- 12) ANP - Agência Nacional do Petróleo.

## **LISTA DE SÍMBOLOS**

- 1) MWh - Mega -Watt-hora
- 2) GWe - Giga-Watt-elétrico
- 3) W - Potência eletromecânica
- 4) Qu - Calor útil
- 5) Qc - Calor fornecido pelo combustível
- 6) Kpa - Quilo-Pascal
- 7) Kg - Quilo-grama
- 8) PSI - Libra por polegada quadrada
- 9) TR - Tonelada de Refrigeração
- 10)  $\eta$  - Rendimento

## SUMÁRIO

<b>CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO.....</b>	<b>09</b>
<b>CAPÍTULO II - ASPECTOS GERAIS</b>	
2.1 - Definição e Características Principais.....	11
2.2 - Racionalidade e Vantagens.....	14
2.3 - Co-geração no Mundo.....	15
2.4 - Co-geração no Brasil.....	19
<b>CAPÍTULO III - ESTADO DA ARTE</b>	
3.1 - Motor à explosão.....	22
3.2 - Agentes de Poluição.....	27
3.3 - Turbinas.....	29
3.4 - Caldeiras.....	43
3.5 - Unidade de Refrigeração por Absorção.....	45
<b>CAPÍTULO IV - CASO EXEMPLO: ILHA PLAZA SHOPPING.</b>	
4.1 - Apresentação.....	51
4.2 - Descrição da Instalação.....	51
4.3 - Operação do Sistema.....	52
4.4 - Avaliação Técnico-econômica.....	53
<b>CAPÍTULO V – CONCLUSÃO.....</b>	<b>56</b>
<b>REFERENCIA BIBLIOGRAFICA.....</b>	<b>57</b>



## CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO

Não foi apenas o governo quem deixou para última hora os investimentos para ampliar a geração de energia no País. Apesar dos riscos sinalizados por algumas vezes, expoentes do mercado. O setor privado também esperou demais para buscar alternativas ao fornecimento tradicional. Talvez contando com algum milagre vindo de Brasília, que não veio! O que vimos foi um grave colapso no abastecimento de energia devido aos baixos níveis dos reservatórios das hidroelétricas.

Devido à crise no abastecimento, o preço no Mercado Atacadista de Energia (MAE) disparou. A cotação média para fornecimento a consumidores de grande porte, fora do horário de ponta, dobrou em abril/2001, chegando a R\$ 140/ MWh, e acelerou em maio para R\$ 450/ MWh, nas regiões Sudeste, Centro - Oeste e Sul. Atingindo seu valor mais alto em junho/2001, R\$ 650 /MWh .

Diante do inevitável, empresas correram para evitar maiores prejuízos investindo em programas de redução de consumo e soluções alternativas, como: geração distribuída, co-geração ou locação de geradores. Do outro lado, fornecedores desses projetos aproveitaram os melhores momentos de um mercado em pleno aquecimento.

As soluções apresentadas pelo mercado foram as mais variadas. Desde projetos de pequeno e médio porte, até saídas mais simples e quase imediatas. Se antes a decisão era tomada principalmente com base no custo dos projetos, os critérios mais importantes passaram a envolver prazo de entrega e segurança do sistema.

Segundo a Eletrobras, cerca de 3% de nossa potência geradora de energia elétrica, ou seja 1,8 GWe, eram fornecidos por plantas de cogeração, enquanto 96% (58 GWe) eram oriundas de centrais hidroelétricas. Este último dado até o ano 1998, representava uma das barreiras a cogeração, pois o baixo custo de produção da energia de fonte hidroelétrica praticamente selava a opção por esta forma de geração de energia.

A partir da recente crise energética, o quadro se modificou. O País descobriu que não poderia ficar à mercê apenas de fenômenos meteorológicos. A energia eólica, solar, células de combustível e tantas outras formas de produção de energia, passaram a ocupar lugar de destaque nas mesas de reunião da Câmara de Gestão da Crise. A sociedade como um todo, respondeu com ações concretas à solicitação do governo, para metas pesadas e em muitos casos inexequíveis. O próprio governo de uma hora para outra acordou, e tentou através de promessas de investimentos maciços, resgatar o atraso de 10 anos de hibernação.

Foi com esse pano de fundo que o empresariado, assim como o governo, descobriu que existe um leque imenso de opções de se produzir energia. E as soluções não passam necessariamente, nesse ou naquele tipo de geração. Mas sim, dentro de um contexto mais amplo que leve em consideração, principalmente, o potencial de recursos naturais da região, tipo de combustível e recursos humanos.

Dessa forma, os shoppings que investirem em cogeração, estarão garantidos contra eventuais racionamentos, imunes em relação a futuros aumentos de preço de energia elétrica e certamente prestando um relevante serviço à sociedade, através da preservação do meio ambiente.

## CAPÍTULO II - ASPECTOS GERAIS

### 2.1 Definição e Características Principais

Segundo Edson Tito <sup>(1)</sup> podemos definir cogeração ‘Como um sistema que produz energia elétrica e térmica, simultaneamente e de forma seqüencial, a partir de um determinado combustível’; que tanto pode ser: óleo combustível, gás natural, como biomassa, entre outros.

A crescente disponibilidade do gás natural e o desenvolvimento técnico das turbinas e motores à gás, tem tornado os sistemas de cogeração extremamente eficientes, implicando na maioria dos projetos, a escolha desse insumo energético. O gás apresenta preços mais baixos, tanto no fornecimento como nos custos operacionais, sendo sua disponibilidade abundante no País. Conforme a Petrobras, trata-se de uma energia limpa, não poluente, pois queima totalmente sem deixar resíduos na atmosfera. Usado nos processos de climatização, elimina o uso de gases refrigerantes, como o CFC, banidos pelo Protocolo de Montreal, em setembro de 1987, por danificar a camada de ozônio.

O processo de cogeração é simples. Motores ou turbinas movidos à gás natural impulsionam um gerador que produz energia elétrica . Os gases oriundos da queima têm parte do seu calor recuperado em uma caldeira antes de serem descarregados para atmosfera. Isso permite produzir uma quantidade de vapor que pode ser utilizado com várias finalidades.

O Sistema é de fácil instalação e o preço pode variar de R\$ 1 a R\$ 20 milhões, (fonte:CEG)<sup>(2)</sup>, dependendo obviamente das características do empreendimento. Considerando - se apenas o processo de climatização, o custo poderá variar de R\$ 300 a R\$ 5 milhões.

---

<sup>(1)</sup> Diretor Técnico da Cogerar Sistemas de Energia e profundo pesquisador do assunto.

<sup>(2)</sup> CEG – Empresa fornecedora de gás natural.

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

Nos sistemas tipo "topping cycle" o combustível é usado primeiramente na produção de energia mecânica, em turbinas ou motores, para acionamento de um gerador que produzirá energia elétrica. Sendo o calor rejeitado, recuperado em uma caldeira que produzirá vapor para diversas finalidades.

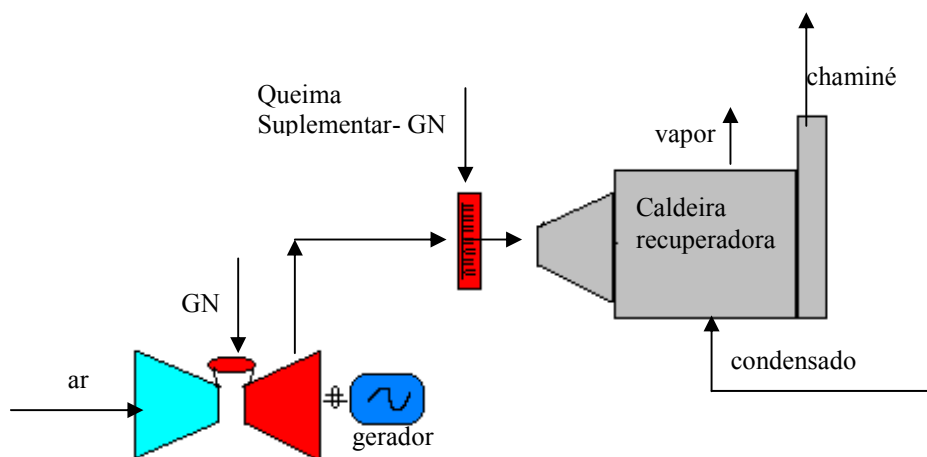


Fig. – 1

Nos sistemas com "bottoming cycle", o combustível produz primeiramente vapor, que produzirá energia mecânica em uma turbina à vapor para obtenção de energia útil.

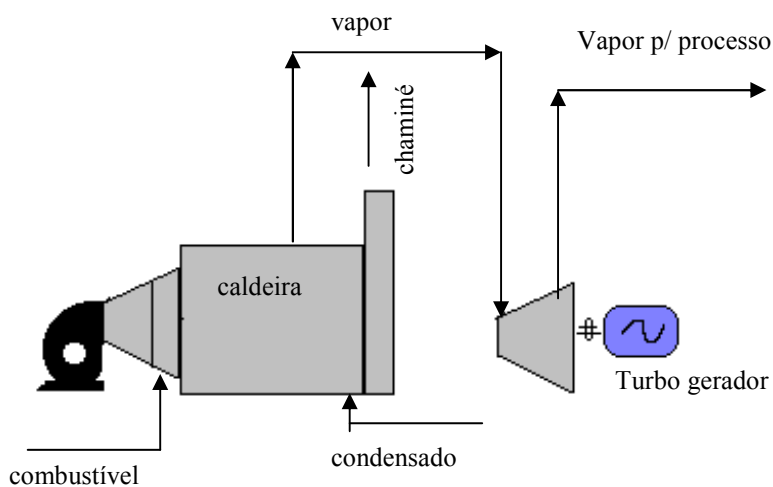
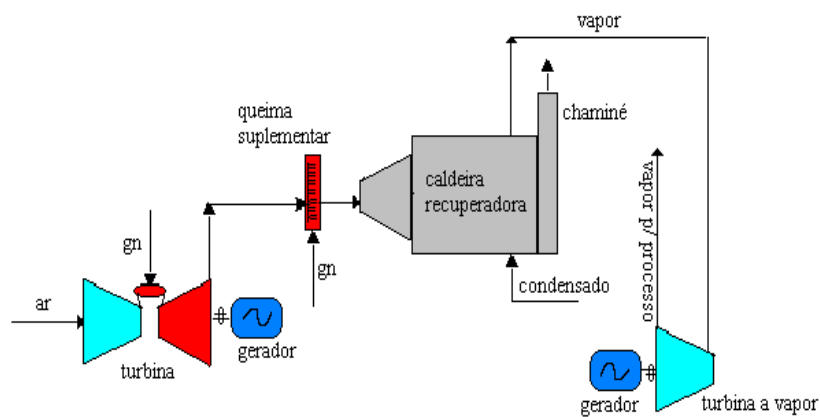


Fig. – 2

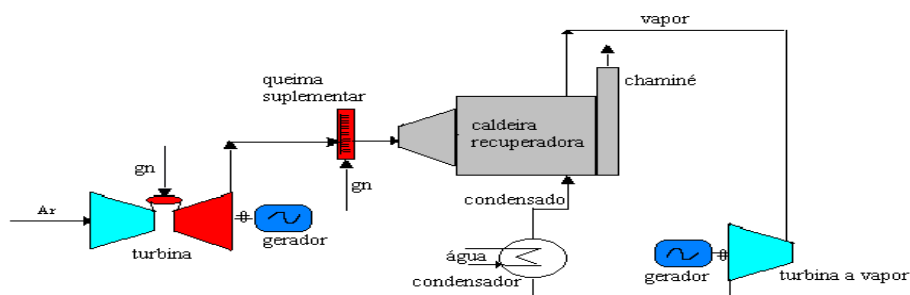
Sistemas de co-geração com turbinas a vapor e turbinas a gás, associam a produção de energia elétrica em dois ciclos, primeiramente em turbinas ou motores a gás e depois em turbinas a vapor.

O vapor gerado nas caldeiras de recuperação é parcialmente utilizado em turbinas a vapor, com extração do vapor de baixa pressão para o processo. 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.



**Fig -3**

Nos sistemas de ciclo combinado, onde se produz exclusivamente energia elétrica, todo vapor produzido por recuperação, é empregado na turbina a vapor. Estes, não são considerados por diversos autores, como sistemas de cogeração, sendo classificados como sistemas de geração de energia elétrica de ciclo combinado.



**Fig -4**

Os sistemas de ciclo combinado são, em geral, aplicados em geração de energia elétrica para produção em alta escala (potências acima de 20 MWe). Enquanto os sistemas de cogeração podem alcançar eficiência superior a 85%, os sistemas de ciclo combinado têm seu limite de eficiência em torno de 55%. A queima suplementar quando utilizada, como nos casos anteriores, aumenta a capacidade de produção de vapor, sendo bastante interessante sua utilização quando a necessidade térmica da instalação supera a elétrica.

A escolha de uma das situações apresentadas é função do perfil do empreendimento, segundo suas necessidades de energia elétrica ou térmica. Os sistemas "topping cycle" são de uso mais frequente e estão mais difundidos, podendo empregar tanto turbina, como motores. Em um ciclo deste tipo, o calor dos gases de descarga pode ser empregado de várias formas, porém no nosso caso específico ele será utilizado principalmente na produção de vapor para operação de unidades refrigeradoras por absorção.

## **2.2 Racionalidade e vantagens**

A racionalidade e as vantagens da co-geração podem ser observadas de dois modos. No primeiro, considere-se uma central termoeletrica 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 perdido. Em geral, estas perdas são conduzidas para a água de resfriamento dos condensadores, para atmosfera diretamente ou via torres de resfriamento, e não produzem qualquer efeito útil. A co-geração busca empregar este fluxo de calor para aquecimento ou, para 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 é verdadeiro. Seu maior potencial apresenta-se nas centrais termoeletricas localizadas em países frios, onde o calor é distribuído para os usuários mediante dutos 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 elétrica.

Uma outra maneira de perceber-se a racionalidade da produção combinada de calor e potência está no contexto industrial. Em quase todas as indústrias é frequente a utilização de calor, em sua grande parte sob níveis não muito altos de temperatura, ao redor de 150 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 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 à 100% destroem irreversivelmente mais da metade da qualidade do fluxo de calor. A cogeração, ao produzir trabalho e calor úteis, reduz as perdas de energia e permite abastecer ambas demandas com quase a mesma quantidade de combustível.

Sobre esta racionalidade termodinâmica se baseiam todas as vantagens da co-geração, já que níveis mais altos de eficiência permitem reduzir o consumo de combustíveis e todos os demais custos associados, inclusive o custo ambiental.

### **2.3 Co-geração no Mundo**

A partir da década de 50, com a expansão dos sistemas elétricos nacionais que combinavam escalas crescentes de interconexão de sistemas isolados, e forneciam energia elétrica com confiabilidade e qualidade a baixo custo, a co-geração continuou perdendo gradativamente sua importância. Na década de 70, apesar dos choques do petróleo, a utilização de sistemas de co-geração continuou com tendência de queda, principalmente por dois motivos. O primeiro foi às políticas adotadas para conservação de energia, devido à expectativa de preços crescentes para o petróleo, que reduziram o consumo de seus derivados, minimizando o papel da co-geração. 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, entretanto, a co-geração 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 dos movimentos ambientalistas. Essas mudanças mostraram-se decisivas na reabilitação da geração descentralizada de energia, sobretudo da co-geração. Acrescenta-se ainda a estes fatos, a crescente oferta de gás natural, que abre novas perspectivas para cogeração, introduzindo sistemas que permitem melhorias de eficiência energética, estimulam a conservação e aumentam a eficácia global do sistema.

Outro campo de mudanças decisivas para o renascimento da co-geração 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 Act

Destes, o PURPA foi o que mais diretamente incentivou o desenvolvimento de sistemas de co-geração, sendo responsável pelo salto dado por este país nesta área, passando de 3% em 1978 para 8% em 1992 sua participação na produção total de energia elétrica, ou seja, 170% de crescimento em 14 anos.

A qualificação, feita a nível federal pela FERC - Federal Energy Regulatory Commission, assegura que somente os autos produtores eficientes, como são os cogeneradores, poderão receber as vantagens e os estímulos colocados pelo PURPA; como: a obrigação por parte das concessionárias de prover as condições para interligamento, fornecer uma capacidade de reserva 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 deve 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:

$$\eta = \frac{W + Q_u/2}{Q_c}$$

Onde W e Qu correspondem respectivamente à potência eletromecânica e ao calor útil produzidos, e Qc a energia térmica fornecida pelo combustível. Não existem restrições de eficiência quando o combustível adotado é renovável, como biomassa.

O outro conceito fundamental no PURPA, o custo evitado, representa o valor pelo qual as concessionárias têm que adquirir energia dos co-geradores qualificados, e deve traduzir o custo marginal que uma central evita comprando energia que deveria gerar. Em outras palavras, deveria ser indistinto para uma concessionária gerar sua energia ou comprá-la de um co-gerador. Neste custo evitado estão incluídos dois componentes básicos: o custo da energia, bastante dependente do custo do combustível, e o custo da capacidade, essencialmente devida 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 do 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 co-geração 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 à cogeração foi indiscutível, particularmente nos contextos onde as tarifas de energia estavam em níveis elevados, como na Califórnia, Texas e na região Nordeste.

Após a desregulamentação do mercado e de medidas como o Energy Policy Act de 1992 (EPACT), os qualificados como unidades de CHP pelo PURPA passaram a competir em igualdade de condições com geradores independentes de energia elétrica, bem como, tiveram sua remuneração tarifária reduzida drasticamente. Com isto, em 1996, as plantas de cogeração reduziram para 6% sua contribuição na potência geradora instalada nos EUA. Permaneceram principalmente os cogeneradores tradicionais, que totalizavam 67% da capacidade de geração elétrica das plantas de co-geração. Aliás, este é outro fator em que não apenas o PURPA, mas toda política energética dos EUA falhou: todos os projetos de geração eram avaliados, inclusive em termos de sua eficiência, apenas pela sua capacidade de geração elétrica, desconsiderando o aproveitamento térmico que porventura exista.

O programa Dinamarquês de cogeração serve como exemplo de política energética adequada, pois, mesmo tentando não desrespeitar a livre iniciativa, direciona o desenvolvimento energético do país para o caminho estratégico e ambientalmente mais favorável a nação. Desde o início da década de 90, apenas projetos de co-geração e os que façam uso de fontes alternativas, são aprovados para aumentar a capacidade de geração elétrica. A Agência de Energia da Dinamarca vem gradualmente obrigando as indústrias a adotarem o gás natural em substituição a outros combustíveis mais poluentes. Tal conversão não é obrigatória para uma planta de co-geração, mas as autoridades locais claramente apoiam tal iniciativa. Como resultado, cerca de 30% da potência elétrica instalada no país provém de cogeneradores, principalmente centrais distritais para aquecimento. Na Holanda e na Finlândia ocorrem situações semelhantes, estando o primeiro com 20% de sua potência elétrica instalada em unidades co-geradoras.

Estes países, entretanto, podem valer-se da cogeração de forma bem simples e barata, pois, por serem países de clima frio, a maioria dos projetos de co-geração destina a energia térmica para o aquecimento de ambientes, incluindo os de acesso público. Assim, utilizam centrais distritais de aquecimento, a maioria funcionando com a geração de água

quente que pode também ser armazenada em tanques termicamente isolados formando um sistema de termoacumulação para suprir a demanda variável de calor ao longo do dia. Como a água não precisa ser aquecida à temperatura muito elevada (máx. 90 C), quer se utilizem motores ou turbinas à gás para a geração elétrica, os gases provenientes da exaustão e a água de resfriamento do bloco do motor podem ser aproveitados com grande eficiência, dispensando, muitas vezes a queima total ou parcial de combustível em aquecedores de água.

Situação semelhante ocorreu no Japão. Onde as centrais distritais de aquecimento e refrigeração, ampliaram-se de 30 em 1970 para 120 em 1995, conforme dados da Agência de Energia Japonesa. Muitas delas, co-gerando energia elétrica e água quente ou vapor para aquecimento ou para refrigeração, utilizando sistemas de absorção.

## **2.4 Co-geração 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 em grande parte no aproveitamento dos recursos hídricos, sendo responsável atualmente por mais de 90% desse tipo de geração, conforme ANEEL. Por possuir um custo relativamente mais elevado, a implantação de centrais termoelétricas ficou relegada a um segundo plano, tornando o cenário desfavorável para a implantação de sistemas de cogeração.

Assim, a co-geração no Brasil seguiu a mesma tendência observada à nível mundial. Poucos setores industriais a utilizavam para atender suas demandas de energia. Exceção para as indústrias de papel e celulose, sucroalcoeira e petroquímica que vem crescendo enormemente.

A partir de 1992 com a entrada em operação do sistema de co-geração do Ilha Plaza shopping, fruto da coragem e determinação de pessoas como: Henrique Libman, Célio Pinto de Almeida e Nissin Sonsol, como empreendedores e Edson Tito e Jaques Haratz como executores do projeto. Outros empresários se sentiram motivados pelos bons

resultados obtidos, a contrataram novas plantas. Daí surgiram outras, com destaque para as seguintes:

- Brahma (RJ) - 13,5 Mwe
- North Shopping (RJ) - 1,0 Mwe
- Refrescos Guararapes Cabo de Santo Agostinho (PE) - 4,0 Mwe
- SPAL - Jundiai (SP) - 8,0 Mwe
- Parque Gráfico Jornal O Globo (RJ) - 5,6 MWe
- Projac, Rede Globo de Televisão (RJ) 4,8 MWe
- Shopping Carioca (RJ)

(Fonte: Co-gerar Sistemas de Energia)

Atualmente, a co-geração apresenta perspectivas 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), que melhoram as possibilidades de geração e venda de excedentes de energia elétrica, inclusive para terceiros. Outros incentivos aos investimentos de co-geração merecem destaque:

a) Isenção de IPI

A Lei nº 9.943/97 concede isenção do IPI para diversas classes de equipamentos usados em co-geração, como por exemplo: turbinas à gás.

b) ICMS - Lei Kandir

A Lei Complementar nº 87/96, estabelece que o ICMS pago na aquisição de máquinas e equipamentos (importados ou não) pode ser creditado pelo adquirente, desde que se refiram a mercadorias que guardem relação com a atividade do estabelecimento e que os produtos decorrentes da fabricação sejam tributados.

Para empresas comerciais e industriais que normalmente pagam ICMS, esta possibilidade permite uma redução significativa no investimento da unidade de co-geração, reduzindo com isso custos de implantação.

c) Garantias

O Decreto 2003/96 facilita o desenvolvimento de esquemas de "project financing" para os co-geradores:

Art. 19.

§ 1º O produtor independente e o auto produtor poderão oferecer os direitos emergentes da concessão ou da autorização, compreendendo, dentre outros, a energia elétrica a ser produzida e a receita decorrente dos contratos de compra e venda dessa energia, como os bens e instalações utilizados para a sua produção, em garantia de financiamentos obtidos para realização das obras ou serviço.

d) Preços do Gás

A maior disponibilidade de gás natural na matriz energética brasileira, em diversas regiões, particularmente no Sudeste, com o desenvolvimento do gasoduto Brasil - Bolívia. Bem como, a concessão de incentivos no uso deste combustível, fazem com que as tarifas do gás tenham importância fundamental para o desenvolvimento dos projetos de cogeração. A Lei 9478/97 estabelece:

Art. 8º - A ANP terá como finalidade, promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, cabendo-lhe: Implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo e gás natural contida na política energética nacional, nos termos do Capítulo 1 desta Lei, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo em todo território nacional e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos.

Com as perspectivas de maiores alterações institucionais no Setor Elétrico, conta-se que a cogeração deverá receber mais estímulos diferenciados e, portanto, favorecendo um desenvolvimento mais racional de sua capacidade instalada no País.

## CAPÍTULO III - ESTADO DA ARTE

A Produção combinada de energia elétrica e calor útil pode, em princípio, ser realizada por qualquer ciclo térmico de potência, como por exemplo: motores alternativos, turbinas a vapor ou a gás. Entretanto, apenas um estudo criterioso das reais características de um empreendimento, poderão orientar para o uso eficiente de uma dessas tecnologias, ou mesmo a aplicação de ambas. No curso desse capítulo, pretende-se apresentar as tecnologias disponíveis para uso na co-geração, descrevendo suas características principais, suas diferenças, vantagens e aplicações.

### 3.1. Motor à Explosão

São motores de combustão interna que convertem no interior dos cilindros a energia calorífica do combustível em energia mecânica.

Eles podem ser divididos em dois grupos principais:

- CICLO OTTO – Aqueles que precisam de centelha para inflamar a mistura ar combustível comprimida no interior do cilindro.
- CICLO DÍESEL – Aqueles em que a mistura ar e combustível é comprimida no interior do cilindro ocorrendo ignição espontânea em virtude de sua elevada pressão e temperatura.

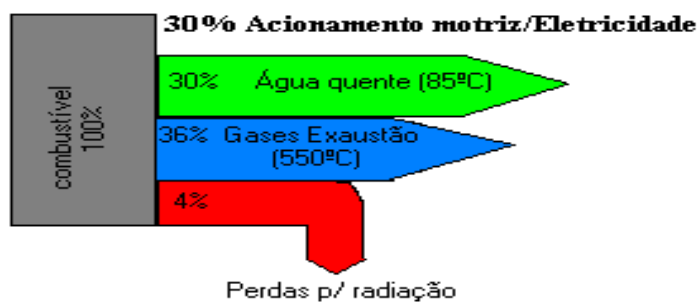
O rendimento global de um motor é função do rendimento termodinâmico teórico, das perdas e do rendimento mecânico. Por sua vez, o rendimento termodinâmico aumenta com a relação de compressão, que está limitada a valores da ordem de 10 para os motores de ciclo otto devido a detonação da mistura ar/combustível, podendo ser bem mais elevada, entre 20 e 30, para motores de ciclo diesel (Fonte: Caterpillar)<sup>(3)</sup>. Desta forma, este último tipo de motores apresenta um rendimento mais favorável.

---

<sup>(3)</sup> Fabricante Nacional de Motores.

As perdas significativas nos motores alternativos são as de calor nos gases de descarga, no óleo lubrificante, na água ou ar de arrefecimento e as perdas de calor através da superfície do motor. Em geral as perdas de calor pelas paredes do motor são maiores nos motores diesel que nos de ciclo otto, porém as perdas nos gases de descarga são menores. Como consequência, o rendimento global de um motor ciclo otto está compreendido entre 27% e 40%, enquanto o rendimento global de um motor diesel situa-se entre 36% e 45%.

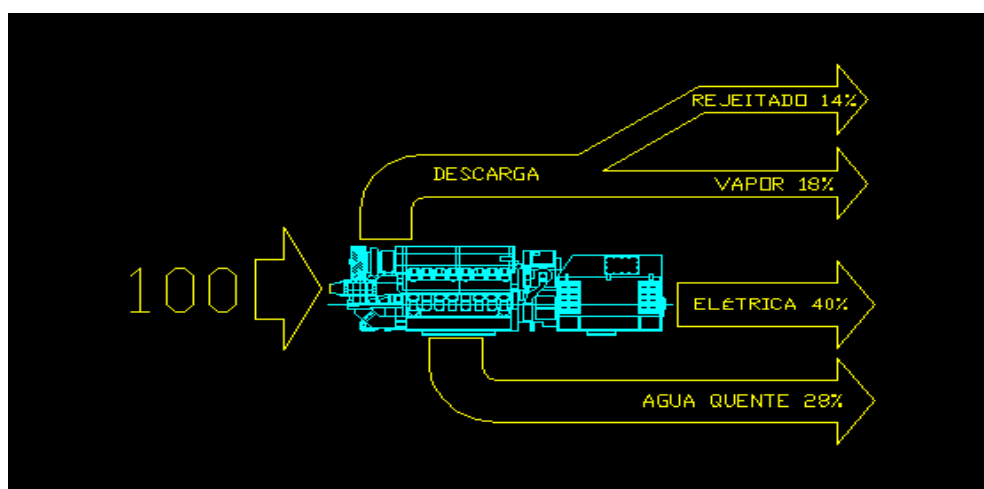
Abaixo, está representado um balanço energético genérico para um motor à explosão. Fonte: “Review of CHP technology” do departamento de energia dos Estados Unidos.



**Fig -5**

A seguir, está representado o fluxo de energia em motogeradores a gás natural.

### FLUXO DE ENERGIA NOS MOTOGERADORES

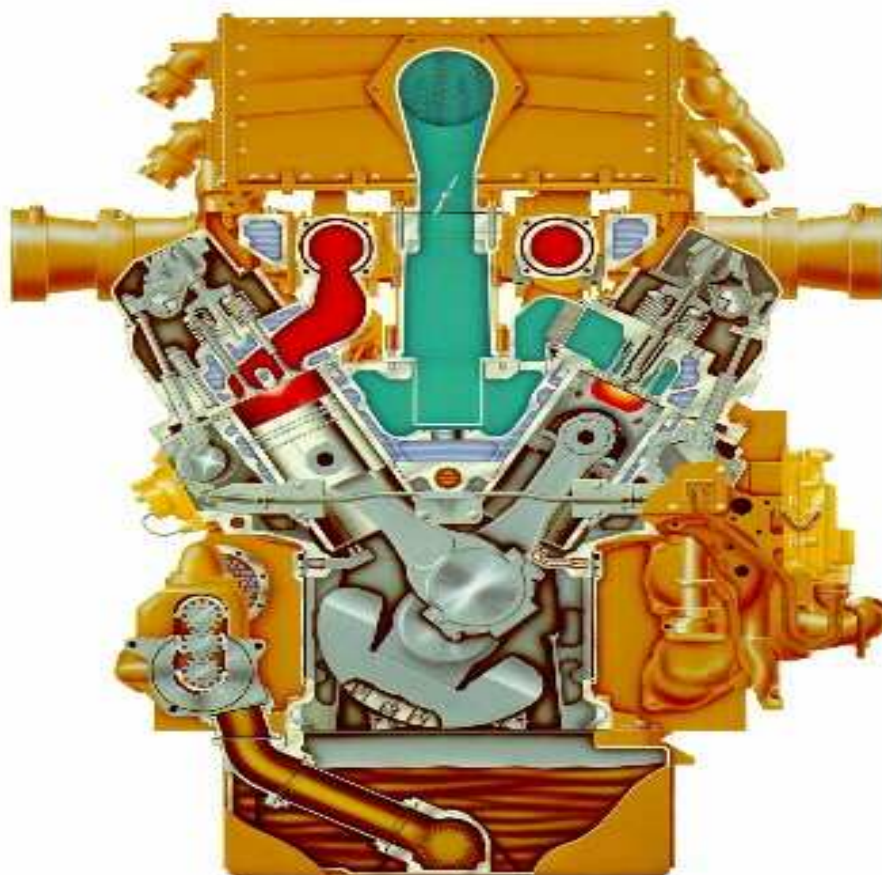


(Fonte: Motores Caterpillar)

**Fig - 6**

Embora os motores ciclo otto apresentem custo de capital maior que os de ciclo diesel, o valor da tarifa do gás atualmente compensa a diferença de preço inicial com a redução do custo de operação. Por essa razão, esses motores são utilizados em regime contínuo nos sítios de co-geração, ficando os de ciclo diesel limitados à geração de energia elétrica de emergência, utilização no horário de ponta ou outra aplicação em que os motores operem por pouco tempo. Uma outra grande vantagem dos motores a gás em relação aos de óleo diesel, é a dispensa de armazenagem de combustível. Onde a localidade é servida com gás natural, a concessionária instala rede de suprimento com todos os dispositivos de controle e segurança no ponto de consumo do cliente, ficando toda manutenção dessa rede sob sua inteira responsabilidade.

### MOTOGERADOR À GÁS



Fonte: Caterpillar

**Fig - 7**



Para tornar os motores à explosão mais eficientes e promover uma redução nos custos de capital, os fabricantes e instituições vem desenvolvendo projetos conjuntos visando a redução das emissões de poluentes, especialmente NOx, bem como o aumento da potência dos motores, reduzindo assim seu custo específico. Basicamente esse trabalho está dirigido para o aumento da pressão efetiva de cilindrada, através de uma melhor turboalimentação e no aumento da frequência do motor.

Em relação a recuperação de calor, os fabricantes esperam fornecer alternativas de maior temperatura da água de arrefecimento, que capta 35% da energia liberada pelo combustível. Normalmente essa água esta entre 70 e 90°C, sendo excelente para produção de água para conforto, sendo essa, sua única utilização. A idéia é fornecer água pressurizada e resfriamento ebuliente. Esse resfriamento consiste no fornecimento de vapor a partir do bloco do motor, que passa então, a trabalhar como uma caldeira, fornecendo vapor saturado a pressões máximas, em torno de 200 kpa (120°C). O condensado retorna ao motor cerca de 1°C abaixo do ponto de ebulição. Nesse caso, o motor passa a operar como um vaso de pressão, merecendo cuidados especiais durante sua operação e manutenção. Porém o fornecimento de vapor abre um leque para outras aplicações.

Outro avanço é a possibilidade de um motor ciclo diesel, operar com uma mistura de 10 a 20% de óleo diesel e o restante com gás natural. O óleo se inflama com a compressão, servindo como detonador para o restante da mistura. Esse avanço torna viável o uso de motores ciclo diesel em operação contínua. Em particular, em co-geração.

## VANTAGENS E DESVANTAGENS

Para falar das vantagens e desvantagens dos motores à explosão, será feita uma comparação com as turbinas à gás, que permitirá um melhor direcionamento na escolha de uma das tecnologias.

ITEM DE COMPARAÇÃO	MOTORES À EXPLOÇÃO	TURBINAS À GÁS				
ELETRICIDADE	Eficiência energética na faixa de 35% a 45%.	Eficiência elétrica na faixa de 25% a 35%				
CALOR	.Recuperados nos gases de exaustão e água quente. .Menor temperatura dos gases de exaustão (300 a 400°C) .Melhor aplicação com menor relação de calor/eletricidade.	.Recuperação mais fácil, nos gases de exaustão. .Maiores temperatura dos gases de exaustão (450 a 600°C) .Melhor aplicação com maior relação calor/eletricidade.				
CARGAS PARCIAIS	Menor perda de eficiência, quando em carga parcial.	Maior perda quando em carga parcial.				
MANUTENÇÃO	.Paradas mais frequentes para manutenção. .Melhor adaptado para paradas frequentes.	.Menos paradas. .Melhor adaptado para funcionamento contínuo				
NÍVEIS DE RUÍDO	Maior (na faixa de 90 a 105 dB)	Menor (em torno de 85dB)				
PESO	Maior (10 a 15 kg/KW)	Menor (3 a 6 kg/KW)				
INVESTIMENTO	Menor	Maior				
HORAS DE FUNCIONAMENTO P/ OVERHAUL	Maior (em torno de 40.000)	Menor (em torno de 30.000)				
ITEM DE COMPARAÇÃO	MOTORES À EXPLOÇÃO	TURBINAS À GÁS				
EMISSIONES DE HIDROCARBONETOS, MONÓXIDOS DE CARBONO E ÓXIDOS DE NITROGÊNIO E ENXÔFRE		HC (ppmV)	Partículas (mg/Nm <sup>3</sup> )	CO (ppmV)	Nox (ppmV)	SOx (mg/Nm <sup>3</sup> )
	TG	-	-	10 a 50	150 a 200	-
	MD	20 a 50	50 a 100	50 a 200	900 a 1500	1700 a 2000
	MG	-	-	400	140	-

Tabela - 1

Fonte: Powertec Group<sup>4</sup><sup>(4)</sup>Empresa de origem Finlandesa, líder na Europa, no mercado de cogeração.

### 3.2 Agentes de Poluição

Atualmente, devido a maior consciência da sociedade em relação ao meio ambiente, tornou-se peça fundamental em qualquer estudo que trate de eficiência energética; a abordagem dos impactos ambientais e, o que os fabricantes e órgãos ambientais vem desenvolvendo para minimizar seus efeitos.

A tabela abaixo mostra os principais poluentes, suas origens e seus efeitos ao meio ambiente. (Fonte: Powertec Group)

POLUENTES	ORIGEM	EFEITOS
NOx	.Altas pressões e temperaturas de combustão. .Nitrogênio da atmosfera que se oxida para NO e NO <sub>2</sub>	Convertido na atmosfera para HNO <sub>3</sub> . Importante agente de "chuva ácida".
CO	.Carbono parcialmente queimado pela combustão incompleta do combustível	.Componente tóxico, importante agente na formação de fumaça.
HC	Hidrocarbonetos não queimados, compostos de diferentes tipos de combustão incompleta.	Componente tóxico, importante agente na formação de fumaça.
SOx	Oxidação do enxofre, durante a queima de um combustível.	Contribui para problemas de corrosão em motores e "chuva ácida".
Particulados	Resultado da maior saturação das zonas de queima, na câmara de combustão, tanto do combustível como do óleo lubrificante.	Contaminação atmosférica.
POLUENTES	ORIGEM	EFEITOS
CO <sub>2</sub>	Produto final da combustão completa de qualquer combustível do tipo hidrocarboneto.	Indicado como um dos maiores responsáveis pelo efeito estufa. Contribui para o aquecimento global da atmosfera.

**Tabela - 2**

Fonte: Powertec Group

Em qualquer planta existem diversos tipos de agressões ao meio ambiente que devem ser levadas em consideração.

- Poluentes líquidos
- Poluição sonora
- Contaminação atmosférica.

Os poluentes líquidos podem ser evitados com o uso de sistemas coletores eficientes, principalmente nas plantas que se utilizam motores diesel.

Os problemas ambientais causados pelo nível de ruído, podem ser consideravelmente reduzidos, com enclausuramento acústico dos motores e turbinas, e pela instalação de silenciosos eficientes, montados em seus dutos de exaustão de gases de descarga. Para plantas acima de 1 MW, um cuidadoso trabalho civil deve ser executado para garantir os níveis de ruído estabelecidos pela legislação vigente. A norma estipula um máximo de 85 dB para 1 metro de distância de qualquer máquina, no âmbito de uma área industrial.

Com respeito à contaminação atmosférica, os contaminantes importantes, são: as emissões de particulados, hidrocarbonetos não queimados, monóxido de carbono, óxidos de nitrogênio e enxofre. Na tabela que compara os motores às turbinas, vimos representados os níveis de emissão normais de cada máquina. Podemos verificar que os níveis das turbinas são aceitáveis frente a legislação Americana, e estão diminuindo cada vez mais, com as inovações implementadas pelos fabricantes. Já os motores, com níveis maiores de emissão, terão pela frente um desafio constante de adequação às novas imposições ambientais.

As emissões de NOx nas turbinas à gás, podem em muitos casos, serem reduzidas facilmente pela injeção de água ou vapor na câmara de combustão, ou utilizar novas tecnologias, como por exemplo: queimadores com baixo nível de NOx. No caso dos motores diesel que apresentam maiores níveis de concentração de poluentes, alguns procedimentos existentes podem ser utilizados. Um dos mais eficientes, segundo alguns fabricantes de motores, é a instalação de conversores catalíticos na descarga dos motores,

que naturalmente resultará em aumento nos custos de investimento e operação, porém reduzirá os níveis de concentração desses poluentes a padrões aceitáveis.

Em resumo, existem vários fatores que influenciam as características de emissão de uma determinada máquina: condições de operação, local onde ela está instalada e tipo de combustível consumido. Assim sendo, torna-se necessário o envolvimento de todos: fabricantes de equipamentos, fornecedores de combustível, projetistas, operadores, etc... Para manter, ou mesmo, reduzir essas emissões.

### **3.3. Turbinas**

Basicamente as turbinas se dividem em duas categorias principais: à vapor e à gás. Podemos definir turbinas à vapor como uma máquina térmica rotativa de combustão externa. Diferente das máquinas alternativas à vapor quanto ao princípio de funcionamento, já que nesta última o trabalho é obtido pela pressão do vapor que atua sobre uma determinada área do êmbolo multiplicada pelo curso do mesmo. Nas turbinas, o trabalho é produzido no eixo, em virtude da transformação da energia cinética produzida pelas variações da quantidade de movimento do vapor em escoamento proveniente de uma caldeira.

A energia térmica é transformada em energia cinética no elemento denominado expensor, onde o vapor sofre sucessivas quedas de pressão e conseqüentemente um aumento de velocidade. Esta energia cinética por sua vez é transformada em trabalho mecânico nas palhetas do rotor, a rotação deste elemento se faz pela variação do movimento do vapor, que ao passar por entre as palhetas cria uma força centrífuga, onde uma das componentes desta força imprime movimento ao rotor.

#### **3.3.1 Classificação Geral**

Podemos classificar as turbinas à vapor de várias maneiras:

1 - Quanto a expansão do vapor

- a) Turbinas de ação (com expensor)
- b) Turbinas de reação (não existem expansores, as próprias palhetas fixas fazem este papel).
- c) Turbinas de ação e reação (mistas).

2 - Quanto ao fluxo de vapor em relação ao eixo.

- a) Turbinas de jato
- b) Turbinas de jato radial
- c) Turbinas de jato tangencial

3 - Quanto ao tipo

- a) Turbinas de contrapressão
- b) Turbinas de contrapressão com extração de vapor intermediário
- c) Turbinas de condensação
- d) Turbinas de condensação com extração intermediária de vapor.

Os rendimentos de ciclos com turbina à vapor, calculados como a relação entre a energia mecânica desenvolvida no eixo e a energia térmica fornecida ao fluido na caldeira, são variáveis em função do tipo de turbina e do saldo entálpico do vapor na expansão realizada. Assim, níveis mais altos de pressão e temperatura na entrada da turbina determinam maior potência produzida por kg de vapor consumido. Os níveis máximos de pressão e temperatura em um ciclo de cogeração com turbinas à vapor são determinados por limites tecnológicos da caldeira.

Para indicar o consumo de vapor em uma turbina, é freqüente empregar-se o consumo específico ou "STEAM RATE". É importante observar que o rendimento de uma turbina é diferente do rendimento de um ciclo com turbina. Por rendimento de uma turbina se compreende a relação entre a potência produzida e a potência máxima que poderia ser produzida em uma turbina ideal, operando nas mesmas condições.

Da mesma forma que no caso das turbinas à gás, nas turbinas à vapor o rendimento também varia com a potência da máquina, ou seja: para maiores potências

resulta maior eficiência. Entretanto, comparando turbinas a vapor e à gás com mesma potência, as últimas apresentam maior rendimento.

Embora as turbinas à vapor tenham seu emprego mais difundido nas indústrias de energia intensivas, onde normalmente são utilizadas em ciclo combinado, os shopping centers com demanda de energia elétrica acima de 1 MW poderão a partir de um estudo de viabilidade, se beneficiar dessa tecnologia, que apresenta atualmente eficiências superiores a 50%.

### 3.3.2 Ciclos Combinados

Ciclo combinado é a utilização de dois ou mais ciclos termodinâmicos que ocorrem em uma planta com a finalidade de produzir principalmente energia elétrica. Embora esses sistemas não estejam incluídos na definição de cogeração, eles guardam uma estreita relação entre si.

Diferentes processos térmicos podem ser combinados, porém um tipo de ciclo que vem encontrando grande aceitação, é a utilização de turbinas à gás ( ciclo Brayton ) em conjunto com turbinas à vapor (ciclo Rankine). Basicamente três razões reforçam a aplicação dessa configuração:

1. Utilização de componentes com desempenho comprovado em ciclos simples.
2. Ar é um meio fluido de simples obtenção empregado pelas turbinas a gás em níveis de temperatura elevados, ou seja, acima de 1000°C, o que permite boa eficiência.
3. O ciclo Rankine utiliza água, fluido de fácil obtenção e de aplicação em baixas e médias temperaturas.

Por se tratar de um rejeito térmico com níveis altos de temperatura. Os gases de descarga das turbinas à gás podem ser empregados de forma vantajosa em uma planta de alto rendimento. Assim, podemos utilizar uma configuração em que o ciclo Brayton opera à montante e o ciclo Rankine opera à jusante. Os rendimentos dos ciclos combinados já passam de 50% e podem ser calculados através da fórmula abaixo:

$$\eta_{CC} = \frac{P_{TG} + P_{TV}}{Q_{TG} + Q_{HRSG}}$$

Onde:

$\eta_{CC}$  = eficiência térmica global da planta de ciclo combinado.

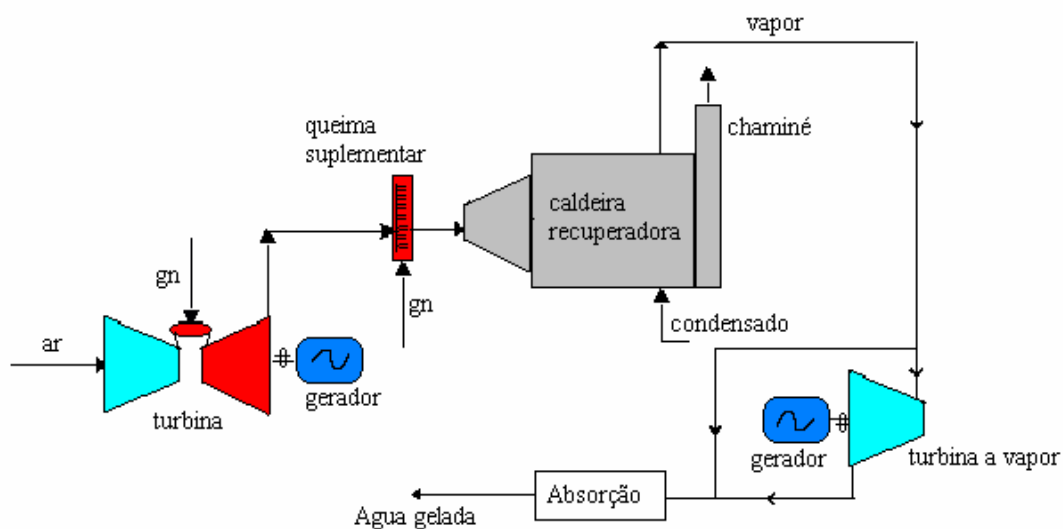
$P_{TG}$  = potência produzida pelo turbogerador à gás

$P_{TV}$  = potência produzida p/ turbogerador à vapor

$Q_{TG}$  = calor injetado na turbina à gás

$Q_{HRSG}$  = calor injetado na caldeira recuperação (queima suplementar)

Exemplo de uma planta de ciclo combinado:



**Fig - 8**

Esta planta é apropriada para unidades onde existe alto consumo de eletricidade e energia térmica em forma de vapor de baixa pressão. Consiste na aplicação de uma turbina à gás e uma turbina à vapor para produzir energia elétrica. Os gases de descarga são recuperados em uma caldeira para produzir vapor a alta pressão, este vapor alimenta a turbina à vapor que por sua vez libera vapor a baixa pressão que poderá ser útil em vários tipos de processo, nesse caso, está sendo utilizado na produção de água gelada para ar condicionado através de uma unidade de absorção.



Um aspecto importante nessas instalações diz respeito ao tratamento da água , onde parâmetros como: sólidos dissolvidos, condutividade, sílica, sódio, e teor de ferro devem ser mantidos dentro de padrões aceitáveis. Com esse objetivo existem várias firmas que prestam esse tipo de serviço com bom padrão de confiabilidade. Porém, desde que sejam treinadas, as próprias equipes de operação e manutenção podem assumir o controle do tratamento da água.

### **3.3.3 Estudo de Viabilidade**

No estudo de viabilidade técnico-econômico de instalações de sistemas de co-geração e ciclo combinado, os seguintes aspectos devem ser considerados:

1. Custo de investimento
2. Custo de operação e manutenção
3. Custo de combustível, com análise da tendência de preço ao longo da vida útil do projeto.
4. Custo da Demanda Suplementar de Reserva (DSR) ou back-up
5. Tipo de operação da planta (base load ou peak-load).
6. Custos relativos à operação em carga parcial
7. Possibilidade de venda de excedentes de energia elétrica
8. Depreciação
9. Impostos
10. Custo do financiamento
11. Nível de exigência do órgão ambiental
12. Custos com partida e comissionamento
13. Custo com seguro.

Os preços das plantas variam consideravelmente, dependendo do escopo de fornecimento, requisitos do local de instalação, área geográfica e condições de mercado. Um outro fator de peso está relacionado ao custo do combustível a ser fornecido para a planta. Outro fator, diz respeito aos custos de mão-de-obra e construção, que podem variar bastante de um local para outro. A tabela à seguir, apresenta alguns custos de equipamentos.

<b>CUSTOS DE EQUIPAMENTOS E TECNOLOGIAS</b>		
<b>EQUIPAMENTO</b>	<b>VALOR</b>	<b>UNIDADE</b>
Motor de combustão	250 a 350	US\$/KW
Geração `a diesel	300 a 700	US\$/KW (instalado)
Turbina à gas	350 a 700	US\$/KW
Turbina à vapor	215 a 350	US\$/KW
Ciclo `a gás	700 a 900	US\$/KW (instalado)
Ciclo combinado	800 a 1000	US\$/KW (instalado)
Caldeira fogotubular	20 a 45	US\$(Kg/h)
Caldeira aquatubular	24 a 45	US\$(Kg/h)
Gerador elétrico	200	US\$/KW
Células de Combustível	3000	US\$/KW
Geração Eólica	1200	US\$/KW
Geração Fotovoltaica	5000	US\$/KW
Microturbinas	750 a 900	US\$/KW
Absorção	400	US\$/TR
Chiller Convencional	Ar -480 Agua - 360	US\$/TR

Fonte: Powertec Group

**Tabela - 3**

### 3.3.4 Turbinas à Gás

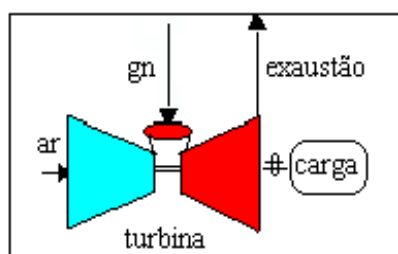
As turbinas à gás tem desempenhado papel relevante na evolução tecnológica recente da indústria de eletricidade. As instalações que se valem dessa tecnologia de geração apresentam maior eficiência, ocupam menores áreas, menor tempo de construção, além de desempenho compatível com a severidade crescente das normas ambientais.

O desenvolvimento tecnológico das turbinas à gás, foi marcado pela necessidade de melhorias e aperfeiçoamentos nos equipamentos, geradas por um grupo circunscrito de usuários tradicionais, como: a indústria aeronáutica, petróleo e gás, petroquímica e a siderúrgica. Ao longo do tempo, face às especificidades de cada tipo de usuário, foram concebidos dois conjuntos distintos de turbina: as aeroderivadas e as industriais. De base conceitual semelhante as turbinas industriais, ou heavy duty, apresentam vantagens quanto as características de manutenção, a facilidade de desmontagem, maior flexibilidade quanto a escolha do combustível empregado e maior resistência à poluição atmosférica. As aeroderivadas, por sua vez apresentam maiores eficiências, e melhores relações peso/ potência. Porém, essas diferenças vêm diminuindo ao longo do tempo. O custo da energia e a procura por maiores rendimentos vêm obrigando os fabricantes de turbinas industriais a incorporarem tecnologias oriundas da área aeronáutica, como por exemplo: compressores de geometria variável, técnicas modernas de refrigeração de palhetas, combustores anulares, metalurgia avançada e temperaturas elevadas de funcionamento. Assim, surgiram as turbinas à gás industriais leves ou "light industrial gás turbine". Hoje existe no mercado uma vasta gama de turbinas à gás. Se formos englobar as micro turbinas, teremos potências variando de 30 KW a mais de 200 MW.

Basicamente uma turbina à gás consiste de um compressor de ar, de um combustor e de uma turbina de expansão. A turbina à medida que gira, impulsiona um compressor axial que admite ar atmosférico e o descarrega comprimido no combustor, onde é misturado com combustível e queimado. Os gases quentes oriundos do combustor transferem sua energia térmica à turbina de expansão, transformando assim, em energia mecânica no eixo. Parte dessa energia mecânica é usada para acionamento do compressor da turbina, enquanto o restante é transferido para a carga, que pode ser tanto um gerador como outros equipamentos aplicáveis. Através da velocidade do eixo e da temperatura da

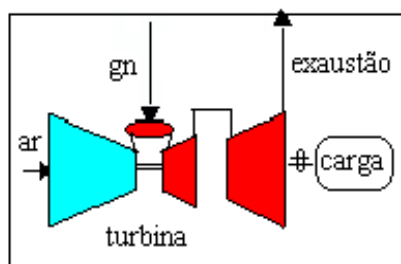
turbina, um monitor regula o fluxo de combustível, de forma permitir alcançar a potência requerida. A temperatura de exaustão da turbina à gás, a plena carga, pode variar de 400 a 600°C, com um teor de oxigênio na ordem de 15 a 16%.

As turbinas podem ser de eixo único ou duplo. Em geral as de duplo eixo são utilizadas em acionamentos mecânicos, como: bombas e compressores. Já, as de eixo único, são utilizadas para acionamentos de geradores. O eixo nesse caso recebe toda energia proveniente dos diversos estágios da turbina, cedendo parte dessa potência para o compressor de ar e o restante para a carga. Esse tipo está representado na fig. Abaixo:



**Fig - 9**

As turbinas de eixo duplo têm seu primeiro eixo ligado aos primeiros estágios da turbina, chamados de gerador de gás. Ao receber energia da queima do combustível acionam de forma independente o compressor de ar, transferindo também energia para os estágios de potência que estão solidários ao 2º eixo, responsável pelo acionamento da carga. A figura abaixo representa esse tipo:



**Fig - 10**

Normalmente, as turbinas por apresentarem pressões elevadas na câmara de combustão, necessitam que o gás seja disponibilizado à pressões na faixa de 120 a 180 PSI. Como a pressão nas redes de gás natural esta na ordem de 30 a 60 PSI, é necessário a instalação de um compressor de gás, que pode ser tanto do tipo recíproco, como de parafuso para satisfazer os requisitos de pressão e vazão exigidos.

As turbinas à gás operam com base no ciclo termodinâmico Brayton ou Joule. Tanto a eficiência térmica, quanto o trabalho específico, dependem da razão de compressão do compressor de ar ( $P2/P1$ ) e da temperatura dos gases à entrada da turbina de expansão ( $T3$ ). Na prática, o valor de  $T3$  máximo é função da temperatura que as partes mecânicas da turbina, como: palhetas, discos podem suportar, esse valor é denominado "limite metalúrgico". O fenômeno de fluência conhecido como "creep" é um dos fatores críticos que deve ser considerado na seleção dos materiais para as palhetas do rotor na região de sua mais alta temperatura, pois é necessário observar que a vida útil da turbina, entre outros fatores, esta diretamente ligada à temperatura  $T3$ . O desenvolvimento de novos materiais, como: super ligas, monocristal, cerâmica, tem possibilitado operações com temperaturas cada vez mais elevadas, aumentando assim de forma expressiva a eficiência térmica das turbinas à gás. Paralelo a isso, novos avanços tem sido obtidos no projeto aerodinâmico dos compressores de ar, tanto os axiais quanto os radiais, o que vem permitindo obter maiores eficiências politrópicas e razões de compressão com menor número de estágios.

### 3.3.5 Ciclos de co-geração com turbinas à gás

#### Situação Atual

- |  |   |   |
|--|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ciclo Aberto Simples</li> <li>• Ciclos de Co-geração – CHP</li> </ul> | } | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sopro Quente em Caldeiras</li> <li>• Sopro Quente em Processos Industriais *</li> <li>• Co-geração de Vapor e Energia Elétrica</li> <li>• Co-geração de Frio e Energia Elétrica</li> </ul> |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ciclo STIG *</li> <li>• Ciclo IGCC *</li> </ul>                       |   |   |

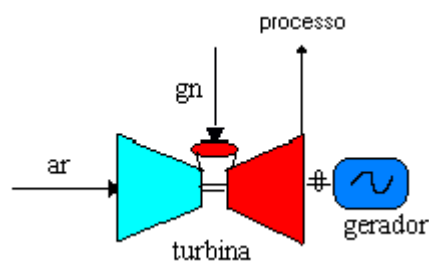
### Situação futura

- Ciclo ISTIG \*
- Ciclo ICR \*
- Ciclo com Reaquecimento \*

Desses ciclos, como alguns já foram demonstrados ao longo do trabalho, foram abordados apenas os ciclos que estão sinalizados com asterisco.

- **Sopro quente em processos industriais**

Neste ciclo há o aproveitamento do calor sensível dos gases da exaustão diretamente em qualquer processo industrial que requeira calor direto ou que possa utilizá-lo como comburente em um processo de combustão, sem necessidade da caldeira de recuperação. Assim sendo, ele encontra vários tipos de aplicação, como por exemplo: processos de secagem, injeção de gases em fornos de processo, produção de energia elétrica e frio, em chillers de queima direta que dispensam o vapor.



**Fig - 11**

- **Ciclo STIG (STEAM INJECTION GAS TURBINE CYCLE)**

Os ciclos com injeção de vapor nas turbinas à gás jato derivadas chamadas de STIG, ou genericamente de Ciclo Cheng, surgiram com a necessidade do controle da emissão de NOx pela redução da temperatura da combustão através da injeção de água ou

vapor na câmara. Além do efeito de controle da emissão dos componentes de nitrogênio, esta injeção de vapor aumenta a potência e o rendimento da turbina à gás.

A configuração do ciclo é muito simples, constando de uma turbina à gás e uma caldeira de recuperação de calor que produz o vapor que é injetado na turbina. Havendo superávit na produção de vapor este pode ser enviado ao processo, de forma semelhante ao ciclo CHP. Da mesma forma, se houver uma demanda de vapor suplementar, pode-se desviar o vapor que seria injetado na turbina para o processo, sem maiores perdas do que aquelas causadas pela redução da geração elétrica. Estas características conferem ao STIG uma versatilidade que o tornam muito conveniente para processos de co-geração em que haja oscilações da demanda de vapor, podendo a modulação da carga elétrica ser realizada por outras unidades geradoras.

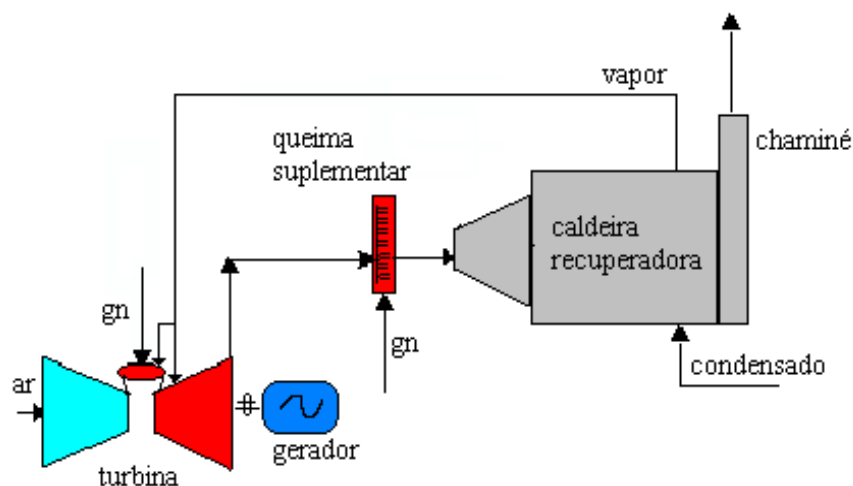


Fig - 12

- **Ciclos com gaseificação de combustíveis sólidos (IGCC)**

Os ciclos de gaseificação de combustíveis surgiram para resolver a principal limitação das turbinas à gás, ou seja: ter um combustível leve, líquido ou gasoso, e isento de contaminantes. Nos últimos anos, com os avanços incorporados às turbinas, houve um avanço significativo dos gaseificadores e sistemas auxiliares, que fez com que os custos globais da planta fossem reduzidos. Assim, em locais onde o impacto ambiental requer cuidados extras, esta tecnologia pode ser a solução ideal.

- **Ciclo ISTIG ( INTERCOOLED, STEAN INJECTED GAS TURBINE)**

- INTERCOOLER

Os fabricantes de turbinas à gás vêm desenvolvendo turbinas adequadas para implantação de intercooler entre dois estágios de compressão do ar atmosférico. O pré-requisito para este sistema é a existência de turbinas com duplo eixo, pois o compressor de ar deverá ter dois estágios individuais: o de baixa e o de alta pressão, cada um deles acionado por sua própria turbina.

Neste ciclo, entre o estágio de baixa e de alta pressão, há um intercooler com a finalidade de resfriar parcialmente o ar comprimido, de forma a reduzir a potência necessária ao estágio de alta do compressor para uma mesma vazão mássica. Por outro lado, o resfriamento do ar no intercooler requererá maior quantidade de combustível na câmara, reduzindo o ganho energético obtido no compressor de alta pressão. Por isso para incrementar o rendimento do processo é interessante a incorporação de outras tecnologias, como por exemplo: a injeção de vapor.

- INJEÇÃO DE VAPOR

A injeção de vapor aliada ao intercooler aumenta as possibilidades energéticas do ciclo devido:

- Aproveitamento do calor rejeitado no intercooler pela água de alimentação da caldeira recuperadora;
- Aproveitamento do calor sensível dos gases da exaustão da turbina para produção de vapor em uma caldeira recuperadora.



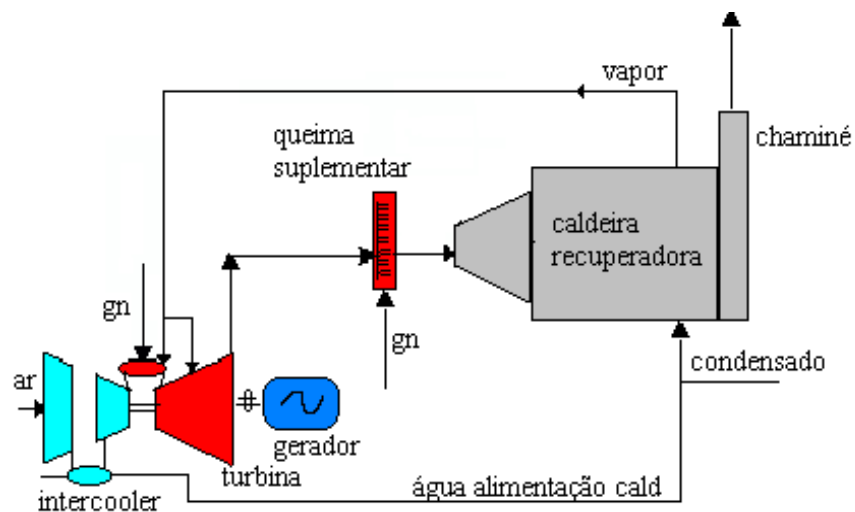


Fig - 13

- **Ciclo ICR ( INTERCOOLED REGENERATIVE GAS TURBINE)**

É um ciclo que acopla o intercooler discutido no tópico anterior, ao ciclo com aquecimento regenerativo do ar para combustão com os gases de exaustão da turbina.

O ciclo regenerativo é uma melhoria no ciclo simples onde um recuperador é instalado na exaustão dos gases da turbina para aquecer o ar comprimido antes de sua entrada na câmara de combustão, recebendo assim, parte do calor sensível dos gases que seria perdido para a atmosfera.

- **Ciclo com reaquecimento**

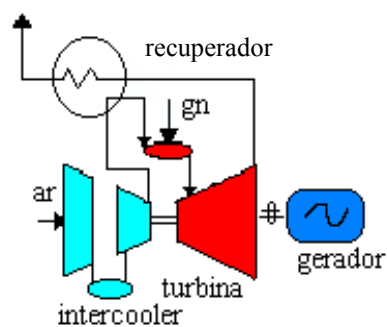
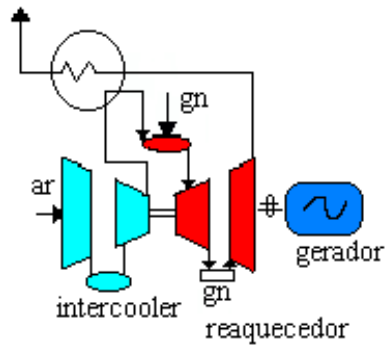


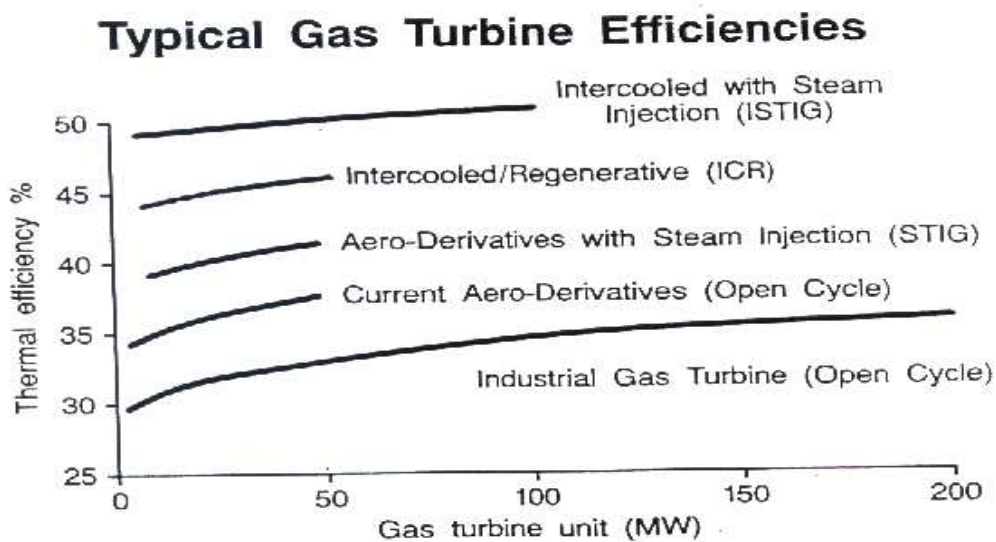
Fig -14

É um ciclo similar aos outros que foram apresentados, tendo como componente adicional um reaquecedor dos gases em expansão na turbina localizado entre uma turbina de alta pressão e outra de baixa.



**Fig - 15**

Na figura abaixo, estão representadas as curvas de eficiência térmica versus potência das turbinas à gás com os diversos sistemas já estudados.



Fonte:INEE

**Fig - 16**

### 3.4 Caldeiras

As caldeiras são vasos de pressão que tem como finalidade produzir vapor a partir da queima de um combustível, ou da recuperação de calor. Podemos classificá-las quanto ao tipo, em: flamotubulares e aquatubulares.

1. Caldeiras Flamotubulares ou Fogotubulares - São aquelas em que os gases provenientes da combustão atravessam o interior dos tubos, cedendo calor à água que esta envolvendo esses tubos. Essas caldeiras apresentam menor produção de vapor, estando limitadas em torno de 15 t/h, com pressões não superiores a 300 PSI.

Como vantagens, destaco:

- Menor investimento,
- Manutenção mais fácil,
- Boa resposta à variação de demanda de vapor, graças ao seu grande volume de água.

Quanto as desvantagens, destaco:

- Pressão de trabalho limitada a 300 PSI, devido ao fato da espessura dos corpos cilíndricos crescerem com o diâmetro,
- Partida mais lenta, devido ao grande volume de água,
- Circulação deficiente de água,
- Pequena taxa de vaporização.

2. Caldeiras Aquatubulares - Quando necessitamos de maiores produções de vapor com pressões mais elevadas, utilizamos as caldeiras aquatubulares. Nestes equipamentos os gases de combustão atravessam toda caldeira pela parte externa dos tubos, cedendo à água, parte da energia proveniente da queima do combustível. Por possuírem estrutura tubular que compõem a parte principal da absorção de calor, permite a obtenção de grandes superfícies de aquecimento. Nestes equipamentos a produção de vapor pode atingir até 750 t/h, com pressões de até 3000 PSI e temperatura de 450 a 500 °C.

Nos sistemas de cogeração aplicados à shopping centers, a caldeira recuperadora de calor é do tipo flamotubular, que pode tanto ser instalada para trabalhar

com motores ou turbinas, dependendo do estudo de viabilidade. O propósito de se instalar caldeiras de recuperação em ciclos de co-geração com turbinas à gás, é recuperar de maneira econômica o calor sensível existente nos gases de exaustão que deixam a turbina a altas temperaturas, em torno de 500 a 600 °C. Outro aspecto importante é o excesso de ar contido nesses gases, que pode apresentar teores de O<sub>2</sub> em torno de 14 a 15% em volume. Isto significa que o gás disponível na turbina permite além da recuperação do calor sensível, a queima de combustível suplementar. Otimizando assim o ciclo global, já que não necessitamos admitir ar frio para o processo.

A instalação de caldeiras recuperadoras trabalhando com motores à gás não permite queima suplementar, e o calor recuperado dos gases exaustos é bem menor que nas instalações com turbinas. Isso decorre da divisão da energia térmica entre os gases e a água quente proveniente dos sistemas de resfriamento. Assim, para obtermos vapor a partir da recuperação de calor do motor, podemos considerar uma taxa de 0,7 a 0,9 Kg/h de vapor por Kw<sub>e</sub> instalado, enquanto com as turbinas obtemos uma taxa de 2,7 a 3,0 Kg/h por Kw<sub>e</sub> instalado.

### **3.4.1 Queima suplementar**

Como já foi dito anteriormente, apenas as caldeiras de recuperação podem utilizar queima suplementar. A quantidade de vapor gerado na queima suplementar depende da necessidade do processo, mas via de regra, pode chegar até três vezes a quantidade de um sistema operando apenas com recuperação de calor. Nessas instalações um queimador é montado no fluxo dos gases com temperaturas que variam entre 500 a 600 °C. Um tipo especial de queimador é chamado de "Duct Burner". Além de operar em alta temperatura, esses dispositivos devem apresentar baixa perda de carga, já que a pressão dos gases na saída da turbina é limitado a cerca de 200 mmca de modo a evitar perda de potência da turbina.

Esses queimadores também permitem que a caldeira recuperadora opere sem a turbina quando esta por ventura encontrar-se em manutenção. Neste caso é fornecido um

ventilador de ar de combustão, que injeta ar no queimador permitindo a operação da caldeira em modo atmosférico<sup>(5)</sup>.

### 3.5 Unidades de Refrigeração por Absorção

A primeira máquina de absorção foi desenvolvida nos meados do século XIX pelo francês, Ferdinand Carre. Desde essa época, a importância dos sistemas de absorção tem variado principalmente, em função das crises de petróleo e mudanças no panorama econômico.

#### 3.5.1 Descrição do processo

Diferente de um sistema de refrigeração convencional, que utiliza compressor para comprimir um gás refrigerante (Freon). O chiller por absorção utiliza água como refrigerante. Ele se baseia no princípio, que sob baixa pressão absoluta (vácuo), a água vaporiza a baixa temperatura. Por exemplo, em um vácuo de 0,25 in, (6,4 mm) de pressão absoluta de mercúrio, temos capacidade de vaporizar água a uma temperatura relativamente baixa de 4 °C. Para vaporizar, ela absorve calor da água que retorna do ambiente que esta sendo climatizado, reduzindo então sua temperatura e proporcionando o controle da carga térmica ambiente.

Para tornar o processo de refrigeração contínuo, os vapores devem ser retirados à medida que são produzidos. Para isto, uma solução de brometo de lítio e água é utilizada com esta finalidade. O brometo de lítio (LiBr)<sup>(6)</sup> tem uma grande afinidade com a água, e por ação higroscópica, absorverá esses vapores em grande quantidade, mantendo o vácuo dentro dos padrões exigidos. Esse procedimento, porém, dilui a solução, reduzindo sua capacidade de absorção. Para regenerá-la, a solução diluída é bombeada através de vários trocadores de calor com a finalidade de vaporizar parte dessa água, deixando a solução novamente em condições de continuidade do processo de absorção. A água vaporizada é então condensada através da circulação de água de torre, ou outra fonte que possa retirar o calor necessário a sua condensação, sendo então, reutilizada no ciclo de refrigeração.

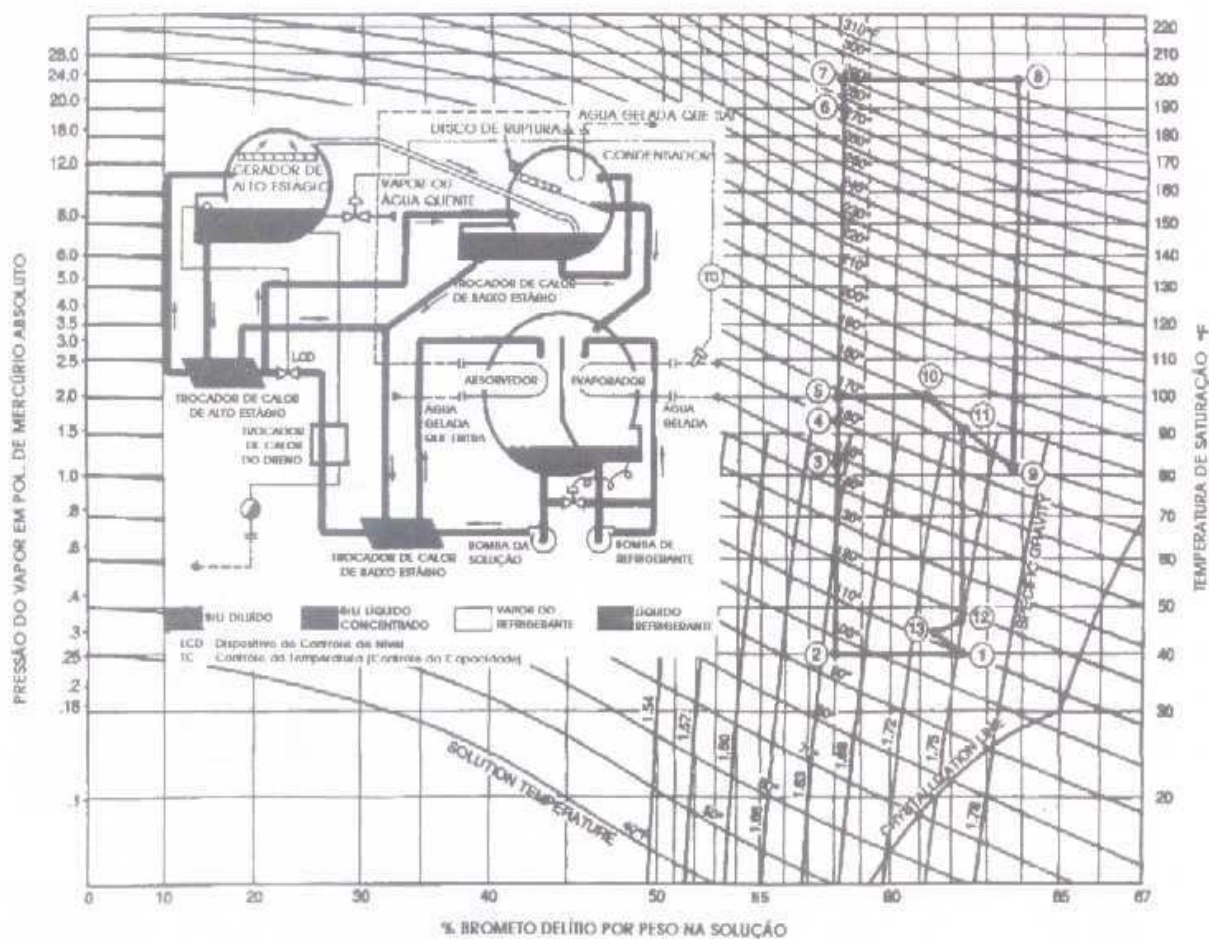
---

<sup>(5)</sup> Modo de operação, conforme uma caldeira convencional.

<sup>(6)</sup> Tipo de sal

### 3.5.2 Diagrama do equilíbrio e ciclo da solução do Chiller

O ciclo da solução pode ser representado num diagrama básico, que além de ser utilizado para análises de performance, facilita sobremaneira a identificação de defeitos.



Fonte: Springer Carrier

Fig - 17

Para melhor compreensão do diagrama, a escala à esquerda indica as pressões do vapor da água e da solução nas condições de equilíbrio. A escala à direita indica as temperaturas (ebulição ou condensação) para ambos, refrigerante e a solução.

A escala de baixo representa a concentração da solução, expressa em porcentagem de brometo de lítio por peso na solução com água. Por exemplo, uma concentração de brometo de lítio a 60%, significa: 60% de LiBr e 40% de água por peso.

As linhas curvas fazendo uma diagonal da esquerda para a direita são linhas das temperaturas da solução (não confundir com as linhas da temperatura de saturação horizontal). A única linha curva que começa na parte inferior representa a linha de cristalização. A solução fica saturada com qualquer combinação de temperatura e concentração à direita desta linha, começando a cristalizar-se restringindo o fluxo da solução.

As linhas ligeiramente inclinadas começando da parte superior do diagrama, são as linhas da gravidade específica da solução. A concentração da amostra da solução de LiBr pode ser determinada medindo-se sua gravidade específica com um hidrômetro e sua temperatura. Daí projeta-se a interseção do ponto para estes dois valores lendo logo abaixo na escala de brometo de lítio, sua percentagem. A pressão do vapor correspondente também pode ser determinada pela leitura da escala à esquerda do ponto bem como sua temperatura de saturação que pode ser obtida na escala à direita.

Na tabela à seguir, estão relacionados os valores correspondentes a 13 pontos de um ciclo da solução para uma unidade de absorção operando em condições típicas de carga máxima. Esses valores poderão variar com diferentes cargas e condições operacionais.

Ponto	Temp . Solução		Pressão Vapor		Percentagem Solução (LiBr)	Temperatura Saturação	
	°F	°C	In.Hg	mmHg		°F	°C
1	110	43	0.24	6	62.2	40	4
2	95	35	0.24	6	58.0	40	4
3	149	65	1.10	29	58.0	83	28
4	160	71	1.50	39	58.0	93	34
5	167	75	2.00	50	58.0	100	38
6	277	136	19.00	490	58.0	191	88
7	289	143	24.00	600	58.0	200	93
8	318	159	24.00	600	63.6	200	93
9	167	75	1.10	28	63.6	82	28
10	180	82	2.00	49	61.3	100	38
11	176	80	1.60	40	62.2	93	34
12	117	47	0.31	8	62.2	46	8
13	111	44	0.28	7	61.5	43	8

(Fonte: Springer Carrier)<sup>(7)</sup>

Tabela-4

<sup>(7)</sup> Empresa líder no mercado de condicionamento de ar ambiente.

**Ponto 1** - Representa a solução forte no absorvedor quando ela começa a absorver vapor d'água depois de ser aspergida dos bicos do absorvedor. Esta condição é interna e não pode ser medida.

**Ponto 2** - Representa a solução diluída (fraca) depois que ela sai do absorvedor e antes de entrar no trocador de calor de baixa temperatura. Isto inclui sua vazão pela bomba da solução. Este ponto pode ser medido com uma mostra da solução na descarga da bomba.

**Ponto 3** - Representa a solução fraca que sai do trocador de calor de baixa temperatura. Tem a mesma concentração do ponto 2, porém uma temperatura mais elevada depois de ganhar calor da solução forte.

**Ponto 4** - Representa a solução fraca que sai do trocador de calor do dreno. Tem a mesma concentração do ponto 3, mas numa temperatura mais elevada depois de receber calor do condensado do vapor. Neste ponto a solução fraca passa primeiro pela válvula (LCD) do dispositivo de controle de nível e depois é dividida, com aproximadamente metade indo para o gerador de fase mínima e o resto para o trocador de calor de alta temperatura.

**Ponto 5** - Representa a solução fraca no gerador de fase de baixa pressão depois de ser pré-aquecido até a temperatura de ebulição. A solução irá aquecer nas temperaturas e concentrações correspondentes a uma temperatura de saturação estabelecidas pela temperatura de condensação do vapor no condensador. Esta condição não pode ser medida.

**Ponto 6** - Representa a solução fraca que sai do trocador de calor de alta temperatura e que entra no gerador de fase de alta pressão. Tem a mesma concentração do ponto 4, mas numa temperatura mais alta depois de receber calor da solução forte.

**Ponto 7** - Representa a solução fraca no trocador de calor de alta temperatura depois de ser pré-aquecida até a temperatura de ebulição. A solução irá aquecer-se nas temperaturas e concentrações correspondentes a uma temperatura de saturação estabelecidas pela temperatura de condensação do vapor nos tubos do gerador de fase baixa.



**Ponto 8** - Representa a solução forte que sai do gerador de alta pressão e entra no trocador de calor de alta temperatura depois de ser reconcentrada ao evaporar o refrigerante. Ele pode ser traçado aproximadamente medindo-se as temperaturas da solução forte que sai e o vapor do condensado que sai dos tubos do gerador de baixa pressão (temperatura de saturação). Esta condição não pode ser medida com precisão.

**Ponto 9** - Representa a solução forte do trocador de calor de alta temperatura quando ela passa pelos trocadores de calor. Ele tem a mesma concentração do ponto 8, porém numa temperatura menor, depois de liberar calor para a solução fraca.

**Ponto 10** - Representa a solução forte que sai do gerador de baixa pressão e entra no trocador de baixa temperatura. Ele tem uma concentração mais fraca que a solução do gerador de baixa e pode ser traçado aproximadamente pela medição das temperaturas da solução forte que sai e do condensado do vapor (temperatura de saturação). Esta condição não pode ser medida com precisão.

**Ponto 11** - Representa a mistura da solução forte do trocador de calor de alta temperatura com a solução forte do gerador de baixa, quando ambas entram no trocador de calor de baixa temperatura.

**Ponto 12** - Representa a solução forte combinada antes da saída do trocador de baixa temperatura, depois de liberar calor para a solução fraca.

**Ponto 13** - Representa a solução forte que sai do trocador de calor de baixa temperatura e entra nos bicos do spray do absorvedor depois de ser misturada com alguma solução fraca no trocador de calor. Depois de sair dos bicos do spray, a solução de tal forma resfriada e concentrada vai para o absorvedor com pressão mais baixa no ponto 1.

### **3.5.3 Aspectos gerais**

As unidades de absorção podem ser tanto de fogo direto como indireto. Esta última utiliza calor recuperado de outros ciclos térmicos para alimentar seu processo.

Como vantagens, podemos destacar as seguintes:

- Comparados aos sistemas convencionais, dependem de menor demanda elétrica.
- Apresentam reduzidos níveis de ruído e vibração.
- Possibilidade de aproveitamento do calor rejeitado de outros ciclos térmicos.
- Menor impacto causado ao meio ambiente.

As máquinas de absorção também podem ser: de simples ou múltiplo efeito. Isto se refere ao número de vezes que o calor recuperado é utilizado pela máquina, definindo ainda seu rendimento. Enquanto uma máquina de simples efeito apresenta um COP (Coeficiente de performance), que varia de 0,6 a 1,0 as de duplo efeito podem alcançar um COP de 1,45. Enquanto as de simples efeito consomem 18 lb/h de vapor para gerar uma tonelada de refrigeração (2,3 kg/h.KWt), as de duplo efeito consomem em média 11 lb/h de vapor para produzir a mesma quantidade de TR ( 1,4 kg/h.KWt ) .

As máquinas de absorção podem ser utilizadas em diversos casos em substituição aos sistemas de compressão com gás Freon; resfriamento de processos, condicionamento de ar, tanto para resfriamento como aquecimento de ambientes, onde a temperatura da água de saída da máquina pode variar de 4°C a 38°C. Podemos também, em casos de aplicação de refrigeração, obter temperaturas de saída que podem variar de 4°C a 51°C nas máquinas que utilizam solução de amônia.

Como explicado anteriormente, da mesma forma que um equipamento mecânico, ou um motor elétrico alimenta um chiller convencional. As máquinas de absorção utilizam diversas fontes de calor, como: água quente, vapor de processo, ar quente ou produtos da combustão de diversos energéticos. Essa diversidade confere aos sistemas de absorção uma grande variedade de aplicações, principalmente nos projetos onde a recuperação de calor se mostra intensiva.

## **CAPÍTULO IV - CASO EXEMPLO: ILHA PLAZA SHOPPING.**

### **4.1 Apresentação**

O shopping Ilha Plaza, situado na Ilha do governador na cidade do Rio de Janeiro, foi aberto ao público em 28 de Abril de 1992, sendo a primeira instalação comercial no Brasil a possuir um sistema de cogeração de energia.

O projeto e execução ficou sob a responsabilidade da Cogerar Sistemas de Energia, que propôs a substituição de um sistema convencional, que já estava previsto, por uma cogeração.

A co-geração do Ilha Plaza visou entre outras coisas, obter:

- Menor custo operacional
- Maior confiabilidade de energia elétrica
- Menor impacto ambiental
- Maior segurança operacional

### **4.2 Descrição da Instalação**

Como já foi visto anteriormente: cogeração é a produção de energia elétrica e térmica a partir de um único combustível. Assim, através da energia térmica liberada na descarga da turbina, produzimos vapor na caldeira de recuperação de calor. Esse vapor no nosso caso particular é empregado na produção de água gelada através de unidades de refrigeração por absorção, para o sistema de ar condicionado.

Uma turbina, do tipo Saturno 1300 da Solar, impulsiona um gerador que produz aproximadamente 900 KWe. Dessa forma, além de gerarmos energia, reduzimos nossa demanda elétrica com a substituição dos compressores elétricos utilizados nos chillers convencionais.

O sistema completo é composto:

- Turbina à gás de 900 kw.
- Caldeira de recuperação de calor com capacidade de 2615 Kg/h de vapor
- Duas unidades de refrigeração por absorção de 600 TR cada.
- Compressor de gás natural.
- Caldeira flamotubular de reserva com capacidade de 5500 Kg/h de vapor
- Três torres de arrefecimento e algumas bombas de água.

### **4.3 Operação do Sistema**

A demanda de energia elétrica está em torno de 1500 KW, enquanto a capacidade de produção é de 900 KW. Isto porque, optou-se por utilizar um sistema de máxima economia, onde a turbina opera a plena carga durante todo tempo de funcionamento do shopping (operação do tipo base load). Como não é auto suficiente, depende de complementação da concessionária Light. Para isso, opera em paralelo com a rede, o que permite variar a demanda ao longo do dia sem problemas. Quando por ventura o sistema apresenta alguma falha e a turbina pára de operar, a demanda passa a ser suprida integralmente e de forma automática pela concessionária, sendo o vapor fornecido pela caldeira de reserva, que consome gás natural.

Quando ocorre algum problema com o fornecimento elétrico, o sistema isola automaticamente a rede permitindo após rejeição de algumas cargas não essenciais, a permanência do sistema em modo "Ilha", que significa: operação totalmente isolada da rede. Quando a energia é novamente restabelecida, o sistema é induzido a paralelar novamente com a rede, proporcionando a volta à normalidade de todo sistema. Todos esses eventos transcorrem de forma programada, sem que haja paralisação dos sistemas de segurança, iluminação e ar condicionado do shopping, itens de importância capital nesse tipo de atividade.

## 4.4 Avaliação Técnico-Econômica

### 4.4.1 Considerações

De acordo com informações fornecidas pela Cogerar. O Ilha Plaza deixou de despendar com um sistema convencional de ar condicionado, composto por: chillers centrífugos, tanques de termoacumulação, torres e bombas, a importância de US\$ 2.500.000,00.

Com o sistema completo de co-geração o investimento foi de US\$ 3.300.000,00. Dessa forma, teve-se, num primeiro momento, um custo adicional com a co-geração no valor de US\$ 800.000,00.

Para o sistema convencional estavam previstas as seguintes demandas:

- Demanda na ponta = 2.200 KW
- Demanda fora da ponta = 2.400 KW
- Custo anual com manutenção = US\$ 20.000,00

Para efeito desse estudo, a operação mensal dos sistemas terá as seguintes características:

- Enquadramento no subgrupo A-4 tarifa horo-sazonal verde.
- Horário de ponta = 66 horas
- Horário fora de ponta → 11h/dia\* 22 dias + 14h/dia\* 8 dias = 354 horas
- Tarifas: (Referência, Abril de 2012)

#### 1 - Energia Elétrica

- Demanda = R\$ 10,00/KW
- Consumo: Ponta = R\$ 1,83/KW / Fora de ponta = R\$ 0,42/KW

#### 2 - Gás

- R\$ 1,05/m<sup>3</sup>

#### 3 - Dólar

- R\$ 1,81

## 4.5 Análise comparativa

### 4.5.1 Sistema convencional proposto:

- Demanda contratada = 2.200KW \* R\$ 10,00 = R\$ 22.200,00 \* 12 meses = **266.400,00**
- Consumo:
  - Ponta = 2.200 KWh
  - 2.200 \* 66h = 145.200 KWh \* R\$ 1,83 = R\$ 265.716,00 \* 12 meses = **R\$ 3.188.592,00**
  - Fora de ponta = 2.400 KWh
  - 2.400 \* 354h = 849.600KWh \* R\$ 0,42 = R\$ 356.832,00 \* 12 meses = **R\$ 4.281.984,00**
  - Custo anual com manutenção = R\$ 150.000,00 ou US\$ 82.873,00
  - **Custo anual total = R\$ 7.886.976,00 ou US\$ 4.357.445,00**

### 4.5.2 Sistema de cogeração atual

- Demanda contratada: 1500 KW \* R\$ 10,00 = R\$ 15.000 \* 12 meses = **R\$ 180.000,00**
- Energia gerada pelo turbo gerador = 900 KW
- Consumo da concessionária para complementação do sistema:
  - Ponta = 600 KW \* 66h = 39.600 KWh \* R\$ 1,83 = R\$ 72.468,00 \* 12 meses **R\$ 869.616,00**
  - Fora de ponta = 600 KW \* 354 h = 212.400 KWh \* R\$0,42 = R\$ 89.208,00
  - R\$ 89.208,00 \* 12 meses = **R\$ 1.070.496,00**
  - Custo anual com a operação:

Gás para turbina = 380 m<sup>3</sup> \* 420h = 159.600 m<sup>3</sup> \* 12 meses = 1.915.200 m<sup>3</sup>

1.915.200 m<sup>3</sup> \* R\$ 1,05 = **R\$ 2.010.960,00**

Manutenção → **R\$ 175.000,00**

Gás utilizado na caldeira auxiliar, à título de complementação de vapor, para atender as máquinas de absorção = 50 m<sup>3</sup>.h

→ 50 \* 420h = 21.000 m<sup>3</sup> \* 12 meses = 252.000 \* R\$ 1,05 = **R\$ 264.600,00.**

- Custo total: R\$ 4.570.672,00 ou US\$ 2.525.233,00.

- **Custo total de cada sistema**
  - **Sistema Convencional = R\$ 7.886.976,00**
  - **Sistema de Co-geração = R\$ 4.570.672,00**
- **Economia com co-geração**  
**R\$ 3.316.304,00 ou US\$ 1.8322.212,00.**
- \* **Representa uma economia da ordem de 42%.**

## CAPÍTULO 5 - CONCLUSÕES

Os resultados encontrados no "caso exemplo" evidenciam as vantagens da cogeração sobre os sistemas convencionais, sendo, portanto, uma decisão viável técnica e economicamente.

Além disso, não se pode esquecer dos aumentos crescentes de energia. Com a privatização dos sistemas elétricos, e a experiência recente do racionamento, deveremos ter uma mudança substancial na área de geração; abandonando os grandes investimentos em hidrelétricas, para uma maior diversificação de fontes alternativas. Aí, estão incluídas as fontes foto voltaicas, eólicas, células de combustível, entre outras, que certamente encarecerão o valor do nosso KWh. Assim, o setor terciário tem na cogeração um aliado importante na garantia de energia e no controle dos seus custos.

Evidentemente, apenas uma análise mais detalhada poderá definir o emprego de uma determinada tecnologia, uma vez que a relação entre produção e demanda energética ao longo de um período poderá influenciar bastante seu custo operacional desestimulando sua implantação.

Porém, nunca é de mais lembrar, que além das vantagens econômicas inegáveis. O maior legado que podemos deixar para as futuras gerações é a contribuição na preservação ambiental.



**REFERÊNCIA BIBLIOGRAFICA.**

- 1) "Review of combined heat and power technologies", Department of Energy, USA; Office of Industrial Technologies, Outubro de 1999.
- 2) Tito, Edson Guimarães - Cogerar Sistemas de Energia Ltda; "Sistemas de Cogeração".
- 3) Horta Nogueira, Luis augusto e Silva Martins, André Luis - Instituto Nacional de Eficiência Energética, "Introdução à Cogeração", Maio de 1997.
- 4) Bicalho, Ronaldo; Instituto de Economia da UFRJ, "Turbina à Gas: Oportunidades e desafios para o Sistema Elétrico Brasileiro". Fevereiro de 2001.
- 5) Schechtman, Rafael e Barbosa, Ana Maria - COPPE/UFRJ; Perspectiva de Utilização da Co-geração no Setor Terciário do Estado do Rio de Janeiro"; Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia, vol. 3.
- 6) Avallone, Eugene; Baumeister, Theodore - "Marks' Standard Hand Book for Mechanical Engineers, 1987.
- 7) Lund, Gudrun; "Industrial Steam Production With Gas Engine Exhaust"; Artigo no Caddet Energy Efficiency News Letter, 1998. Powertec. Absorption Cooling and Cogeneration. Maio 1992.
- 8) Powertec. Methods for the Emissions Reduction. Janeiro, 1995.
- 9) Energy Efficiency In UK, Good Praticice Program; "energy Efficient Refrigeration technology - The Fundamentals".
- 10) Revista Brasil Energia - Editora Brasil Energia Ltda. Rio de Janeiro; números 213, 203, e 206.
- 11) Catálogos de caldeira da Allborg Brasil. Abril, 1992.
- 12) Carrier. Fevereiro, 1992.

13) Catálogos e manuais de operação sobre turbinas Solar. Fevereiro, 1993.

14) Challenges and Opportunities for Gas Turbines in Europe, G. Roukens. 15)

Netherlands Ministry for Environment, Solar Turbo Machinery.

16) Catálogos de unidades de refrigeração por absorção da Springer.