

TESE

925

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

SELEÇÃO DE CICLOS E CONFIGURAÇÕES
DE SISTEMAS DE COGERAÇÃO

FLÁVIO NEVES TEIXEIRA

ITAJUBÁ - 1997

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

SELEÇÃO DE CICLOS E CONFIGURAÇÕES DE SISTEMAS DE COGERAÇÃO

Flávio Neves Teixeira



Orientadores:

Prof. Dr. Luiz Augusto Horta Nogueira

Prof. Dr. José Antônio Perrella Balestieri (FEG/UNESP)

Itajubá, 1997

CLASS. 621.311.2 (0432)

CUTTER. T2665

TOMBO. 925





Ministério da Educação e do Desporto
ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

A N E X O I

PRONUNCIAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

A Banca Examinadora, abaixo assinada, nomeada pela Portaria nº 150 de 16 de junho de 1997, considerando o resultado do Julgamento da Prova de Defesa Pública da Dissertação de Mestrado intitulada: "Seleção de Ciclos e Configurações de Plantas de Cogeração" apresenta pronunciamento no sentido de que o Coordenador dos Cursos de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Escola Federal de Engenharia de Itajubá solicite ao DRA (Departamento de Registro Acadêmico) a expedição do título de Mestre em Ciências em Engenharia Mecânica, na Área de Conversão de Energia, satisfeitas as demais exigências regimentais, à Flávio Neves Teixeira.

Itajubá, 1º de julho de 1997.

Prof. Rafael Schechtman

1º Examinador - PPE/COPPE/UFRJ

Prof. Electo Eduardo Silva Lora

2º Examinador - UNICAMP

Prof. José Antonio Perrella Balestieri

3º Examinador - (Co-orientador) -FEG

Prof. Luiz Augusto Horta Nogueira

4º Examinador - (Orientador) - EFEI

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia para a especificação e operação ótimas de sistemas de cogeração, objetivando-se encontrar o menor custo para a produção energética e atendendo às demandas de energia elétrica, calor de processo e frio dadas 'a priori'. A configuração básica do sistema de cogeração adotado inclui acionadores primários (turbinas a gás e/ou motores Diesel), caldeiras de recuperação, caldeiras de processo, 'chillers' de compressão, 'chillers' de absorção e fornecimento de energia elétrica da concessionária. Desse modo, as capacidades dos equipamentos e a política operacional para a unidade de cogeração são determinadas simultaneamente afim de minimizar o tempo de retorno. Inicialmente, apresenta-se a modelagem das cargas térmicas (baixa e alta temperatura) e elétricas, levando-se em conta 8 períodos tarifários distintos e constantes durante todo o ano de acordo com a tarifação praticada pelas concessionárias de energia. Em seguida, desenvolve-se a modelagem dos acionadores primários usando-se de uma aproximação linear para simular a dependência do desempenho e da disponibilidade de calor útil em função do consumo de combustível, permitindo-se considerar acionadores primários comercialmente disponíveis. Conclui-se com estudos de casos dos setores comercial e industrial para demonstrar a validade do método desenvolvido, usando uma base de acionadores primários com 350 equipamentos reais.

DEDICATÓRIA

Deixo este trabalho a meus pais, Dr. José Carlos de Faria e Dr.ª Maria de Fátima de Faria

ABSTRACT

This paper presents a methodology to specify and operate optimally cogeneration plants, aiming to get the lower cost for the energy produced and attending electric power, heating and cooling demands given 'a priori'. The general configuration adopted for the cogeneration system includes prime mover, heat recovery steam generator, process boiler, conventional and absorption cooling systems and electricity supply from utility. Thus, the equipment capacities and operational policy for the cogeneration plant are determined simultaneously in order to minimise the pay back time. Initially it is presented the modelling of thermal (low and high temperature) and electric loads, taking into account constant demands in 8 periods of time over the year and according the periods used by utilities to price energy. Then it is developed the modelling of prime movers, using lineal approach to simulate the dependence of performance and useful heat availability on the load factor, allowing to consider real commercial prime movers. Concluding, this methodology is applied to some case studies, taking into account cogeneration units to be installed in commercial and industrial plants, aiming to demonstrate the validity of the proposed method. It is used a prime mover database presenting 350 commercial models.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a meus sobrinhos Esther, Filipe, Matheus e Lucas e a meu Pai.

AGRADECIMENTOS

À minha mãe e aos meus irmãos pelo apoio e incentivo à minha decisão.

À Josiane, companheira de todas as horas.

Ao professor Luiz Augusto Horta Nogueira pela amizade e orientação.

Aos professores Rolando Nonato de Oliveira Lima e José Antônio Perrella Balestieri e ao engenheiro André Ramon Silva Martins pelo apoio e colaboração.

Aos meus colegas de Pós Graduação pelo convívio tão sadio.

Aos professores e funcionários da EFEI que ajudaram de forma direta ou indireta para a realização deste trabalho.

Ao CNPq pelo apoio financeiro.

ÍNDICE

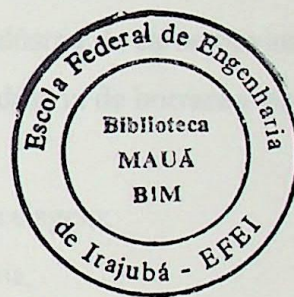
Resumo	i
Abstract	ii
Dedicatória e Agradecimentos	iii
Índice	iv
Lista de tabelas	vi
Lista de figuras	viii
Simbologia	ix
Capítulo 1 - Introdução	1
1.1- Motivação e Objetivos	1
1.2- Estrutura do Trabalho	2
Capítulo 2 - Conceitos de Cogeração	4
2.1- Aspectos Gerais	4
2.2- Aspectos Tecnológicos	6
2.2.1- Turbinas a Gás	6
2.2.2- Motores Alternativos	8
2.3- Critérios de Seleção	9
2.4- Avaliação da Cogeração	9
Capítulo 3 - Fundamentos Metodológicos	11
3.1- Apresentação do Problema	11
3.2- Revisão Bibliográfica	12
Capítulo 4 - Otimização Aplicada à Configuração de Sistemas de Cogeração:	20
4.1- Pressupostos e Hipóteses	20
4.2- Modelagem das Cargas	22
4.3- Modelagem dos Acionadores Primários e das Fontes de Calor Útil	25
4.4- Formulação do Problema	29

4.4.1- Balanço da Potência Elétrica e Cálculo do Consumo de Combustível para o Sistema de Cogeração	32
4.4.2- Balanço de Energia Térmica e Cálculo do Consumo de Combustível para o Sistema Auxiliar	34
4.4.3- Análise Econômica	35
4.4.4- Síntese da Análise Econômica	38
Capítulo 5 - Aplicações: Estudos de Casos nos Setores Industrial e Comercial	40
5.1-Estudos de Caso	40
5.1.1- Cervejaria	42
5.1.2- Hospital	45
5.1.3- 'shopping center'	47
5.1.4- Indústria de Carne Bovina	50
5.1.5- Indústria de Borracha Sintética	53
5.1.6- Tecelagem	56
5.2- Estudos Paramétricos	59
Capítulo 6 - Conclusões e Recomendações	64
Referências Bibliográficas	67
Anexo A - Banco de Dados de Equipamentos de Cogeração	69

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.2.1.1 - Configuração da demanda energética;	14
Tabela 3.2.1.2 - Produções máxima e mínima e custo inicial dos equipamentos;	15
Tabela 3.2.1.3 - Política operacional ótima do sistema de sistema de cogeração	15
Tabela 3.2.2.1 - Demandas energéticas;	17
Tabela 3.2.2.2 - Valores da capacidade dos equipamentos e demandas máximas de utilidade;	18
Tabela 4.2.1 - Dados de demandas energéticas;	24
Tabela 5.1 - Valores adotados nos casos estudados;	41
Tabela 5.1.1.1 - Dados de demanda energética para uma cervejaria;	42
Tabela 5.1.1.2 - Acionadores pré-selecionados para uma cervejaria;	43
Tabela 5.1.1.3 - Cervejaria: acionadores considerados e resultados econômicos;	44
Tabela 5.1.1.4 - Resultados para a melhor configuração da cervejaria estudada;	44
Tabela 5.1.2.1 - Dados de demanda energética para um hospital;	45
Tabela 5.1.2.2 - Acionadores pré-selecionados para um hospital;	46
Tabela 5.1.2.3 - Hospital: acionadores considerados e resultados econômicos;	47
Tabela 5.1.2.4 - Resultados para a melhor configuração do hospital estudado;	47
Tabela 5.1.3.1 - Dados de demanda energética para um 'shopping center'	48
Tabela 5.1.3.2 - Acionadores pré-selecionados para um 'shopping center'	49
Tabela 5.1.3.3 - 'shopping center': acionadores considerados e resultados econômicos;	50
Tabela 5.1.3.4 - Resultados para a melhor configuração do 'shopping center' estudado;	50
Tabela 5.1.4.1 - Dados de demanda energética para uma indústria de carne bovina;	51
Tabela 5.1.4.2 - Acionadores pré-selecionados para uma indústria de carne bovina;	52
Tabela 5.1.4.3 - Indústria de carne bovina: acionadores considerados e resultados econômicos;	53
Tabela 5.1.4.4 - Resultados para a melhor configuração da indústria de carne bovina estudada;	53
Tabela 5.1.5.1 - Dados de demanda energética para uma indústria de borracha sintética;	54
Tabela 5.1.5.2 - Acionadores pré-selecionados para uma indústria de borracha sintética;	55
Tabela 5.1.5.3 - Indústria de borracha sintética: acionadores considerados e resultados econômicos;	56
Tabela 5.1.5.4 - Resultados para a melhor configuração da indústria de borracha sintética estudada;	56

Tabela 5.1.6.1 - Dados de demanda energética para uma tecelagem;	57
Tabela 5.1.6.2 - Acionadores pré-selecionados para uma tecelagem;	58
Tabela 5.1.6.3 - Tecelagem: acionadores considerados e resultados econômicos;	59
Tabela 5.1.6.4 - Resultados para a melhor configuração da tecelagem estudada;	59
Tabela 5.2.1 - Dados utilizados para a análise da sensibilidade;	60
Tabela 5.2.2 - Valores dos tempos de retorno para cada caso estudado;	60
Tabela 6.1 - Síntese dos resultados dos casos estudados.	65



LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Exemplo de ciclo 'topping';	5
Figura 2.2 - Exemplo de ciclo 'bottoming';	5
Figura 4.1.1 - Estrutura básica da central de cogeração estudada;	21
Figura 4.2.1 - Curvas de carga das demandas da Tabela 4.2.1;	24
Figura 4.3.1 - Parametrização básica do desempenho de acionadores primários para sistemas de cogeração;	26
Figura 4.4.1 - Fatores principais de um projeto de sistemas de cogeração;	29
Figura 5.1.1.1 - Curvas de carga das demandas energéticas para uma cervejaria;	43
Figura 5.1.2.1 - Curvas de carga das demandas energéticas para um hospital;	46
Figura 5.1.3.1 - Curvas de carga das demandas energéticas para um 'shopping center';	48
Figura 5.1.4.1 - Curvas de carga das demandas energéticas para uma indústria de carne bovina;	51
Figura 5.1.5.1 - Curvas de carga das demandas energéticas para uma indústria de borracha sintética;	54
Figura 5.1.6.1 - Curvas de carga das demandas energéticas para uma tecelagem;	57
Figura 5.2.1 - Sensibilidade do tempo de retorno para o caso da cervejaria;	61
Figura 5.2.2 - Sensibilidade do tempo de retorno para o caso do hospital;	61
Figura 5.2.3 - Sensibilidade do tempo de retorno para o caso do 'shopping center';	62
Figura 5.2.4 - Sensibilidade do tempo de retorno para o caso da indústria de carne bovina;	62
Figura 5.2.5 - Sensibilidade do tempo de retorno para o caso da indústria de borracha sintética;	63
Figura 5.2.6 - Sensibilidade do tempo de retorno para o caso da tecelagem;	63

SIMBOLOGIA

PS DU FP: Período seco, dia útil, fora de ponta (horas);

PS DU PO: Período seco, dia útil, ponta (horas);

PS DU NO: Período seco, dia útil, noturno (horas);

PS FS: Período seco, fim de semana e feriados (horas);

PU DU FP: Período úmido, dia útil, fora de ponta (horas);

PU DU PO: Período úmido, dia útil, ponta (horas);

PU DU NO: Período úmido, dia útil, noturno (horas);

PU FS: Período úmido, fim de semana e feriados (horas);

E, W: Potência elétrica gerada ou consumida (MW);

Q: Calor útil ou calor de processo gerado ou consumido (MW);

FR: Frio gerado ou consumido (MW);

NH: Número de horas do período (horas);

TG: Turbina a gás;

MD: Motor Diesel;

CR: Caldeira de recuperação;

CAux: Caldeira auxiliar ou de processo;

ChA: 'Chiller' de absorção;

ChC: 'Chiller' de compressão;

X: Consumo de combustível (ton/h);

B, D: Consumo a vazio como uma fração do consumo nominal, respectivamente para a produção elétrica e térmica (%);

N: Número de equipamentos;

%: Porcentagem ou fração;

COP: Coeficiente de performance para os sistemas de frio;

η : Eficiência ou rendimento;

PCI: Poder calorífico do combustível (GJ/ton);

CO: Custo operacional (mil \$);

\$: Tarifa de energia elétrica (\$/MWh), tarifa de demanda contratada (\$/MW), custo do combustível (\$/ton) ou custo do equipamento (mil \$);

CEq: Custo com equipamentos (mil \$);
CI: Custo do investimento (mil \$);
FCR: Fator de recuperação de capital (%);
\$O&M: Custo com operação e manutenção (%);
i: Taxa de juros ou de interesse (%);
k: Vida do equipamento (anos);
v: Valor residual do equipamento ao fim da vida útil (%);
 Δ CO: Economia anual operacional devido à implantação da cogeração (mil \$);
TR: Tempo de retorno (anos)

Superscritos:

D: Demanda;
T: Total;
corr: Corrigido em relação às condições ISO;
FR: Frio;
Q: Calor útil ou de processo;
anual: Anual

Subscritos:

COG: Referente ao sistema de cogeração;
CONV: Referente ao sistema convencional;
0: Referente às condições nominais fornecidas pelos fabricantes;
TG/MD: Referente às turbinas a gás e/ou motores Diesel;
CR: Referente à caldeira de recuperação;
CAux: Referente à caldeira auxiliar ou de processo;
ChA: Referente ao 'chiller' de absorção;
ChC: Referente ao 'chiller' de compressão;
COMPRA/VENDA: Referente às tarifas de compra ou venda de energia elétrica;
DEM: Referente à demanda contratada.

1 - INTRODUÇÃO

1.1 - Motivação e objetivos

A energia tem uma posição estratégica na sociedade, podendo ser considerada como insumo essencial à realização de praticamente todas as atividades humanas e de desenvolvimento econômico. Dessa forma é compreensível a importância que apresentam os estudos e projetos de implantação e ampliação dos sistemas energéticos, tanto em nível de geração como também de distribuição. Da mesma forma, os estímulos e a conscientização para aumento da eficiência na utilização pode ser considerada como uma fonte energética à medida em que o uso mais racional permite o aumento da oferta de energia ou a diminuição de seu consumo, resultando tipicamente na minimização dos custos dos serviços energéticos para o consumidor final e para o setor elétrico. Tais considerações são oportunas ao apresentar-se a cogeração, já que se busca com este procedimento de conversão energética melhorar a qualidade da energia produzida por um combustível, reduzindo as perdas que ocorrem em sua utilização.

Os sistemas de cogeração são aqueles em que se faz, simultaneamente, e de forma sequenciada, a geração de energia elétrica ou mecânica e energia térmica (calor de processo e/ou frio), a partir da queima de um combustível tal como os derivados de petróleo, o gás natural, o carvão ou a biomassa. O interesse na cogeração vem do fato que a transformação de energia térmica em energia mecânica só pode ser efetuada com um aproveitamento relativamente baixo da energia disponível nos combustíveis. Desse modo, ao se utilizar a energia necessariamente rejeitada pelo ciclo térmico em um processo industrial, melhora-se a eficiência de utilização do combustível. Por outro lado, deve-se notar que um grande número de processos industriais requer calor a temperaturas relativamente baixas (em torno de 200 °C) e, portanto, de baixa qualidade energética e que sua geração pela utilização de combustíveis capazes de alcançar altas temperaturas (em torno de 1500 °C) implica em uma perda da disponibilidade termodinâmica do combustível. A cogeração, ao produzir trabalho e calor úteis, reduz essas perdas energéticas e permite abastecer ambas as demandas com quase o mesmo consumo de combustível. Sobre essa racionalidade termodinâmica se baseiam todas as vantagens da cogeração, já que níveis mais altos de eficiência implicam em reduzir

o consumo de combustível e todos os demais custos associados, inclusive o custo ambiental (Nogueira, 1996).

No presente trabalho desenvolve-se uma metodologia para a configuração de sistemas de cogeração frente a um dado perfil de demandas de calor, frio e eletricidade, assegurando a maximização dos benefícios econômicos. Nesse modelo objetiva-se também mostrar que a otimização simultânea da capacidade dos equipamentos e de sua operação apresenta como resultado final uma melhor configuração para o atendimento das demandas da unidade de processo. O método proposto efetua a priorização da viabilidade segundo um indicador usual: tempo de retorno do projeto.

É importante deixar claro que a cogeração é um processo de conversão de energia que independe dos seguintes pontos (Walter et al., 1996):

- (i) a forma como os produtos estão disponíveis - a potência pode ser necessária tanto na forma elétrica como na forma mecânica e a energia térmica, por sua vez, pode ser empregada em processos de aquecimento ou de refrigeração;
- (ii) a potência elétrica pode ser consumida pela própria empresa proprietária da instalação de cogeração ou, ainda, ser vendida para outros consumidores ou para uma concessionária de serviço elétrico;
- (iii) o sistema de cogeração pode ser de propriedade de um consumidor, de um produtor independente ou de uma concessionária;
- (iv) o porte dos sistemas, podem ser unidades pequenas, de poucos kilowatts, ou de unidades de grande porte, com muitos megawatts de capacidade.

1.2 - Estrutura do trabalho

Este trabalho estrutura-se em seis capítulos e um anexo. No primeiro capítulo, descreve-se a importância de se estudar os sistemas de cogeração como um procedimento eficiente e alternativo de conversão energética, bem como apresenta-se o objetivo do presente trabalho. No segundo capítulo é feita uma revisão dos aspectos relevantes da cogeração tanto em nível dos principais ciclos utilizados, como também de sua seqüência de utilização. Além disso, faz-se um breve comentário sobre os critérios de seleção e avaliação destes sistemas. A seguir, no terceiro capítulo, desenvolve-se uma revisão bibliográfica sucinta de alguns trabalhos neste tema cuja finalidade é mostrar a importância de se desenvolver métodos de otimização de sistemas de cogeração.

No quarto capítulo é feito o desenvolvimento da metodologia empregada neste trabalho, começando com os pressupostos e hipóteses considerados, dissertando-se a seguir sobre os tipos de cargas e consumidores desejados, além dos diferentes períodos tarifários considerados. Segue-se com a modelagem da tecnologia da produção de energia elétrica e térmica, bem como se apresenta a análise de desempenho para os acionadores primários estudados. A seguir, mostra-se os principais fatores de um projeto básico de unidades de produção combinada de calor e trabalho a fim de desenvolver uma rotina lógica de otimização aplicada a sistemas de cogeração empregando-se o Excel[®].

No quinto capítulo realizam-se estudos de casos para alguns segmentos dos setores terciário e industrial considerando-se os dados de base necessários, os cenários de custos e tarifas envolvidos e os seus resultados respectivos. Apresenta-se ainda, estudos paramétricos a fim de avaliar a sensibilidade da mudança dos cenários de custo dos combustíveis, das tarifas de energia elétrica, da taxa de juros e do valor do investimento frente a uma dada configuração. As conclusões e recomendações constam no sexto capítulo.

Finalmente, no anexo A, é apresentado um banco de dados dos principais fabricantes de turbinas a gás e motores Diesel, onde constam os dados de desempenho dos acionadores primários utilizados nos estudos de caso.

2 - CONCEITOS DE COGERAÇÃO

2.1 - Aspectos Gerais

Um projeto de central de cogeração conceitualmente adequado é aquele que atende as demandas elétricas e térmicas com um desejado desempenho, disponibilidade e facilidade de manutenção, além de ser economicamente viável. Nos casos em que isso não é alcançado, as falhas na geração e a queda de eficiência que lhe são decorrentes implicam em aumento dos custos de operação, manutenção e investimentos, e portanto a cogeração deixa de apresentar interesse. Tendo em vista este aspecto, a escolha do ciclo a ser utilizado para a configuração de centrais de cogeração deve ser feita sob estritos critérios de racionalidade (Sawyer's, 1985).

Os principais ciclos térmicos utilizados em cogeração empregam motores alternativos, turbinas a gás e turbinas a vapor. Em todos eles existe, necessariamente, a rejeição de calor não convertido em potência de eixo e que pode então ser utilizado para atender uma demanda térmica. Em termos de projeto, faz-se necessário definir, uma vez estabelecido o ciclo a ser utilizado, a disposição da demanda de calor em relação à geração de energia elétrica na central. Para isso dois tipos de sistemas de cogeração podem ser utilizados, que devem ser escolhidos conforme as necessidades térmicas e elétricas de cada processo e fundamentalmente, em função do nível de temperatura desejado na demanda de calor. Assim, de acordo com a posição relativa da geração de energia na seqüência de geração e utilização de calor, os sistemas de cogeração podem ser do tipo 'topping', quando a produção de eletricidade antecede o fornecimento de calor útil, ou do tipo 'bottoming', quando a geração elétrica está situada após a demanda térmica. As Figuras 2.1 e 2.2 ilustram tais sistemas. Os sistemas do tipo 'bottoming' são de emprego mais restrito por que, em geral, o calor rejeitado em processos industriais já está em níveis de temperatura relativamente baixos para produção de potência e, dessa forma geralmente, apenas fazem sentido quando se dispõe de volume significativo de calor residual, rejeitado de um processo industrial sob elevadas temperaturas, como nos casos de fornos cerâmicos, indústrias cimenteiras ou unidades metalúrgicas, já tendo sido consideradas as alternativas convencionais de racionalização energética. Tal calor poderá ser utilizado em uma caldeira de recuperação para a geração de vapor e caso esse não seja

necessário para o processo será empregado, por exemplo, para gerar energia elétrica em uma turbina a vapor (Nogueira, 1996).

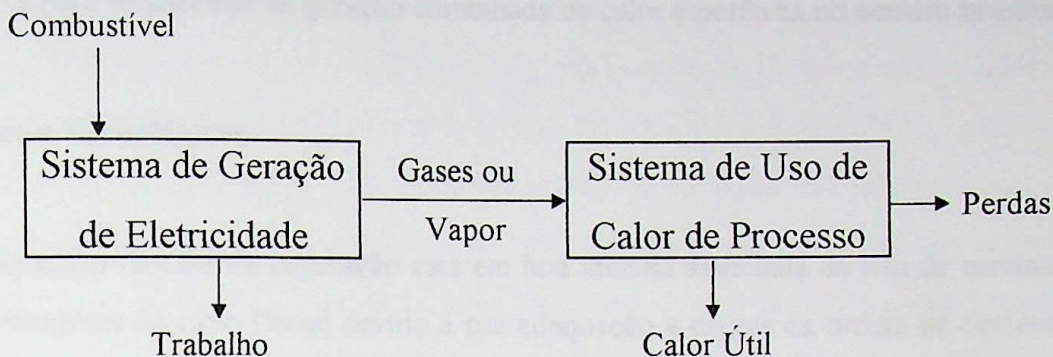


Figura 2.1 - Exemplo de Ciclo 'Topping'

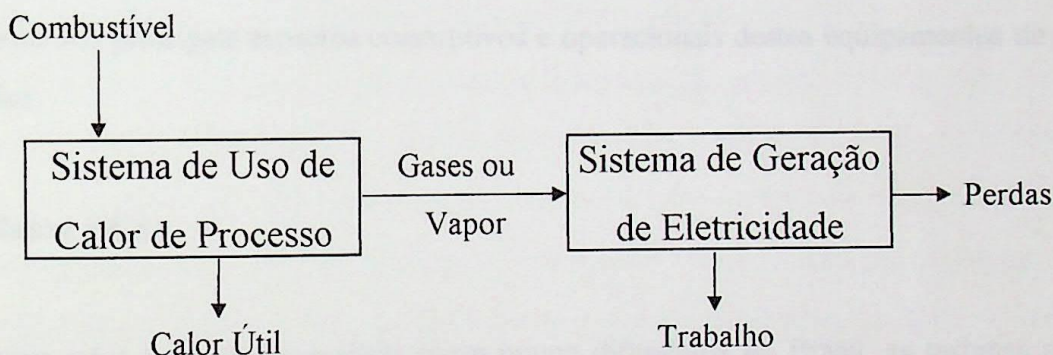


Figura 2.2 - Exemplo de Ciclo 'Bottoming'

A cogeração não é uma tecnologia nova e já tem sido utilizada em muitas unidades industriais desde o início deste século como um meio econômico de fornecer, parcial ou totalmente, suas necessidades térmicas e elétricas. Contudo, foi apenas nos últimos anos que a cogeração ganhou expressivo impulso. Assim, aplicações nos setores químicos, em refinarias de petróleo, em siderúrgicas, em indústrias de papel e celulose, no setor sucroalcooleiro, em indústrias de alimentos, além de hospitais, 'shopping centers', complexos de escritórios, entre outros, têm demonstrado a potencialidade da cogeração como uma forma viável de fornecer, simultaneamente, formas diferentes de energia úteis (Martins, 1996 / Gushiken e Balestieri, 1996 / Schechtman, 1993). Em países com tradição de geração termoelétrica, nos quais o custo da energia elétrica está ligado diretamente ao custo do combustível e à eficiência de conversão, a cogeração oferece vantagens econômicas consideráveis e evidentes. No Brasil, o custo relativamente baixo da energia elétrica e a

disponibilidade de recursos hídricos limitou até anos recentes uma maior utilização da cogeração. Entretanto, a redução da oferta de energia hidroelétrica, o novo cenário institucional no Setor Energético brasileiro e a crescente importância da conservação de energia têm aberto boas possibilidades para os sistemas de geração combinada de calor e potência no cenário brasileiro.

2.2 - Aspectos Tecnológicos

A expansão recente da cogeração está em boa medida associada ao uso de turbinas a gás e motores alternativos do ciclo Diesel devido à sua adequação a cargas da ordem de centenas de kW até dezenas de MW, facilidade de instalação e operação e fundamentalmente ao seu custo e possibilidade de utilização de gás natural. Por tais motivos, no presente estudo tais acionadores primários foram selecionados, tendo se excluído as turbinas a vapor. As seguir se apresenta uma revisão sucinta dos principais aspectos construtivos e operacionais destes equipamentos de interesse neste trabalho.

2.2.1 - Turbinas a Gás

Embora estes equipamentos ainda sejam pouco difundidos no Brasil, as turbinas a gás têm sido crescentemente usadas em indústrias de países desenvolvidos desde meados da década de setenta. Os elementos fundamentais que constituem uma turbina a gás são: o compressor, a câmara de combustão e a turbina propriamente dita. Em seu funcionamento, o ar é aspirado da atmosfera e comprimido, passando para a câmara de combustão, onde se mistura com o combustível. Nessa câmara ocorre a reação de combustão, produzindo gases quentes, que escoam através da turbina, onde se expandem, movendo o rotor através das palhetas e produzindo potência mecânica para acionar o eixo do compressor e da carga, freqüentemente um gerador elétrico. Uma concepção construtiva freqüente nestes equipamentos divide a expansão dos gases entre uma turbina de alta pressão, empregada para acionar o compressor e uma turbina de baixa pressão, que aciona a carga. Para esse tipo de montagem, denomina-se, usualmente gerador de gás ao conjunto formado pelo compressor, câmara de combustão e a turbina de alta, enquanto a parte restante se conhece como turbina de potência (Nogueira, 1996).

As turbinas a gás são produzidas por algumas dezenas de fabricantes multinacionais, quase sempre como variações de projetos básicos desenvolvidos por um reduzido grupo de empresas. Deste modo, as turbinas a gás estão disponíveis em uma gama finita de modelos, cujas características de interesse podem ser encontradas em catálogos e periódicos técnicos. O Anexo A apresenta alguns modelos de turbinas (equipamentos 1 à 224) indicando fabricante, modelo, rotação, potência elétrica, calor útil, consumo de combustível, (esses três últimos dados sob condições ISO) e custo (fornecido pelo fabricantes ou estimado) (Gas Turbine World, 1995). A eficiência das turbinas a gás é definida como a relação existente entre a produção de energia mecânica e sua demanda de combustível, independente de que se possa fazer ou não o aproveitamento da energia térmica contida nos gases de escape. É importante observar que os rendimentos das turbinas a gás geralmente fornecidos referem-se às condições ISO de operação, ou seja, sem perdas na admissão, com temperatura de 288,15 K (15 °C) e pressão correspondente ao nível do mar. Contudo, em condições reais de utilização, este rendimento pode ser bastante afetado pelos seguintes fatores (Nogueira, 1996):

- Perdas de carga na admissão do ar e na saída dos gases de escape: Estas perdas de carga se devem aos sistemas de filtragem de ar e atenuação de ruído, existentes no lado da admissão, e da aplicação que se dá aos gases de escape, por exemplo, em uma caldeira de recuperação;
- Temperatura do ar de aspiração da turbina: Sob maiores temperaturas de aspiração é maior a energia necessária para acionar o compressor do ar e, por consequência, se reduz o rendimento e a potência produzida. Portanto, convém localizar a tomada de ar no local onde a temperatura de admissão seja sempre a mais baixa;
- Altitude do local da instalação: A diminuição da pressão atmosférica faz com que a potência diminua na medida em que aumenta a altitude, ainda que o consumo de combustível se reduza na mesma proporção, resultando um rendimento pouco modificado. Porém, convém levar em conta tal queda de potência afim de atender às demandas solicitadas.

Neste trabalho é feito a correção das condições locais de temperatura e pressão em relação às condições ISO para melhor estabelecer o valor real das produções térmicas e elétricas. Não se considera a correção para as perdas de carga. Além dessas considerações pode-se melhorar o rendimento das turbinas a gás por meio da regeneração que consiste em aproveitar os gases de escape da turbina para pré-aquecer o ar de combustão entre a saída do compressor e a entrada da câmara de combustão. No presente trabalho a regeneração não foi considerada.

Ainda dentro deste tópico deve-se mencionar a utilização do calor de escape das turbinas a gás, que podem ser aproveitados por via direta ou indireta. No primeiro caso, os gases de exaustão são aproveitados diretamente em processos como secadores e fornos metalúrgicos. No segundo caso, o calor de escape é freqüentemente utilizado para produção de vapor, um vetor energético de amplo uso na indústria. Para este caso, o mais recomendável é o emprego de uma caldeira de recuperação projetada para operar com gases de escape de turbinas. Pode-se ainda, em uma caldeira de recuperação, incrementar a produção de vapor através da pós-combustão, que é o fornecimento adicional de calor empregando-se mais combustível (neste trabalho também não se considera a pós-combustão).

2.2.2 - Motores Alternativos

Sejam de ignição por centelha (Otto) ou de ignição por compressão (Diesel), os motores alternativos podem também ser utilizados em cogeração, embora os últimos sejam mais freqüentes. Ainda que o rendimento térmico obtido com esses motores possa ser eventualmente mais alto que o obtido com turbinas a gás e a vapor, apresentam como inconveniente fundamental uma maior dificuldade na recuperação do calor, que está limitado à baixas temperaturas. Entretanto, há muitas situações em que estes acionadores representam a melhor alternativa, como é o caso de supermercados, hotéis e hospitais com demandas de energia elétrica inferiores à 1 MW. Os elementos fundamentais dos motores alternativos são o conjunto cilindro-pistão e o mecanismo biela-manivela. Na câmara de combustão, formada pelo cabeçote e o pistão, bem como nas proximidades do ponto morto superior, tem lugar o processo de combustão, ocorrendo a seguir a expansão dos gases que aciona o pistão. O movimento alternativo do pistão é transformado em movimento rotativo no eixo pelo mecanismo biela-manivela, acionando a carga (Nogueira, 1996).

O Anexo A apresenta alguns modelos desses acionadores (equipamentos 225 à 350) indicando o fabricante, modelo, rotação, potência elétrica, calor útil, consumo de combustível (esses três últimos dados sob condições ISO) e custo (estimado). Esses modelos foram retirados de catálogos dos fabricantes. O rendimento global dos motores alternativos é função do rendimento termodinâmico teórico, das perdas e do rendimento mecânico. Analogamente às turbinas a gás, é importante observar que os rendimentos dos motores alternativos geralmente fornecidos pelos fabricantes referem-se às condições ISO de operação, ou seja, com temperatura de 288,15 K (15 °C)

e pressão correspondente ao nível do mar. Contudo, em condições reais de utilização, este rendimento pode ser bastante afetado conforme dito anteriormente para as turbinas a gás e, devem também ser corrigidos. Neste trabalho faz-se a correção das condições locais de temperatura e pressão em relação às condições ISO, para melhor estabelecer o valor real das produções térmicas e elétricas.

As perdas mais significativas nos motores alternativos são as perdas de calor nos gases de escape, as perdas no óleo lubrificante, água ou ar de arrefecimento, tendo menor relevância as perdas de calor pela superfície do motor. Geralmente a cogeração com estes acionadores se efetua através da recuperação térmica do calor útil contido na água (ou ar) de refrigeração, no óleo de lubrificação e nos gases de escape. Esses sistemas de recuperação térmica para os motores alternativos podem assumir distintas configurações, de complexidade crescente com a temperatura, devido à necessidade de sistemas de segurança (Nogueira, 1996).

2.3 - Critérios de Seleção

Quando se propõe para uma indústria a instalação de um sistema de cogeração, uma primeira dúvida que surge diz respeito ao tipo de ciclo que se deve adotar. Como critérios iniciais deve-se considerar a capacidade instalada de geração elétrica e o nível de temperatura de processo. Além disso, deve-se ter em conta que os sistemas de cogeração sempre deverão ser selecionados de acordo com as condições da unidade ou do consumidor associado, sendo assim uma seleção caso a caso. Algumas características que basicamente orientam esta seleção são:

- Combustíveis empregados;
- Investimentos necessários;
- Eficiência na geração de eletricidade;
- Produção de calor útil, por unidade de energia elétrica produzida;
- Impactos ambientais.

Outros fatores técnicos que devem ser adequadamente considerados na seleção da tecnologia de cogeração são os requerimentos de temperatura, volume, qualidade da energia térmica a ser fornecida, a confiabilidade do sistema, a possibilidade de interconexão elétrica com a concessionária, os requerimentos de pessoal para operação e manutenção e a tradição operacional (Nogueira, 1996).

2.4 - Avaliação da Cogeração

O uso de sistemas de cogeração pode resultar em economias substanciais de energia. Entretanto, esses sistemas usualmente resultam em maiores gastos iniciais com equipamentos do que os sistemas convencionais. Assim, este investimento em sistemas de produção combinada de calor útil e energia elétrica deve ser justificado pela redução dos custos energéticos, para atendimento das necessidades de calor e/ou frio e mais evidentemente para atender ao consumo de energia elétrica. Além da usual minimização do tempo de retorno, outros objetivos que podem eventualmente ser adotados para a avaliação da viabilidade de sistemas de cogeração podem incluir a maximização da taxa interna de retorno, a minimização dos impactos ambientais e o uso de combustíveis específicos (Balestieri, 1994).

O tempo de retorno (pay back time) do investimento dos sistemas de cogeração podem ser significativamente diferentes dependendo dos vários objetivos identificados, que devem ser avaliados com cuidado e dependem fundamentalmente de como se requer energia. Para um adequado conhecimento das condições de demanda e possível oferta de energia para o consumidor, os dados necessários devem incluir as necessidades energéticas da unidade de processo (curvas de carga), abastecimento de energia externa (combustível e fornecimento de eletricidade da concessionária), critérios econômicos (métodos de avaliação econômica e vida econômica do processo), configurações do sistema de cogeração (diagrama esquemático simplificado do sistema de fornecimento energético global da planta), definições preliminares dos equipamentos principais (dados de desempenho dos fabricantes e planos de manutenção/substituição dos equipamentos). Uma vez que estes dados iniciais foram estabelecidos, várias alternativas de cogeração, as quais devem satisfazer os requerimentos térmicos e elétricos do processo, bem como os objetivos da política operacional, podem ser identificados. Os balanços de energia podem então ser calculados, os custos de investimentos estimados e o mérito econômico de cada alternativa avaliado (Sawyer's, 1985).

No próximo capítulo são apresentados uma formalização deste problema e os métodos que tem sido adotados para sua solução.



3 - FUNDAMENTOS METODOLÓGICOS

3.1 - Apresentação do Problema

Neste capítulo se apresenta o problema da determinação da configuração para centrais de cogeração, visando determinar a configuração e a operação ótimas de sistemas de produção combinada de calor útil e potência eletromecânica, baseando-se essencialmente nos trabalhos de Ito e seus colaboradores (Horii et al., 1987 / Ito et al., 1994). Também apresenta-se brevemente a motivação para os estudos de otimização em cogeração e sua evolução nestes últimos anos.

Como já afirmado, a cogeração cada vez mais vem se firmando como uma das tecnologias mais recomendáveis voltada à conservação de energia por sua condição operacional e, para tal, muitas centrais são construídas pela combinação de turbinas a gás (ou motores alternativos) e caldeiras de recuperação do calor de exaustão. A vantagem principal da introdução dessas unidades é sua capacidade de redução de custos operacionais e recuperação energética pelo uso de energia em cascata, tornando-se possível, desta maneira, aumentar a eficiência total de utilização energética. Entretanto, esses objetivos só podem ser realizados se uma boa política operacional é adotada em correspondência a sua demanda energética, ou seja:

- Para propósitos industriais, geralmente a demanda energética é permanente durante todo o ano (salvo alguma modificação no processo), sendo a política operacional facilitada;
- Para propósitos comerciais e públicos, a demanda energética apresenta significativa sazonalidade, variando bastante, também, durante o dia (horosazonalidade). Nesse caso, é importante investigar em detalhes a política operacional correspondente a tais flutuações.

Assim, no planejamento fundamental de sistemas de cogeração, uma das tarefas de projeto mais importantes é determinar a configuração ótima da central pela seleção criteriosa do número total e capacidade dos equipamentos, bem como as demandas máximas de utilidade, ou seja, determinar otimamente tanto a energia a ser comprada como também o valor máximo de demanda contratada.

No momento, para o planejamento de sistemas de cogeração, o método de tentativa e erro é usado convencionalmente para determinar o tamanho dessas unidades, isto é, propriedades econômicas e de energia recuperada são avaliadas somente para algumas alternativas com relação à capacidade dos equipamentos e demandas máximas de utilidade, entre as quais a melhor é selecionada baseada na demanda máxima de potência ou calor. Esse método apresenta alguns inconvenientes, tais como:

- Existem muitas combinações de turbinas a gás e caldeiras de recuperação quando se configura uma central de utilidades e é desejável que o planejador possa determinar o número e a capacidade dos equipamentos com algum grau de racionalidade;
- Quando se adota paridade térmica (ou seja, a energia elétrica é produzida como uma consequência do fornecimento de calor) ou elétrica (neste caso o calor é o subproduto) como estratégias operacionais dos acionadores primários, tem-se como desvantagem que a alta economia e potenciais de recuperação de energia não podem, necessariamente, ser aproveitados, ou seja, os excedentes e 'déficits' ocorrem muitas vezes devido a esta baixa flexibilidade operacional;
- A demanda energética apresenta significativa sazonalidade, variando bastante também ao longo do dia, sendo necessário um estudo mais detalhado de planejamento, ou seja, flexibilidade de produção, compra ou venda de energia elétrica e energia térmica de acordo com as possibilidades de oferta e necessidades de demanda (p. ex.: como a demanda de calor e frio na primavera e outono varia muito quando comparada com a demanda no inverno e verão, é muitas vezes melhor instalar unidades múltiplas de turbinas a gás e caldeiras de recuperação do ponto de vista de operação, manutenção e recuperação energética, apesar do aumento do custo de equipamentos);

Portanto, tornou-se fundamental desenvolver um método racional de determinação do tamanho ótimo de sistemas de cogeração (tipo, número e capacidade dos equipamentos e demandas máxima de utilidades), buscando minimizar o custo total anual em relação a estratégia operacional para variações de ambas demandas térmicas e elétricas.

3.2 - Revisão Bibliográfica

Diversos autores tem trabalhado neste tema, com destaque para Ito e seus colaboradores, que apresentaram vários trabalhos voltados para a otimização de sistemas de cogeração. De acordo com sua ordem cronológica, dois destes trabalhos serão descritos sucintamente a seguir:

3.2.1 - Planejamento Ótimo de Sistemas de Cogeração com Turbinas a Gás Baseado em Programação Linear Misto-Inteira do original 'Optimal Planning of Gas Turbine Cogeneration Plants Based on Mixed-Integer Linear Programming' (Horii, S., Ito, K., Pak, P.S. and Suzuki, Y., 1987).

Síntese: Problema de planejamento proposto para determinar a configuração ótima de centrais de cogeração levando-se em conta uma política operacional para as demandas energéticas anuais de eletricidade e calor dadas 'a priori'. Baseado no método de custo anual, a economia a longo prazo da central é avaliada através do custo anual total, o qual é a função objetivo a ser minimizada. Tanto a configuração dos equipamentos para essa central de cogeração quanto a política operacional são otimamente determinados refletindo a diferença na economia e na eficiência da capacidade de cada equipamento. Além disso, tanto a energia a ser comprada quanto o valor máximo de demanda (potência) a ser contratada são otimamente determinados.

Estrutura básica do sistema de cogeração: Os equipamentos constituintes da estrutura básica do sistema de cogeração estudado são: turbina(s) a gás, caldeira(s) de recuperação e caldeira(s) auxiliar(es). A energia elétrica pode ser fornecida via concessionária de energia e/ou via geração na(s) turbina(s) a gás. A demanda de calor pode ser suprida pela recuperação dos gases quentes de exaustão da(s) turbina(s) a gás em caldeira(s) de recuperação e/ou gerado na(s) caldeira(s) auxiliar(es).

Metodologia adotada: O planejamento ótimo resulta de um problema de programação linear misto-inteiro pois, tanto a função objetivo quanto todas as restrições são lineares com relação às variáveis desconhecidas. Adota-se o método de 'branch and bound' (Garfinkel e Nemhauser apud Horri et al., 1987) para resolver o problema de otimização. O algoritmo empregado é baseado no método de 'Land-Doig' (Land e Doig apud Horri et al., 1987). Uma explicação detalhada do método e do algoritmo foram omitidos.

Exemplo Numérico: Este trabalho apresenta um exemplo numérico aplicado a um consumidor com demanda anual elétrica de 65000 MWh/ano e térmica de 90698 MWh/ano, cujas configurações de demanda são apresentadas na tabela 3.2.1.1:

Tabela 3.2.1.1 - Configuração da demanda energética:

configuração de demanda	m = 1	m = 2	m = 3	m = 4	m = 5
demanda elétrica (MW)	5,0	10,0	15,0	20,0	25,0
demanda térmica (MW)	6,98	13,95	20,93	27,91	34,88
horas operacionais anuais	800	4500	500	300	100

É assumido que pode-se instalar até 2 unidades de turbinas a gás/caldeiras de recuperação pela seleção de 3 unidades de capacidades diferentes. Além disso, 1 unidade de caldeira auxiliar deve ser instalada na central de cogeração pela seleção de 2 caldeiras de capacidades diferentes. Os dados referentes a esses equipamentos estão apresentados na tabela 3.2.1.2:

De acordo com as restrições do problema, a configuração ótima resultante foi a instalação de dois conjuntos de turbinas a gás/caldeiras de recuperação sendo, um conjunto do tipo 1 ($W_0=7,01$ MW) e um do tipo 2 ($W_0=12,02$ MW), além de uma caldeira auxiliar do tipo 1 ($Q_0=11,63$ MW).

Na tabela 3.2.1.3 mostra-se a política operacional ótima do sistema de cogeração estudado. Para a configuração de demanda $m=1$, as necessidades de eletricidade e calor tem valores baixos e nenhuma unidade de turbina a gás/caldeira de recuperação está em operação, isto é, a eletricidade é fornecida pela concessionária e o calor pela caldeira auxiliar. Para a configuração $m=2$, a unidade de turbina a gás/caldeira de recuperação de menor escala está em operação sozinha e, por outro lado, para a configuração $m=3$, a unidade de turbina a gás/caldeira de recuperação de maior escala opera sozinha. Para essas duas configurações, os 'déficits' de eletricidade e de calor são complementados pela compra da concessionária e pela caldeira auxiliar, respectivamente. Para a configuração $m=4$, a unidade de turbina a gás/caldeira de recuperação do tipo 2 opera com carga total, enquanto que a do tipo 1 opera com carga parcial e a caldeira auxiliar não está em operação. Para a configuração $m=5$, tanto a unidade de turbina a gás/caldeira de recuperação do tipo 1 quanto a do tipo 2 operam com carga total e os 'déficits' de eletricidade e calor também são complementados pela compra da concessionária e pela caldeira auxiliar, respectivamente.

Tabela 3.2.1.2 - Produções máxima e mínima e custo inicial dos equipamentos:

Equipamento			1	2	3
TG/CR	Eletricidade	Máximo	7,01	12,02	20,03
	(MW)	Mínimo	2,80	4,81	8,01
	Calor	Máximo	11,90	19,58	31,50
	(MW)	Mínimo	4,77	7,84	12,60
	Custo de Investimento	(mil \$)	3144	5019	7825
CAux	Calor	Máximo	11,63	17,44	
	(MW)	Mínimo	1,16	1,74	
	Custo de Investimento	(mil \$)	270	350	

Tabela 3.2.1.3 - Política operacional ótima do sistema de cogeração:

		m = 1	m = 2	m = 3	m = 4	m = 5
TG	(tipo 1)	0,00	7,01	0,00	4,78	7,01
CR	(tipo 1)	0,00	11,90	0,00	8,33	11,90
TG	(tipo 2)	0,00	0,00	12,02	12,02	12,02
CR	(tipo 2)	0,00	0,00	19,58	19,58	19,58
CAux	(tipo 1)	6,98	2,05	1,35	0,00	3,34
Eletricidade comprada		5,00	2,99	2,98	3,20	5,97

3.2.2 - Tamanho Ótimo de Sistemas de Cogeração com Turbinas a Gás em Consideração a sua Estratégia Operacional do original 'Optimal Sizing of a Gas Turbine Cogeneration Plant in Consideration of Its Operational Strategy' (Yokoyama, R., Ito, K., Matsumoto, Y., 1994).

Exemplo Numérico: A eficácia do método proposto é investigada através de um exemplo numérico sobre uma central de cogeração com turbina a gás ciclo simples para aquecimento e resfriamento distrital. A Tabela 3.2.2.1 nos dá os valores total anual e máximo horário das demandas de eletricidade, frio e vapor. Aqui, um dia de semana, um sábado e um feriado são considerados dias representativos para cada mês, isto é, a estratégia operacional é investigada em 36 dias representativos durante um ano. As demandas energéticas horária são apresentadas como dados de entrada para cada dia representativo.

Tabela 3.2.2.1 - Demandas energéticas

	Valor Total Anual (GWh/ano)	Valor Máximo Horário (MWh/h)
Eletricidade	73,29	20,56
Frio	27,28	31,54
Calor	31,24	28,84

Os méritos econômicos dos sistemas de cogeração podem ser divididos em 2 partes: isto é, eles são devidos a (a) planejamento operacional ótimo e (b) tamanho ótimo. Esses méritos são avaliados separadamente pela realização dos 4 seguintes estudos de caso:

CASO A : Sistema de cogeração com seu tamanho determinado otimamente pela consideração de sua estratégia operacional ótima;

CASO B : Sistema de cogeração com seu tamanho dado 'a priori' pela consideração de sua estratégia operacional ótima;

CASO C : Sistema de cogeração com seu tamanho dado 'a priori' pelo emprego da estratégia de paridade elétrica;

CASO D : Sistema convencional composto de uma caldeira auxiliar com queima de gás e um refrigerador por absorção de vapor.

É assumido que 2 pares de turbinas a gás com caldeiras de recuperação são instalados nos casos A à C e que uma unidade é instalada para os outros tipos de equipamentos em todos os casos. A Tabela 3.2.2.2 mostra os valores de capacidade dos equipamentos e demandas máximas de

utilidade determinadas otimamente para o caso A e, aqueles valores dados 'a priori' para os casos B, C e D.

Sendo:

(a) Capacidade dos Equipamentos; (b) Demanda máxima de utilidade.

(1) turbina a gás; (2) caldeira de recuperação; (3) caldeira auxiliar; (4) refrigerador elétrico; (5) refrigerador por absorção; (6) eletricidade comprada; (7) gás natural.

Tabela 3.2.2.2 - Valores da capacidade dos equipamentos e demandas máximas de utilidade

Caso	A	B	C	D
Sistema	Cogeração	Cogeração	Cogeração	Convencional
Tamanho	Ótimo	Não-Ótimo	Não-Ótimo	---
Estratégia Operacional	Ótima	Ótima	Paridade Elétrica	---
(a) (1) \bar{E}_{TG} MW	7,34	3,50	3,50	---
(a) (2) \bar{Q}_{CR}^s MW	13,22	7,26	7,26	---
(a) (3) \bar{Q}_{CA}^s MW	2,41	14,34	14,34	28,84
(a) (4) \bar{Q}_{RE}^c MW	0,17	5,82	5,82	---
(a) (5) \bar{Q}_{RS}^c MW	31,37	25,73	25,73	31,54
(b) (6) \bar{E}_{buy} MW	9,54	18,27	18,27	26,10
(b) (7) \bar{F}_{gas} 10^3 m ³ /h	4,70	3,76	3,76	2,77

Como exemplo, a capacidade das turbinas a gás é discutido. Esse valor no caso A é cerca de duas vezes maior do que nos casos B e C. Esse resultado é entendido através da estratégia operacional anual da seguinte maneira: no caso C, ambos geradores da turbina a gás operam em posição de carga base. Nos casos A e B, embora o primeiro gerador da turbina a gás opere em posição de carga base, o segundo opera somente no tempo de demanda de pico. Isso é devido à adoção de uma estratégia operacional ótima, ou seja, a segunda deixa de operar para não dispor de uma grande quantidade de calor de exaustão num instante em que a unidade de processo conta com pequena demanda de energia térmica. Adicionalmente, a eficiência de geração da turbina a gás tende

a aumentar com sua capacidade e, contrariamente, a eficiência térmica de recuperação de calor de exaustão tende a diminuir. Como ambas as demandas, de frio e de vapor, são relativamente pequenas quando comparadas com a demanda elétrica neste distrito, a adoção de uma estratégia operacional ótima com turbinas a gás de maiores capacidades combinam esses estilos de demanda.

O custo total anual, constituído do custo energético anual (consumo - \$/MWh), custo de demanda contratada anual (potência - \$/MW) e custo de capital anual (equipamentos e indicadores econômicos), pode ser avaliado para cada um dos estudos de caso da seguinte forma: no caso D, embora o custo de capital anual seja menor do que aqueles dos outros casos, o custo da energia comprada da concessionária e, por conseqüência, o valor da demanda contratada são maiores. No caso C, apesar de um alto custo de capital, a introdução de uma unidade de cogeração leva à redução tanto do custo de demanda quanto do custo energético. No caso B, o custo de capital anual e o custo de demanda são iguais ao do caso C, porém, o custo energético diminui devido à adoção de uma estratégia operacional ótima. No caso A, o custo total anual diminui novamente pela otimização tanto do tamanho da central de cogeração quanto da estratégia operacional. Como um resultado, as taxas de redução do custo total anual nos casos A, B e C para aquele do caso D são, respectivamente: 5,07% , 3,43% e 1,50%. As diferenças no custo total anual entre os casos C e D, B e C, A e B são devido aos méritos econômicos tratados anteriormente e esses resultados mostram que esses méritos são obtidos não somente pela introdução de sistemas de cogeração, mas também pelo planejamento ótimo deles usando o método proposto.

A metodologia proposta por Ito e seus colaboradores tem por base uma estrutura fixa da central de cogeração, a qual será adotada nesse trabalho e apresentada no próximo capítulo; contudo, uma outra possibilidade também possível de ser explorada seria a modelagem segundo estruturas variáveis, em que uma configuração obtida de um módulo geral poderia ser proposta e analisada (Balestieri, 1994).

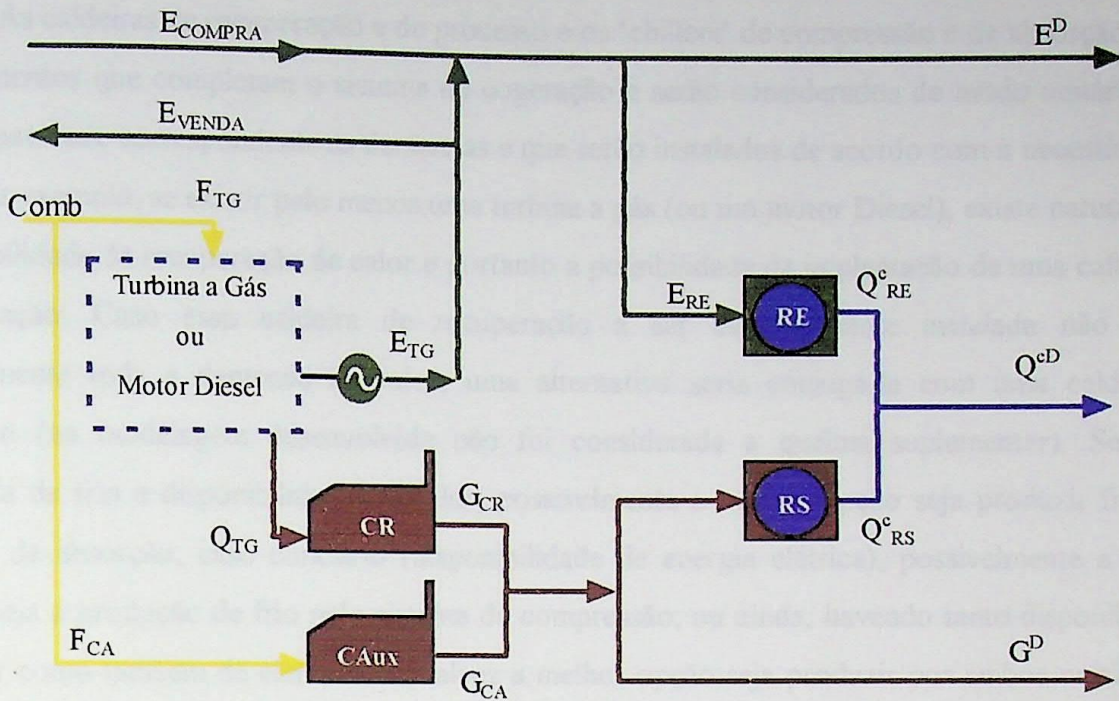
4 - OTIMIZAÇÃO APLICADA À CONFIGURAÇÃO DE SISTEMAS DE COGERAÇÃO

4.1 - Pressupostos e Hipóteses

Neste tópico, a partir da revisão efetuada no capítulo anterior, desenvolve-se a metodologia a ser empregada para a otimização de sistemas de cogeração. Neste sentido, inicialmente se apresentam as condições iniciais e de referência a serem consideradas, modelando-se a seguir as cargas térmicas (baixa e alta temperatura) e elétricas, bem como os sistemas dos acionadores primários e das fontes de calor útil, concluindo-se com a formulação completa do problema a ser resolvido.

Neste trabalho, visando a otimização de sistemas de cogeração incorporando turbinas a gás e/ou motores alternativos e atendendo consumidores de energia elétrica, calor útil e frio, procurou-se considerar as mais diversas configurações possíveis. Dessa forma, a demanda de energia elétrica pode ser suprida pela compra da concessionária, complementada ou totalmente substituída pela geração elétrica nas máquinas térmicas (isto é, turbinas a gás e/ou motores Diesel), podendo também ser considerada a possibilidade de venda de algum eventual excedente gerado. Para a demanda de energia térmica, considerou-se a possibilidade de geração de calor através de caldeiras convencionais de processo e/ou em caldeiras de recuperação utilizando a energia térmica disponível nos gases quentes de exaustão das turbinas ou motores.

No que diz respeito à produção de frio, também procurou-se abranger as principais variantes, ou seja, sua produção empregando 'chillers' de compressão, assim a fonte energética é a eletricidade e/ou a produção de frio via 'chillers' de absorção, sendo nesse caso, adotada como fonte energética o calor, que por sua vez poderá ser gerado segundo as distintas maneiras já comentadas. Essa configuração básica pode ser melhor compreendida observando a Figura 4.1.1. Naturalmente que trata-se da configuração mais genérica possível e que poderá ser simplificada no caso de sistemas destinados ao atendimento de cargas específicas. O essencial é que a escolha da configuração que deverá compor o sistema de cogeração considere o atendimento das demandas térmicas e elétricas do processo sob condições favoráveis de custo, eficiência e confiabilidade.



Legenda:
 TG: Turbina a Gás;
 CR: Caldeira de Recuperação;
 CAux; CA: Caldeira Auxiliar;
 RS: 'Chiller' por Absorção de Vapor;
 RE: 'Chiller' por Compressão a Vapor;
 E_{COMPRA}: Energia Elétrica Comprada;
 E_{VENDA}: Energia Elétrica Vendida;
 E_{TG}: Energia Elétrica Gerada na TG;
 E^D: Demanda de Energia Elétrica;
 E_{RE}: Energia Elétrica para acionar o RE;

Legenda (Continuação):
 Comb: Combustível;
 F_{TG}: Combustível para a TG;
 F_{CA}: Combustível para a CAux;
 Q_{TG}: Calor Disponível da TG;
 G_{CR}: Vapor Gerado na CR;
 G_{CA}: Vapor Gerado na CAux;
 G^D: Demanda de Vapor;
 Q^c_{RE}: Frio Gerado no RE;
 Q^c_{RS}: Frio Gerado no RS;
 Q^{cD}: Demanda de Frio.

Figura 4.1.1 - : Estrutura básica da central de cogeração estudada

A formulação do problema segue a abordagem sugerida pelos trabalhos realizados por Ito e seus colaboradores (Horri et al., 1987 / Ito et al., 1994), já apresentados no capítulo anterior. O primeiro passo foi designar quais tipos de acionadores primários e equipamentos seriam considerados. Neste trabalho, foi assumida a possibilidade da instalação de quantas turbinas a gás e/ou motores Diesel forem necessários para o atendimento das demandas, permitindo-se ainda a seleção de até três equipamentos com capacidades e tipos diferentes. Deste modo, por exemplo, pode acontecer que a configuração do sistema de cogeração para um determinado cenário apresente 3 turbinas a gás Solar (Saturn 20), 2 turbinas a gás Kawazaki (M1A-11) e 3 motores Diesel Wärtsilä (12V22), o que resultaria em um total de 11110 kW elétricos e 16246 kW térmicos instalados.

As caldeiras de recuperação e de processo e os 'chillers' de compressão e de absorção são os equipamentos que completam o sistema de cogeração e serão considerados de modo unitário, com uma capacidade correspondente às demandas e que serão instalados de acordo com a necessidade ou não. Por exemplo, se existir pelo menos uma turbina a gás (ou um motor Diesel), existe naturalmente a possibilidade de recuperação de calor e portanto a possibilidade da implantação de uma caldeira de recuperação. Caso essa caldeira de recuperação a ser eventualmente instalada não atenda isoladamente toda a demanda de calor, uma alternativa seria conjugá-la com uma caldeira de processo (na modelagem desenvolvida não foi considerada a queima suplementar). Se existe demanda de frio e disponibilidade de calor, possivelmente a melhor opção seja produzir frio pelo sistema de absorção; caso contrário (disponibilidade de energia elétrica), possivelmente a melhor opção seja a produção de frio pelo sistema de compressão; ou ainda, havendo tanto disponibilidade de calor como também de eletricidade, talvez a melhor opção seja produzir por ambos os sistemas, acompanhando as curvas de demanda e de oferta e tendo-se em conta os distintos valores das tarifas de energia elétrica e custos de combustível.

Um pressuposto básico deste trabalho é que os dados de demanda de eletricidade, de calor de processo e de frio tem de ser conhecidos a 'priori' ou pelo menos estimados com uma margem razoável de confiança. Assim, a escolha do parque ótimo de equipamentos de um determinado cenário é feita em relação a esses dados de entrada aos quais são associados os custos operacionais e os correspondentes custos de capital dos equipamentos.

4.2 - Modelagem das Cargas

As cargas a serem atendidas seja pelo sistema convencional ou pelo sistema de cogeração incluem as cargas associadas às demandas elétrica e térmica, que pode ser ainda requerida sob temperaturas acima da temperatura ambiente (calor de processo) ou abaixo desta (frio). No presente estudo diversas possibilidades foram contempladas procurando-se cobrir uma ampla gama de situações que vão desde um consumidor com alta demanda de calor de processo e pequena demanda de energia elétrica (indústria cerâmica) até um consumidor com demanda complexa, requerendo calor, frio e eletricidade (indústria de alimentos ou um hospital). Um conjunto de casos será analisado no próximo capítulo cobrindo uma ampla variedade de situações.

Para cada uma das demandas identificadas ou estimadas (eletricidade, calor útil e frio) foi assumida como conhecida uma distribuição de potências constantes, requeridas ao longo de oito

períodos anuais, por sua vez definidos em função das características próprias do mercado de energia elétrica e do comportamento típico de consumidores industriais e comerciais. Tais períodos anuais resultam da combinação dos períodos de ponta, fora de ponta e noturno ao longo do dia, feriados e finais de semana em escala mensal e períodos úmido e seco ao longo do ano.

Observe-se que mesmo nos casos em que ocorrem maiores ou menores variações das demandas, é possível ajustar tais curvas de consumo reais ao modelo proposto neste trabalho, evidentemente com um erro correspondente ao nível de variação da demanda real. Não obstante, acredita-se que a estrutura de patamares sugerida permite uma adequação bastante satisfatória à maioria das situações no contexto industrial ou de grandes consumidores do setor terciário, nos quais prevalecem os fatores de carga mais elevados (fator de carga é a relação entre a demanda energética média e a demanda energética máxima) e são justamente os melhores candidatos à implantação de sistemas de cogeração. Como um exemplo dos dados de demanda energética necessários para modelar um consumidor, sejam os valores apresentados na Tabela 4.2.1, obtidos a partir de Brown (1985), cujas curvas de duração ou monótonas de carga para a potência elétrica, calor útil e frio são representadas na Figura 4.2.1. Nesta tabela os períodos de consumo estão representados por siglas correspondentes aos períodos considerados, a saber: PS, período seco, PU, período úmido, DU, dia útil, FS, final de semana, FP, fora de ponta, PO, ponta e NO, noturno. É importante observar que a divisão horária ao longo dos dias é efetuada apenas nos dias úteis.

Como o consumo de energia elétrica ocorre de modo desigual ao longo do tempo, o custo de seu fornecimento está relacionado diretamente com o período de atendimento das cargas. Por exemplo, durante os meses de baixa hidraulicidade e nos horários de ponta, devido à menor disponibilidade de energia ou à elevada concentração da demanda, é mais alto o custo da energia produzida. Buscando sinalizar estes custos para o consumidor, a partir de meados dos anos oitenta, foi implantada no Brasil uma estrutura tarifária horosazonal para a energia elétrica, com valores distintos para a energia e a potência conforme o período em que se dá o consumo. Esse modelo tarifário tem como objetivo induzir o consumidor a utilizar a energia elétrica de uma forma mais racional, promovendo seu uso durante os períodos de menor demanda (maior disponibilidade) e, por consequência, de custo mais barato, bem como induzindo a redução dessa demanda nos períodos de ponta. Deste modo, a tarifa atualmente cobrada pelas concessionárias da maioria dos consumidores industriais brasileiros leva em conta tanto as horas do dia (horas de ponta e fora de ponta), bem como o dia da semana (dias úteis, final de semana e feriados), além dos meses do ano (meses úmidos e secos) (DNAEE, 1985).

Tabela 4.2.1 - Dados de Demandas Energéticas (Brown, 1985)

Período de Consumo	Potência Elétrica (MW)	Calor de Processo (MW)	Frio (MW)	Duração do Período (h)	Duração do Período (%)
PS.DU.FP.	16,0	24,8	18,5	2172	24,8
PS.DU.PO.	11,0	16,1	10,7	437	5,0
PS.DU.NO.	14,0	19,8	15,5	846	9,7
PS.FS.	13,0	18,5	13,6	1609	18,4
PU.DU.FP.	18,5	27,3	21,8	1585	18,1
PU.DU.PO.	11,5	17,4	11,6	319	3,6
PU.DU.NO.	15,5	21,7	16,5	618	7,1
PU.FS.	15,0	19,5	13,8	1174	13,4

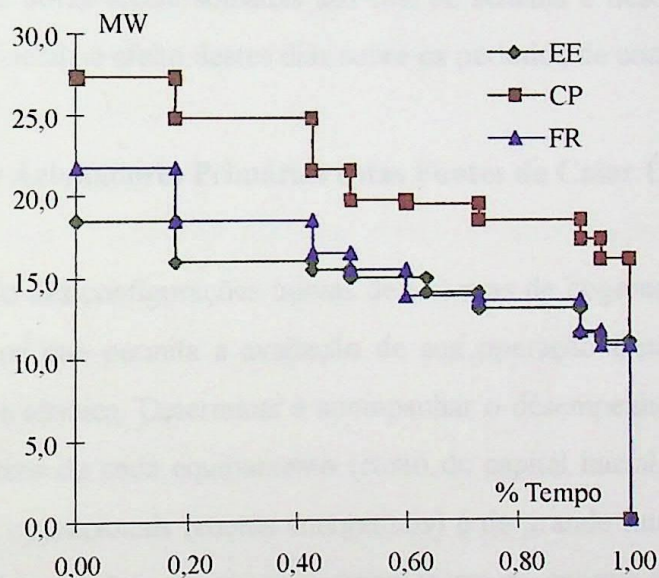


Figura 4.2.1 - Curvas de carga das demandas da tabela 4.2.1

Como visto, no presente estudo foi considerada a distribuição das horas do dia em três períodos, como praticado em muitos países e possivelmente a ser introduzido no Brasil (DNAEE, 1985), sendo que estes períodos são divididos da seguinte forma:

- (a) Período Noturno: compreendido entre as 0:00-6:00 horas e cujo valor da tarifa é o mais barato devido à maior disponibilidade de energia neste horário;

- (b) Período Fora de Ponta: compreendido entre as 6:00-24:00 horas excetuando as 3 horas do período de ponta e cujo valor da tarifa situa-se entre os valores do período noturno e do período de ponta;
- (c) Período de Ponta: compreendido de 3 horas entre as 17:00-22:00 horas e cujo valor é o mais alto de todos devido à maior concentração de demanda nestes horários.

Também, durante a semana, há uma tarifação diferenciada entre os dias úteis (segunda a sexta-feira), final de semana (sábado e domingo) e feriados. Por último, de acordo com a sazonalidade, diferenciam-se os períodos secos e chuvosos, considerando-se que o ano é dividido em 7 meses secos (maio a novembro) e 5 úmidos (dezembro a abril do ano seguinte). Como o ano médio tem 8760 horas, tem-se 5064 horas para período seco e 3696 horas para o período úmido, que se subdividem entre os períodos citados anteriormente, tendo sido adotado ainda 1 dia de feriado por mês, cujas horas foram somadas aos fins de semana e descontados proporcionalmente entre os demais, para incluir o efeito destes dias sobre os períodos de consumo.

4.3 - Modelagem dos Acionadores Primários e das Fontes de Calor Útil

A determinação das configurações ótimas de sistemas de cogeração requer uma boa base de dados de equipamentos que permita a avaliação de sua operação frente a distintas condições de carga eletromecânica e térmica. Determinar e acompanhar o desempenho de sistemas de cogeração, avaliando os custos fixos de cada equipamento (custo de capital inicial, tempo de retorno, taxa de interesse) e os custos operacionais (custos energéticos) é de grande interesse no sentido de melhor utilizar os recursos disponíveis, seja em equipamentos ou na energia dos combustíveis utilizados. Como a maior parcela dos custos totais de geração termoelétrica está associada ao consumo de combustível, em torno de 75%, (Nascimento et al., 1996), torna-se evidente a necessidade de monitorar o consumo e o desempenho dos vários equipamentos disponíveis no mercado.

De acordo com os trabalhos discutidos no Capítulo 3 pode-se notar que o desempenho e as disponibilidades de energia elétrica e de calor útil seguem uma parametrização linear, de acordo com a figura 4.3.1:

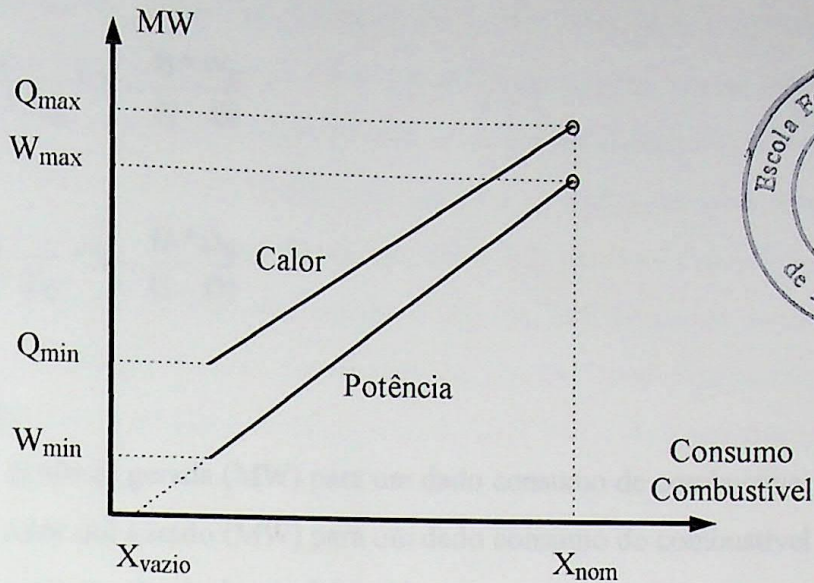


Figura 4.3.1 - Parametrização básica do desempenho de acionadores primários para sistemas de cogeração.

Esta parametrização pode ser ajustada baseando-se em dados de fabricantes, cujas variáveis essenciais a serem consideradas são:

- Potência nominal (W_0);
- Consumo (X_0) ou consumo específico nas condições nominais;
- Tipo de combustível empregado.

Devem ainda ser estimados os seguintes dados, mas que desejavelmente devem ser obtidos a partir de informações do fabricante:

- Disponibilidade de calor útil (Q_0) nas condições nominais e sob cargas reduzidas, que dependem do sistema de recuperação térmica empregado;
- Variação do desempenho com a carga, avaliado através de curvas da variação do rendimento ou do consumo específico com a carga no eixo. Caso essas curvas não estejam disponíveis, um parâmetro importante é o consumo a vazio que corresponde, em geral, entre 10 e 30% do consumo nominal.

Dentro desse contexto, foi elaborado um banco de dados de equipamentos de cogeração dos principais fabricantes de turbinas a gás e motores Diesel com os parâmetros necessários para a linearização. Assim, de acordo com os dados de desempenho tabelados para cada equipamento, pode-se determinar a potência eletromecânica e o calor útil disponíveis de cada sistema o qual atende as demandas necessárias, em função do consumo de combustível da seguinte maneira:

$$W = \frac{W_0}{(1-B) * X_0} * X - \frac{B * W_0}{(1-B)} \quad (4.1)$$

$$Q = \frac{Q_0}{(1-D) * X_0} * X - \frac{D * Q_0}{(1-D)} \quad (4.2)$$

sendo:

- W: potência gerada (MW) para um dado consumo de combustível X;
- Q: calor útil gerado (MW) para um dado consumo de combustível X;
- X: consumo de combustível (ton/h);
- W_0 , X_0 e Q_0 : potência, consumo de combustível e calor nas condições nominais, ou seja, fornecidos pelos fabricantes, respectivamente;
- B e D: respectivamente, consumo a vazio para realização de trabalho e calor. Esses valores se situam entre os limites: $0,10 \leq B, D \leq 0,30$. (Nascimento et al., 1996)

Além disso, outra variável importante na análise do ciclo, a eficiência (η), pode também ser determinada e ela pode ser variável à medida que W e X flutuem de acordo com as demandas:

$$\eta = \frac{W_0 * FC}{X_0 * PCI * [B + (1-B) * FC]} = \frac{\eta_0 * FC}{[B + (1-B) * FC]} \quad (4.3)$$

sendo:

- η_0 : eficiência nominal;
- PCI: poder calorífico inferior do combustível utilizado;
- FC: fator de capacidade da condição de operação o qual é a relação entre a potência elétrica média desenvolvida e a potência máxima, sendo calculado por:

$$FC = \frac{W_{MÉDIA}}{W_{MÁXIMA}} \quad (4.4)$$

considerou-se a correção das variações de temperatura e pressão na formulação, bastando entrar com os valores das condições locais sempre que estas forem diferentes das condições padrões. Vale ainda comentar que o calor útil gerado não precisa de correção para as condições ISO pois este depende do consumo de combustível que já foi corrigido.

4.4 - Formulação do Problema

As características econômicas e energéticas dos sistemas de cogeração permitem estabelecer critérios de avaliação para o projeto básico das unidades de produção combinada de calor e trabalho. A Figura 4.4.1 mostra os principais fatores que afetam essas características e que portanto devem ser considerados em um método que auxilie o projeto e a configuração destas unidades. Observe-se que a capacidade dos equipamentos e as demandas máximas de utilidade devem ser determinadas junto com a estratégia operacional da central de cogeração para uma dada estrutura da unidade de processo, tarifas de utilidades, demandas energéticas e condições ambientais.

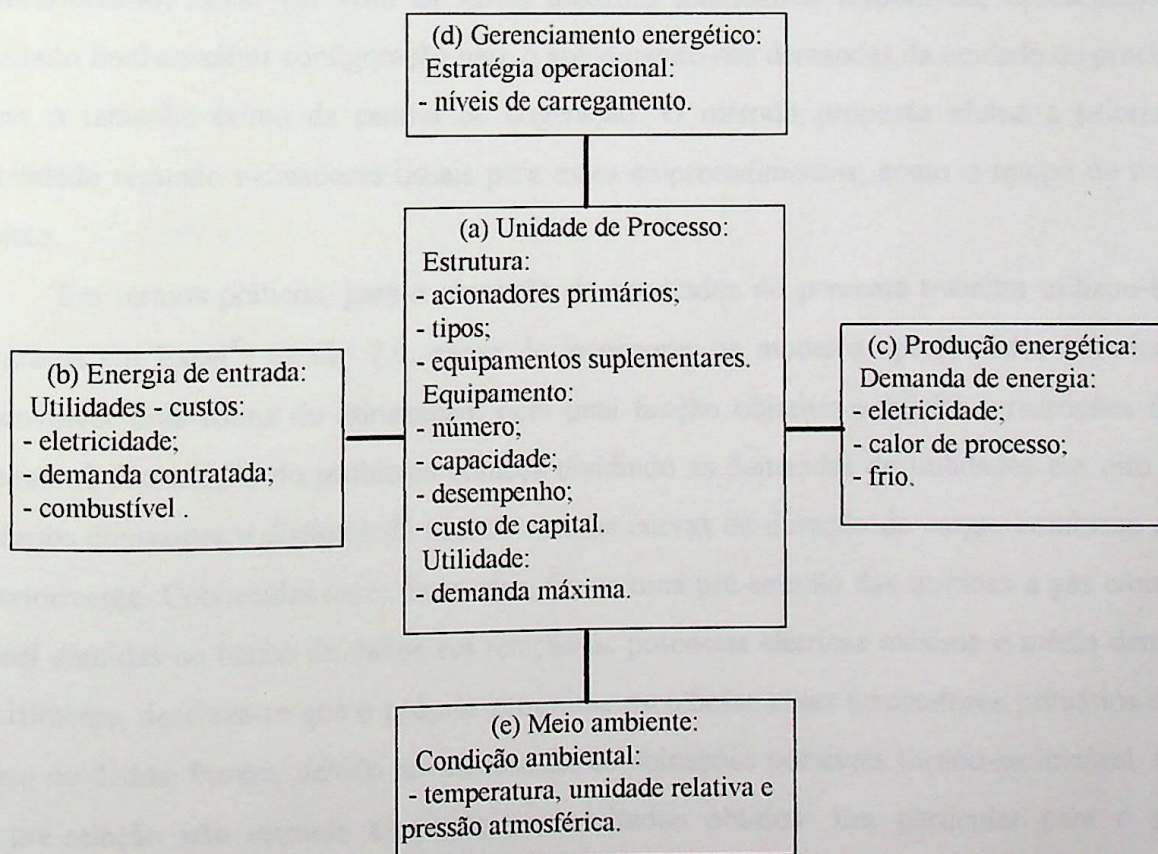


Figura 4.4.1 - Fatores principais de um projeto de sistemas de cogeração

Como já afirmado, o objetivo principal desse trabalho é desenvolver uma metodologia para configurar um sistema de cogeração frente a um dado perfil de demandas de calor, frio e eletricidade, assegurando a maximização dos benefícios econômicos. Neste sentido, tendo em vista o comentado anteriormente, considerou-se que o mérito na implantação de sistemas de cogeração decorre de dois fatores principais: (a) planejamento operacional e (b) tamanho adequado da central. No presente trabalho, ambos os aspectos são avaliados para uma central, cujo tamanho é determinado otimamente pela consideração simultânea ao estabelecimento de uma estratégia operacional. Conhecidas, a 'priori', as demandas energéticas de eletricidade, calor e frio, pode-se determinar qual a melhor configuração do sistema de cogeração (de acordo com as disponibilidades dos insumos energéticos), bem como qual delas é a mais viável economicamente em função das diferentes tarifas e períodos de consumo. Dessa forma, pode-se minimizar o custo total anual que é a soma dos custos fixos anuais (relacionados aos custos iniciais de equipamentos, taxa de desconto, custos de operação e manutenção) e dos custos variáveis anuais (associado aos custos energéticos: preços de combustíveis, tarifas de consumo e venda de eletricidade, custo de demanda contratada à concessionária), tendo em vista as várias unidades alternativas disponíveis, apresentando como resultado final a melhor configuração para o atendimento das demandas da unidade de processo bem como o tamanho ótimo da central de cogeração. O método proposto efetua a priorização da viabilidade segundo indicadores usuais para esses empreendimentos, como o tempo de retorno do projeto.

Em termos práticos, para a obtenção de resultados no presente trabalho utilizou-se de um programa em Excel[®], versão 7.0, capaz de incorporar os modelos apresentados anteriormente e desenvolver uma rotina de otimização, com uma função objetivo e sujeita à restrições lineares e inteiras. A formulação do problema começa dividindo as demandas de utilidades em oito períodos tarifários constantes e distintos de acordo com as curvas de duração de carga, conforme explicado anteriormente. Conhecidas essas demandas, faz-se uma pré-seleção das turbinas a gás e/ou motores Diesel contidas no banco de dados em relação às potências elétricas máxima e média demandadas. Inicialmente, desejava-se que o próprio programa escolhesse esses acionadores primários dentro do banco de dados. Porém, devido ao número de combinações possíveis tornou-se inviável. Contudo, tal pré-seleção não invalida em nada os resultados obtidos. Em particular para o programa desenvolvido pode-se instalar até 3 máquinas térmicas de tipos e capacidades diferentes (turbinas a gás e/ou motores Diesel), por sua vez pré-selecionadas dentre tantas quantas estiverem disponíveis no banco de dados de acionadores primários.

Escolhidos os acionadores primários, o próximo passo é selecionar os equipamentos auxiliares que irão compor o sistema de cogeração. Essa seleção é realizada pela rotina de otimização denominada Solver, de maneira a designar o parque que melhor atenda às demandas requeridas a um custo mais baixo, ou seja, com uma condição econômica mais favorável, representada pela minimização do tempo de retorno. Se existe pelo menos uma turbina a gás (e/ou motor Diesel) e demanda de calor (e/ou frio) deve-se instalar uma caldeira de recuperação de capacidade igual a disponibilidade máxima de calor de exaustão do(s) acionador(es) escolhido(s). Uma caldeira auxiliar ou de processo é especificada sempre que houver 'déficit' de calor pela recuperação térmica ou quando o custo da geração de calor de um determinado período produzido pela caldeira de recuperação for maior que o produzido pela caldeira auxiliar. Isto pode ocorrer uma vez que o custo do combustível empregado para a geração de potência termomecânica pode ser diferente daquele empregado para geração térmica apenas.

No que diz respeito à produção de frio, pode-se dizer que se existe disponibilidade de eletricidade, provavelmente pelo menos uma parte da demanda de frio poderá ser produzida pelo sistema de compressão. Se existe disponibilidade de calor de processo, pode-se produzir a demanda de frio pelo sistema de absorção. Caso sejam disponíveis eletricidade e calor de processo, pode-se conjugar ambos os sistemas (compressão e absorção) para atender à demanda de frio. A escolha pelos sistemas que melhor irão atender as cargas é realizada pelo Solver, cuja estrutura é:

MINIMIZAR:

- Tempo de Retorno.

CÉLULAS VARIÁVEIS:

- Número de TG e/ou MD, dentre 3 modelos distintos, pré-selecionados dentre o parque de acionadores primários;
- Porcentagem de frio produzido pelo ciclo de absorção;
- Consumo das TG e/ou MD;

RESTRIÇÕES:

- Número de TG e/ou MD do tipo 1, 2 e 3: inteiro e maior/igual a zero;
- O percentual de frio produzido pelo sistema de absorção: maior/igual a zero e menor/igual a um;
- O consumo de combustível da TG e/ou MD do tipo 1, 2 e 3: maior/igual a zero e menor/igual aos consumos nominais dos respectivos acionadores primários pré selecionados;

- A energia elétrica cogerada na TG e/ou MD do tipo 1, 2 e 3: maior/igual a zero e menor/igual às potências nominais dos respectivos acionadores primários pré selecionados.

Em termos matemáticos essa estrutura é assim apresentada:

MINIMIZAR:

- TR

CÉLULAS VARIÁVEIS:

- $N_{1TG/MD}$; $N_{2TG/MD}$; $N_{3TG/MD}$; $\%FR_{ChA}$; $X_{1TG/MD}$; $X_{2TG/MD}$; $X_{3TG/MD}$

RESTRICÇÕES:

- $N_{1TG/MD}$; $N_{2TG/MD}$; $N_{3TG/MD} = \text{Inteiro}$
- $N_{1TG/MD}$; $N_{2TG/MD}$; $N_{3TG/MD} \geq 0$
- $\%FR_{ChA} \geq 0$
- $\%FR_{ChA} \leq 1$
- $X_{1TG/MD}$; $X_{2TG/MD}$; $X_{3TG/MD} \geq 0$
- $X_{1TG/MD}$; $X_{2TG/MD}$; $X_{3TG/MD} \leq X_0$
- W_{1COG} ; W_{2COG} ; $W_{3COG} \geq 0$
- W_{1COG} ; W_{2COG} ; $W_{3COG} \leq W_0$

Conhecidas, a 'priori', as demandas de energia elétrica, calor de processo e frio, o programa permite calcular qual a melhor distribuição energética, em termos econômicos, para a unidade estudada e também o número e a capacidade adequados dos equipamentos da planta. O percentual do frio produzido por absorção é calculado tendo em vista as disponibilidades de calor de exaustão de cada período (descontada a demanda para calor de processo) e, também, de acordo com as disponibilidades de energia elétrica (produção pelo sistema de compressão). Cabe observar ainda que em função do cenário de custos e preços poderá ser recomendada a adoção de um sistema para produção de frio que imponha a aquisição de energia elétrica da concessionária para sua operação.

4.4.1 - Balanço da potência elétrica e cálculo do consumo de combustível para cogeração:

A potência elétrica cogerada é calculada como função do consumo de combustível e das demandas energéticas. Então, para um determinado período e tipo de acionador primário, a potência elétrica cogerada é dada por:

$$W_{COG} = \frac{W_0}{(1-B) * X_0} * X - \frac{B * W_0}{(1-B)} \quad (4.8)$$

Assim, a potência elétrica cogerada total será:

$$W_{COG}^T = N1_{TG/MD} * W1_{COG} + N2_{TG/MD} * W2_{COG} + N3_{TG/MD} * W3_{COG} \quad (4.9)$$

Por sua vez, o consumo total de combustível do sistema de cogeração será dado por:

$$X_{COG}^T = X1_{TG/MD} + X2_{TG/MD} + X3_{TG/MD} \quad (4.10)$$

Neste ponto foi incluída a correção da potência e do consumo de combustível em função das condições ambientais locais, em relação às condições ISO, conforme explicado anteriormente. Os novos valores são obtidos de:

$$W_{COG}^{Tcorr} = W_{COG}^T * \frac{P}{1,03} * \frac{\sqrt{T}}{\sqrt{288,15}} \quad (4.9.a)$$

$$X_{COG}^{Tcorr} = X_{COG}^T * \frac{PCI_{PROJ}}{PCI} * \frac{P}{1,03} * \frac{\sqrt{T}}{\sqrt{288,15}} \quad (4.10.a)$$

A potência elétrica necessária para acionar o 'chiller' de compressão é calculado de acordo com a seguinte equação:

$$E_{ChC}^{FR} = \frac{N_{ChC} * FR^D * (1 - \%FR_{ChA})}{COP_{ChC}} \quad (4.11)$$

Finalmente, conhecidos a demanda de eletricidade da planta, a potência elétrica consumida no ‘chiller’ de compressão e a potencia elétrica cogorada total, pode-se determinar a potência em déficit ou excedente em cada período através do balanço, ou seja:

$$E_{\text{COMPRA/VENDA}} = E^D + E_{\text{ChC}}^{\text{FR}} - W_{\text{COG}}^T \quad (4.12)$$

Quando o balanço energético anterior for menor do que zero, existe energia em ‘déficit’, E_{COMPRA} , que deve ser complementada pela concessionária; quando o balanço for maior do que zero, existe excedente de energia, E_{VENDA} , que pode ou não ser transacionada com a concessionária ou algum outro consumidor. Uma forma de visualizar melhor a utilização da potência elétrica cogorada é através da fração do consumo de eletricidade autoproduzida, assim calculada:

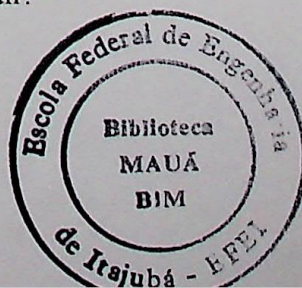
$$\%E_{\text{COG}} = 100 * \left(1 - \frac{E_{\text{COMPRA/VENDA}}}{E^D + E_{\text{ChC}}^{\text{FR}}} \right) \quad (4.13)$$

Essa fração pode ser entendida de forma direta: $\%E_{\text{COG}}$ maior que 100% indica excedente elétrico (por exemplo: $\%E_{\text{COG}} = 244\%$ significa que existe um excedente de 144% da potência elétrica total cogorada e disponível para a venda); $\%E_{\text{COG}}$ menor que 100% indica déficit elétrico (por exemplo: $\%E_{\text{COG}}=88\%$ significa que existe um déficit de 12% em relação à potência elétrica cogorada total devendo ser complementada pela compra da concessionária igual a 12%).

4.4.2 - Balanço de energia térmica e cálculo do consumo de combustível do sistema auxiliar:

No método desenvolvido, o próximo passo busca determinar o calor útil cogorado, que de modo análogo ao balanço anterior, se realiza considerando a demanda de frio. Neste sentido, vale lembrar que também para o calor útil cogorado existe uma dependência entre este e o consumo de combustível, de forma linear como se apresenta a seguir:

$$Q_{\text{COG}} = \frac{Q_0}{(1-D) * X_0} * X - \frac{D * Q_0}{1-D} \quad (4.14)$$



O calor útil coggerado total será então dado por:

$$Q_{COG}^T = N_{1TG/MD} * Q_{1COG} + N_{2TG/MD} * Q_{2COG} + N_{3TG/MD} * Q_{3COG} \quad (4.15)$$

O consumo de calor no 'chiller' de absorção é dado pela seguinte equação:

$$Q_{ChA}^Q = \frac{N_{ChA} * FR^D * \%FR_{ChA}}{COP_{ChA}} \quad (4.16)$$

Conhecidos a demanda de calor de processo da planta, o consumo de calor no 'chiller' de absorção e o calor útil coggerado total, pode-se determinar o calor útil complementar, ou seja, efetuar o balanço de energia térmica:

$$Q_{CAux} = Q^D + Q_{ChA}^Q - Q_{COG}^T \quad (4.17)$$

Neste caso, se o valor do calor útil complementar for menor ou igual a zero, não há necessidade de complementação (excedente de calor); caso contrário, há necessidade de complementar a diferença obtida. O consumo de combustível para essa complementação pode ser dado por:

$$X_{CAux} = \frac{3600 * Q_{CAux}}{1000 * \eta_{CAux} * PCI_{CAux}} \quad (4.18)$$

Para melhor visualizar a produção de frio por cada um dos processos disponíveis, apresenta-se as seguintes equações:

$$FR_{ChC} = FR^D * (1 - \%FR_{ChA}) \quad (4.19)$$

$$FR_{ChA} = FR^D * \%FR_{ChA} \quad (4.20)$$

4.4.3 - Análise econômica:

Como o critério adotado para a escolha da configuração ótima depende dos custos operacionais e dos custos iniciais com equipamentos, é necessário a determinação desses valores a fim de avaliar a eficácia do método.

De posse dos resultados anteriores, o custo operacional do sistema de cogeração, representando os custos energéticos (ou variáveis) pode então ser formulado. Aqui uma observação deve ser feita: quando o balanço elétrico apresentar 'déficit', o custo operacional é calculado através da equação (4.21.a); quando o balanço for excedente, o custo operacional deve ser calculado segundo a equação (4.21.b). Além disso, na equação (4.21.a), para a compra de eletricidade da concessionária, devem ser computadas tanto a tarifa de consumo como também a tarifa de demanda. De acordo com a legislação tarifária vigente, a tarifa de demanda de energia elétrica considerada é aquela de maior valor entre os períodos coincidentes, ou melhor dizendo, para os períodos (vide simbologia) PSDUFP, PSDUNO e PSFS faz-se uma comparação de modo a considerar apenas o maior valor entre eles; para o período PSDUPO considera-se o valor da energia necessária a ser contratada; para os períodos PUDUFP, PUDUNO e PUFSS faz-se também uma comparação análoga à primeira consideração; para o período PUDUPO também considera-se o valor da energia necessária a ser contratada. Dessa forma, apenas quatro demandas representativas de todo o cenário serão contratadas quando necessário.

$$CO_{COG}^{anual} = \sum_{n=1}^8 \left\{ E_{COMPRA/VENDA}^n * (NH * SE_{COMPRA}^n + SE_{DEM}) + X_{CAIX}^n * NH * \$X_{CAIX} + X_{COG}^n * NH * \$X_{COG} \right\} \quad (4.21.a)$$

$$CO_{COG}^{anual} = \sum_{n=1}^8 \left\{ E_{COMPRA/VENDA}^n * NH * SE_{VENDA}^n + X_{CAIX}^n * NH * \$X_{CAIX} + X_{COG}^n * NH * \$X_{COG} \right\} \quad (4.21.b)$$

O segundo fator de custo a ser considerado são os custos dos equipamentos que irão compor o sistema de cogeração. Sua formulação é a seguinte:

$$\begin{aligned}
 CE_{qCOG} = & N_{1TG/MD} * \$1_{TG/MD} + N_{2TG/MD} * \$2_{TG/MD} + \\
 & + N_{3TG/MD} * \$3_{TG/MD} + N_{CR} * \$CR + N_{CAux} * \$CAux + \\
 & + N_{ChA} * \$ChA + N_{ChC} * \$ChC
 \end{aligned}
 \tag{4.22}$$

O custo inicial de cada equipamento foi considerado da seguinte forma: para as turbinas a gás conseguiu-se via Internet valores de alguns modelos fornecidos pelos fabricantes sendo seus preços reais (<http://www.gas-turbine.com/TRADER/KWPRICE.htm>). Os demais custos de turbinas a gás foram estimados com base nos anteriores sendo, desta maneira, valores com menos precisão. Para os valores de custo dos motores Diesel, das caldeiras de recuperação e das caldeiras de processo, utilizou-se das estimativas de custo apresentadas por Bohem (1987) o qual emprega relações paramétricas do tipo:

$$C = C_R * \left(\frac{S}{S_R} \right)^m
 \tag{4.23}$$

sendo C o custo do equipamento a determinar, C_R é o preço de um equipamento de referência válido para uma capacidade de referência S_R (ambos tabelados), S é a capacidade do equipamento que se deseja determinar o custo e m é o fator de escala na correlação entre o custo e o porte do equipamento (também tabelado). Os 'chillers' de compressão e de absorção tem seus custos dados em função da capacidade considerando-se que 1 TR (tonelada de refrigeração) para o sistema de compressão custa \$ 500,00 e que uma TR para o sistema de absorção custa \$ 1.100,00. É importante ter em conta que esses custos são de caráter preliminar e que para uma decisão real deve-se contactar os fabricantes a fim de obter os valores efetivos, bem como os custos de transporte, montagem e demais encargos (seguro, impostos, taxas diversas) não considerados no presente trabalho.

Pode-se avaliar o custo anual do investimento multiplicando-se o custo do investimento pelo fator de recuperação do capital, para uma dada taxa de desconto (i), uma vida útil do equipamento prevista (k) e um valor residual para o equipamento ao final de sua vida útil (v). Assim, o custo anual do investimento, corresponde ao valor que o futuro investidor pagará anualmente e que deve ser inferior à economia anual devido à introdução da planta de cogeração para ser atrativo. Nele deve ser incluído os custos com operação e manutenção, considerado como 5% do valor do investimento.

Dessa maneira:

$$CI_{ANUAL} = FCR * CE_{qCOG} * (1 + \$O\&M) \quad (4.24)$$

em que o fator de recuperação do capital é calculado pela relação:

$$FCR = \frac{i(1+i)^k * (1-v)}{(1+i)^k - 1} + i * v \quad (4.25)$$

4.4.4 - Síntese da Análise econômica:

Com a formulação dos custos associados à produção dos insumos energéticos, tanto em nível de produção e operação como também de instalação, pode-se chegar facilmente aos indicadores energéticos e econômicos que traduzem a eventual viabilidade para o sistema de cogeração. Sintetizando, os indicadores energéticos são calculados como a seguir:

- | | |
|---|----------------------------|
| a) Consumo de combustível para cogeração: | Equação (4.10) ou (4.10.a) |
| b) Consumo de combustível para calor de processo: | Equação (4.18) |
| c) Balanço de energia elétrica: | Equação (4.12) |
| d) Balanço de energia térmica (calor): | Equação (4.17) |
| e) Balanço de frio (a) sistema de compressão: | Equação (4.19) |
| (b) sistema de absorção: | Equação (4.20) |

Os indicadores econômicos, traduzidos pelos benefícios monetários da implantação da cogeração em relação a um sistema convencional, podem ser assim representados:

- a) Custo operacional anual sem cogeração:

$$CO_{CONV}^{anual} = \sum_{n=1}^8 \left\{ \left(E^{nD} + E_{ChC}^{nFR} \right) * \left(NH * \$E_{COMPRA}^n + \$E_{DEM} \right) + \frac{\left(Q^{nD} + Q_{ChA}^Q \right) * NH * 3,6 * \$X_{CAUX}}{\left(PCI_{CAUX} * \eta_{CAUX} \right)} \right\} \quad (4.26)$$

sendo que o superscrito n denota cada período horosazonal ($1 \leq n \leq 8$), E^{nD} , E_{ChC}^{nFR} , NH, $\$E_{COMPRA}^n$, $\$E_{DEM}$, Q^{nD} , Q_{ChA}^Q e $\$X_{CAUX}$ denotam, respectivamente, a demanda elétrica para a

central de utilidade em cada período tarifário, a potência consumida no 'chiller' de compressão em cada período tarifário, o número de horas de cada período tarifário, a tarifa de compra de energia elétrica para cada período, a tarifa de demanda contratada, o consumo de calor de processo da central em cada período tarifário, consumo de calor no 'chiller' de absorção e o custo do combustível para produção de calor de processo. A tarifa de demanda de energia elétrica foi considerada de modo análogo ao explicada anteriormente para a formulação do custo operacional anual com cogeração.

b) Custo operacional anual com cogeração: apresentado anteriormente e determinado partir da expressões (4.21.a ou 4.21.b).

c) Economia anual nos custos operacionais devido a cogeração:

$$\Delta CO_{COG} = CO_{CONV}^{anual} - CO_{COG}^{anual} \quad (4.27)$$

d) Custo de investimento:

$$CI = CEq_{COG} \quad (4.28)$$

e) Tempo de retorno:

$$TR = \frac{-\ln\left(1 + \frac{i}{100}\right)}{\ln\left(1 - \frac{i}{100} * \frac{CI}{\Delta CO_{COG}}\right)} \quad (4.29)$$

Esses indicadores energéticos e econômicos é que apontarão preliminarmente as vantagens eventualmente associadas à adoção da cogeração. Além disso, a autoprodução e o gerenciamento de cargas irão melhorar o suprimento energético mesmo na eventualidade de falta de alimentação pela concessionária local, de forma a reduzir o impacto de eventuais racionamentos da energia. Estes aspectos são de mais difícil contabilização, ainda que tenham inegável importância estratégica.

5 - APLICAÇÕES: ESTUDOS DE CASOS NOS SETORES INDUSTRIAL E COMERCIAL

Neste capítulo se desenvolvem os estudos para a implantação de sistemas de cogeração aplicando-se a metodologia descrita no tópico anterior para alguns segmentos dos setores industrial e comercial.

5.1 - Estudos de caso

Como para a aplicação da metodologia os dados de demanda de energia elétrica, calor de processo e frio devem ser conhecidos 'à priori', estes requerimentos energéticos, com exceção para os casos do hospital e do 'shopping center', foram tomadas por base dos valores apresentados por Brown (1985), que analisou um universo amostral de empresas americanas para compor o perfil médio dos setores pesquisados. Sendo assim, os índices apresentados pelo autor são expressos em unidades atemporais que permitem estabelecer os valores de projeto tão logo se defina o porte da empresa considerada. Esses valores foram, então, ajustados para plantas de processo com volumes de produção conhecidos e distribuídos arbitrariamente ao longo dos períodos de tempo adotados.

Conhecidas as distribuições energéticas do lado da demanda, o próximo passo foi definir os cenários de tarifa de energia elétrica, o custo e o poder calorífico (PCI) dos combustíveis empregados, o coeficiente de performance (COP) dos 'chillers' de compressão e absorção, o rendimento das caldeiras de recuperação e de processo, a pressão e temperatura atmosférica do local da instalação, o fator de custo para operação e manutenção, além dos dados necessários para a análise econômica, listados na Tabela 5.1. A tarifa de compra de energia elétrica considerada foi a horosazonal azul, subgrupo A3a, segundo valores praticados pela CESP (AAE, 1996). Como a legislação em vigor do setor elétrico brasileiro não considera uma tarifa diferenciada para os períodos noturno e fim de semana, os valores para esses períodos de consumo foram considerados como sendo iguais ao do período fora de ponta, respeitando a sazonalidade. A tarifa de venda considerada foi estimada considerando seus valores em níveis do praticado por concessionárias de energia. Os dados referentes aos combustíveis são de gás natural e as condições ambientais se referem ao nível do mar.

Tabela 5.1 - Valores adotados nos casos estudados.

Preço do combustível para cogeração:	150	\$/ton
Preço do combustível para geração de calor:	150	\$/ton
Poder calorífico do combustível para cogeração:	40	GJ/ton
Poder calorífico do combustível para geração de calor:	40	GJ/ton
Tarifa de compra de energia elétrica:		
Período seco fora de ponta:	35,66	\$/MWh
Período seco ponta:	74,97	\$/MWh
Período úmido fora de ponta:	31,52	\$/MWh
Período úmido ponta:	69,40	\$/MWh
Tarifa de venda de energia elétrica:		
Período seco fora de ponta:	20	\$/MWh
Período seco ponta:	30	\$/MWh
Período úmido fora de ponta:	5	\$/MWh
Período úmido ponta:	20	\$/MWh
Tarifa de demanda contratada:		
Fora de ponta:	3820	\$/MW
Ponta:	11430	\$/MW
Coeficiente de performance - compressão:	4,5	
Coeficiente de performance - absorção:	1,5	
Rendimento da caldeira de recuperação:	80	%
Rendimento da caldeira de processo:	80	%
Pressão atmosférica local:	1,03	bar
Temperatura atmosférica local:	288,15	K
Taxa de juros ou atratividade:	10	%
Vida útil dos equipamentos:	15	anos
Valor residual dos equipamentos ao fim da vida útil:	5	%
Fator de operação e manutenção:	5	%

Finalmente, com os dados de demanda energética, cenários de custo e tarifas e os demais dados necessários estimados, pode-se, então, realizar os estudos de casos a fim de avaliar o método proposto. Nos próximos itens, configura-se o sistema de cogeração, definindo-se o parque de

equipamentos e a sua operação ótimas para os seguintes segmentos: cervejaria, hospital, 'shopping center', indústria de carne bovina, indústria de borracha sintética e tecelagem.

5.1.1 - Cervejaria

Para a cervejaria estudada, assumiu-se uma jornada de trabalho de 24 horas/dia, produzindo 50.000 hectolitros/dia, correspondente a uma unidade de porte médio nas condições brasileiras. De acordo com os dados de demanda de energia elétrica, calor de processo e frio apresentados por Brown et al. (1985) (SIC 2082: energia elétrica: 0,08 kWh/litro; calor de processo: 0,12 kWh/litro; frio: 0,08 kWh/litro), pode-se estimar os valores de consumo para esse setor distribuídos nos 8 períodos anuais considerados no presente trabalho, resultando nos valores apresentados na Tabela 5.1.1.1. As respectivas curvas de duração ou monótonas de carga para este estudo de caso estão representadas na Figura 5.1.1.1.

Tabela 5.1.1.1 - Dados de demanda energética para uma cervejaria.

Período de Consumo	E. E. (MW)	C. P. (MW)	FR. (MW)	Número Horas do Período
PS.DU.FP.	16,0	24,8	18,5	2172
PS.DU.PO.	11,0	16,1	10,7	437
PS.DU.NO.	14,0	19,8	15,5	846
PS.FS.	13,0	18,5	13,6	1609
PU.DU.FP.	18,5	27,3	21,8	1585
PU.DU.PO.	11,5	17,4	11,6	319
PU.DU.NO.	15,5	21,7	16,5	618
PU.FS.	15,0	19,5	13,8	1174

Como a demanda de energia elétrica média anual para esta cervejaria situa-se no campo das turbinas a gás, escolheu-se e avaliou-se alguns desses equipamentos a fim de compor o parque de acionadores primários. De acordo com o Anexo A, a Tabela 5.1.1.2 apresenta as turbinas a gás pré-selecionadas:

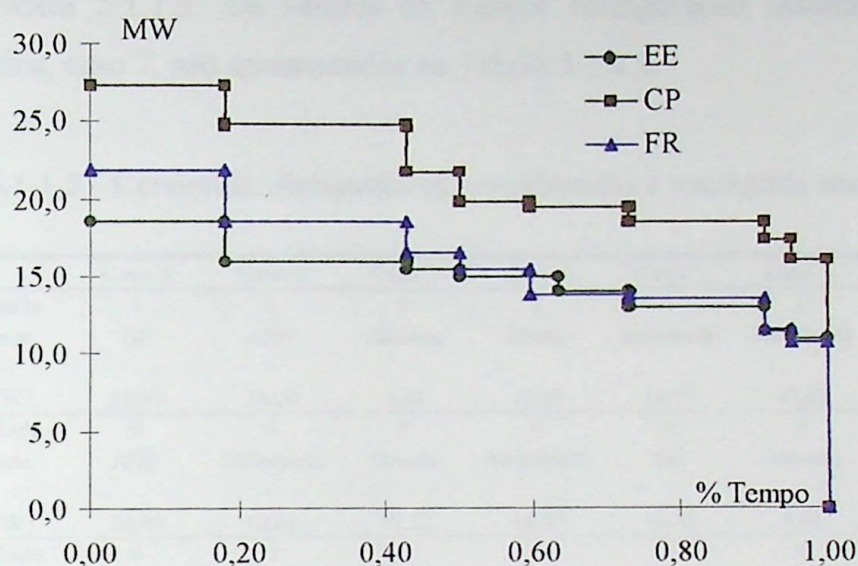


Figura 5.1.1.1 - Curvas de carga das demandas energéticas para uma cervejaria.

Tabela 5.1.1.2 - Acionadores pré-selecionados para uma cervejaria.

Número Acionador	Fabricante	Modelo	Wo (MW)	Qo (MW)	Xo (ton/h)	Preço (mil\$)
6	ABB	GT 35	16,90	23,39	4,58	8000
13	Allisson	571 K	5,91	8,44	1,51	2800
40	Dresser Rand	DR 99	4,40	7,34	1,23	2000
64	GE	LM2500 PE	22,80	28,43	5,37	9500
67	GE	LM1600 PA	13,43	16,99	3,26	6900
99	Mitsubishi	MF-111A	12,61	20,85	3,60	5800
100	Mitsubishi	MF-111B	14,57	23,21	4,08	6200
110	Mitsui	SB60-2	12,49	18,88	3,66	5900
146	Orenda	OGT 15000	17,12	22,58	4,33	8300
155	Rolls-Royce	AVON	14,58	25,24	4,48	4800

Para se chegar à melhor configuração tanto em nível do tamanho ótimo do sistema de cogeração como também da operação e distribuição energética, foram realizadas várias combinações dos acionadores pré-selecionados numa combinação 3 a 3 através do programa, sendo escolhidos os 8 melhores casos em função da minimização do tempo de retorno, sendo estas situações

apresentadas na Tabela 5.1.1.3. Os valores da melhor configuração resultante em termos de distribuição energética, caso 7, são apresentados na Tabela 5.1.1.4.

Tabela 5.1.1.3 - Cervejaria: Acionadores considerados e resultados econômicos.

		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8
Acionador	Quantidade	1	1	3	1	1	1	3	1
	Fabricante	GE	ABB	Allisson	Mitsui	Mitsubishi	Mitsubishi	Dresser Rand	GE
Nº 1	Wo (MW)	22,80	16,90	5,91	12,49	14,57	12,61	4,40	13,43
Acionador	Quantidade	0	0	0	0	0	0	0	0
	Fabricante	ABB	Mitsubishi	Orenda	Mitsubishi	GE	Allisson	Rolls Royce	Mitsui
Nº 2	Wo (MW)	16,90	12,61	17,12	14,57	13,43	5,91	14,58	12,49
Acionador	Quantidade	0	0	0	0	0	0	0	0
	Fabricante	Orenda	GE	Dresser Rand	Mitsubishi	Rolls Royce	ABB	Allisson	Mitsubishi
Nº 3	Wo (MW)	17,12	22,80	4,40	12,61	14,58	52,80	5,91	14,57
Indicadores	CO conv (mil \$)	9690,44	9690,44	9983,69	9690,89	9690,35	9741,58	9690,35	9690,35
Econômicos	CO cogear (mil \$)	6383,80	6791,41	6426,49	7286,00	6816,90	6916,63	6803,17	6678,19
Base anual	CI (*) (mil \$)	13709,5	12136,6	15026,1	9865,4	10236,3	10470,9	10010,8	10817,1
Exceto (*)	TR (anos)	4,58	4,63	4,67	4,53	3,94	4,10	3,83	3,97

Tabela 5.1.1.4 - Resultados para a melhor configuração da cervejaria estudada (Caso 7).

PERÍODOS	PS DU	PS DU	PS DU	PS FS	PUDU	PUDU	PUDU	PUFS
	FP	PO	NO		FP	PO	NO	
GERAÇÃO								
Frio por absorção (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EE Cogearada (MW)	13,2	13,2	12,2	11,3	13,2	13,2	13,2	11,9
CP Cogearado (MW)	22,0	22,0	20,2	18,5	22,0	22,0	22,0	19,5
FR Absorção (MW)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FR Compressão (MW)	18,5	10,7	15,5	13,6	21,8	11,6	16,5	13,8
BALANÇOS ENERGÉTICOS (produção - consumo)								
EE (MW)	-6,91	-0,18	-5,23	-4,70	-10,14	-0,88	-5,97	-6,21
CP (MW)	0,00	5,92	0,37	0,00	0,00	4,62	0,32	0,00
CONSUMO COMBUSTÍVEL								
Cogeração (ton/h)	3,69	3,69	3,44	3,22	3,69	3,69	3,69	3,35
Auxiliar (ton/h)	0,31	0,00	0,00	0,00	0,59	0,00	0,00	0,00

5.1.2 - Hospital

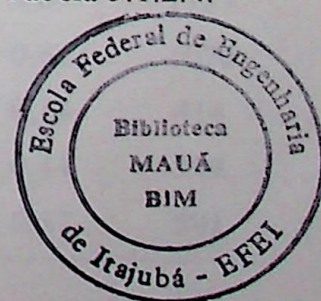
Para o estudo de caso de um hospital, os dados de demanda de energia elétrica, calor de processo e frio foram tomados por base nos valores de consumo do Hospital Felício Rocho de Belo Horizonte, uma das maiores casas de saúde desta cidade, e que foram levantados pelo autor em visita a esta unidade em maio de 1996, conforme se apresenta na Tabela 5.1.2.1, com as respectivas curvas de duração apresentadas na Figura 5.1.2.1.

Tabela 5.1.2.1 - Dados de demanda energética para um hospital.

Período de Consumo	E. E. (MW)	C. P. (MW)	FR. (MW)	Número Horas do Período
PS.DU.FP.	2,4	7,6	8,5	2172
PS.DU.PO.	2,0	7,0	8,0	437
PS.DU.NO.	1,5	3,0	4,5	846
PS.FS.	2,0	6,0	6,0	1609
PU.DU.FP.	3,0	8,2	10,0	1585
PU.DU.PO.	2,3	7,4	9,0	319
PU.DU.NO.	1,8	3,5	6,0	618
PU.FS.	2,1	5,3	7,0	1174

Para esse estudo de caso, como a demanda de energia elétrica média anual situa-se no campo das turbinas a gás e dos motores Diesel, ambos tipos de equipamentos foram pré-selecionados para compor o parque de acionadores primários. Sempre de acordo com o Anexo A, as turbinas a gás e os motores Diesel pré-selecionados constam na Tabela 5.1.2.2.

De maneira análoga ao estudo de caso anterior, as 8 melhores situações em relação a minimização do tempo de retorno são apresentadas na Tabela 5.1.2.3 e os resultados da melhor configuração resultante, correspondente ao caso 3, são apresentados na Tabela 5.1.2.4.



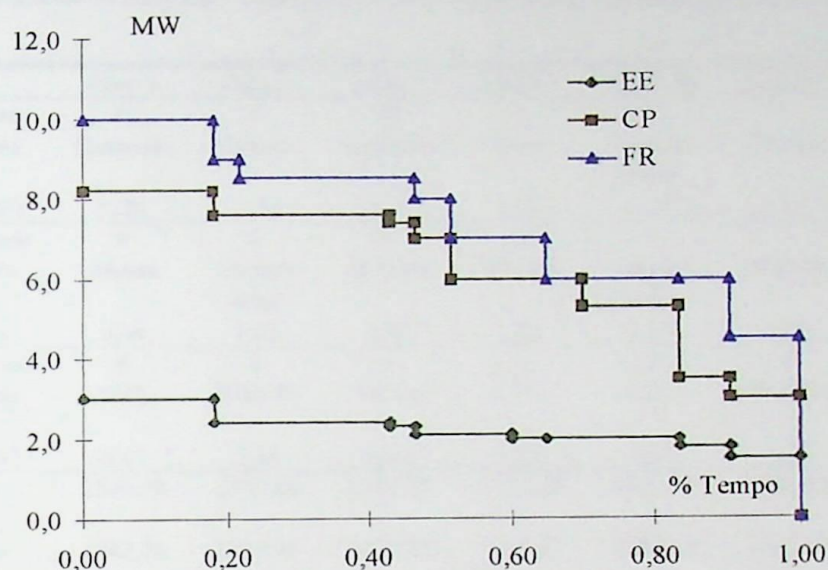


Figura 5.1.2.1 - Curvas de carga das demandas energéticas para um hospital.

Tabela 5.1.2.2 - Acionadores pré-selecionados para um hospital.

Número Acionador	Fabricante	Modelo	Wo (MW)	Qo (MW)	Xo (ton/h)	Preço (mil\$)
14	Allisson	501-KB3	2,84	5,90	0,95	1644
23	Centrax	CX501-KB3	2,70	6,00	0,96	1620
38	Dresser-Rand	KG2-3C	1,45	5,89	0,81	1059
39	Dresser-Rand	KG2-3E	1,85	6,55	0,98	1277
77	Kawasaki	S1T-02	0,39	1,42	0,22	363
78	Kawasaki	S2A-01	0,66	1,80	0,28	597
86	Kawasaki	M1T-01	2,15	6,30	0,96	1536
118	Nigata	CNT-600E	0,48	1,90	0,28	437
164	Solar	SATURN 20	1,14	2,40	0,41	800
230	Wärtsilä	6R22	1,05	0,72	0,22	521
235	Wärtsilä	12V22	1,95	1,28	0,41	870
239	Wärtsilä	16V22	2,80	1,82	0,59	1175
244	Wärtsilä	8R32	3,24	1,88	0,69	1327
255	Wärtsilä	W16V25SG	2,50	3,12	0,61	1070
275	Valmet	3067DSJGE	0,80	0,99	0,18	414
293	CET	6313	0,45	0,68	0,14	259
298	CET	6317	1,22	1,83	0,37	591

Tabela 5.1.2.3 -Hospital: Acionadores considerados e resultados econômicos.

		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8
Acionador Nº 1	Quantidade	0	0	0	0	0	0	0	0
	Fabricante	Kawasaki	Centrax	Kawasaki	Solar	Dresser Rand	Wärtsilä	Wärtsilä	Kawasaki
	Wo (MW)	0,39	2,70	0,66	1,14	1,45	2,80	2,80	2,15
Acionador Nº 2	Quantidade	0	0	0	0	0	0	0	0
	Fabricante	Nigata	Dresser Rand	Wärtsilä	Wärtsilä	Dresser Rand	Wärtsilä	Allisson	Wärtsilä
	Wo (MW)	0,48	1,85	1,05	1,05	1,85	2,50	2,84	2,50
Acionador Nº 3	Quantidade	8	2	5	3	3	1	2	2
	Fabricante	CET	Wärtsilä	Valmet	CET	CET	Wärtsilä	Wärtsilä	Wärtsilä
	Wo (MW)	0,45	2,50	0,80	1,22	1,22	3,24	2,50	1,95
Indicadores	CO conv (mil \$)	2340,28	2340,28	2340,28	2340,28	2340,28	2340,28	2340,28	2340,28
Econômicos	CO coger (mil \$)	1742,24	1473,49	1437,89	1735,15	1735,14	1816,72	1548,44	1703,04
Base anual	CI (*) (mil \$)	3781,24	3871,34	3768,17	3486,70	3486,70	2946,95	3871,34	3367,15
Exceto (*)	TR (anos)	6,99	4,94	4,62	6,37	6,37	6,22	5,40	5,84

Tabela 5.1.2.4 - Resultados para a melhor configuração do hospital estudado (Caso 3).

PERÍODOS	PS DU	PS DU	PS DU	PS FS	PUDU	PUDU	PUDU	PUFS
	FP	PO	NO		FP	PO	NO	
GERAÇÃO								
Frio por absorção (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EE Cogeração (MW)	4,0	4,0	2,6	4,0	4,0	4,0	3,1	4,0
CP Cogeração (MW)	5,0	5,0	3,0	5,0	5,0	5,0	3,8	5,0
FR Absorção (MW)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FR Compressão (MW)	8,5	8,0	4,5	6,0	10,0	9,0	6,0	7,0
BALANÇOS ENERGÉTICOS (produção - consumo)								
EE (MW)	-0,31	0,20	0,09	0,65	-1,24	-0,32	0,00	0,32
CP (MW)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,27	0,00
CONSUMO COMBUSTÍVEL								
Cogeração (ton/h)	0,89	0,89	0,61	0,89	0,89	0,89	0,72	0,89
Auxiliar (ton/h)	0,30	0,23	0,00	0,12	0,37	0,28	0,00	0,04

5.1.3 - 'Shopping Center'

Os dados de demanda de energia elétrica, calor de processo e frio para o 'shopping center' estudado foram baseados nos valores médios do Ilha Plaza Shopping do Rio de Janeiro (Schechtman, 1993) e foram distribuídos ao longo dos 8 períodos anuais considerados neste trabalho, como consta da Tabela 5.1.3.1, sendo as respectivas curvas de duração plotadas na Figura 5.1.3.1.

Tabela 5.1.3.1 - Dados de demanda energética para um 'shopping center'.

Período de Consumo	E. E. (MW)	C. P. (MW)	FR. (MW)	Número Horas do Período
PS.DU.FP.	1,2	0,9	5,1	2172
PS.DU.PO.	1,0	1,3	4,8	437
PS.DU.NO.	0,3	0,0	2,7	846
PS.FS.	1,2	1,6	3,6	1609
PU.DU.FP.	1,5	1,2	6,0	1585
PU.DU.PO.	1,2	1,5	5,4	319
PU.DU.NO.	0,3	0,0	3,6	618
PU.FS.	1,4	2,1	4,2	1174

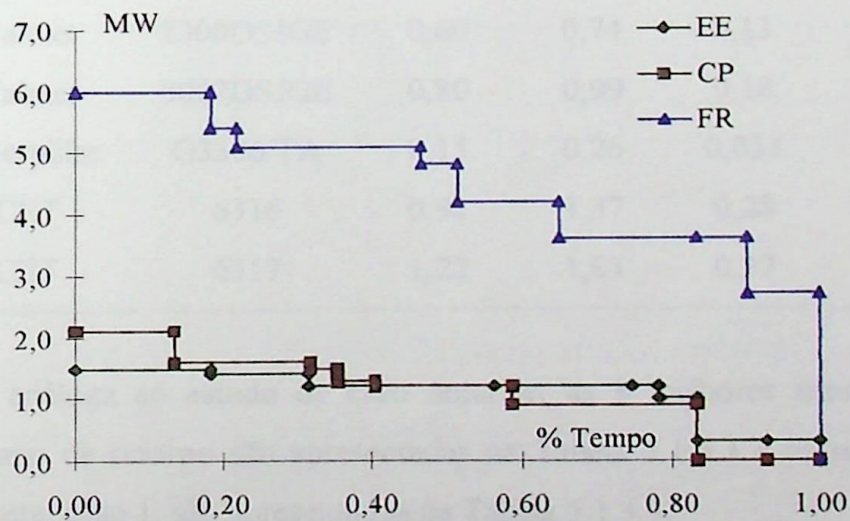


Figura 5.1.3.1 - Curvas de carga das demandas energéticas para um 'shopping center'.

Para o setor comercial em questão, como a demanda de energia elétrica média anual situa-se no campo das turbinas a gás e/ou motores Diesel, tais equipamentos é que irão compor o parque de acionadores primários. De acordo com o Anexo A, esses acionadores pré-selecionados estão representados na Tabela 5.1.3.2.

Tabela 5.1.3.2 - Acionadores pré-selecionados para um 'shopping center'

Número Acionado	Fabricante	Modelo	Wo (MW)	Qo (MW)	Xo (ton/h)	Preço (mil\$)
r						
78	Kawasaki	S2A-01	0,66	1,80	0,28	597
79	Kawasaki	M1A-01	1,11	3,19	0,48	944
190	Turbomeca	Bastan VII	0,87	2,00	0,32	774
193	Turbomeca	Makila T1	1,23	2,28	0,38	1064
226	Wärtsilä	4R22	0,62	0,42	0,13	336
228	Wärtsilä	6R22	0,87	0,57	0,18	445
230	Wärtsilä	6R22	1,05	0,72	0,22	521
231	Wärtsilä	8R22	1,16	0,76	0,25	566
232	Wärtsilä	8R22	1,30	0,85	0,28	622
233	Wärtsilä	8R22	1,40	0,96	0,30	661
274	Valmet	2300DSJGE	0,60	0,74	0,13	327
275	Valmet	3067DSJGE	0,80	0,99	0,18	414
278	Caterpillar	G3306 TA	0,15	0,26	0,051	104
297	CET	6316	0,91	1,37	0,28	464
298	CET	6317	1,22	1,83	0,37	591

De maneira análoga ao estudo de caso anterior, as 8 melhores situações em relação a minimização do tempo de retorno são apresentadas na Tabela 5.1.3.3 e os resultados da melhor configuração resultante, caso 1, são apresentados na Tabela 5.1.3.4.

Tabela 5.1.3.3 - 'Shopping center': Acionadores considerados e resultados econômicos

		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8
Acionador	Quantidade	2	3	2	3	3	2	2	2
	Fabricante	Valmet	Wärtsilä	Wärtsilä	Valmet	Wärtsilä	Wärtsilä	Wärtsilä	Wärtsilä
Nº 1									
	Wo (MW)	0,80	0,62	0,87	0,60	0,62	1,16	1,30	1,05
Acionador	Quantidade	0	0	0	0	0	0	0	0
	Fabricante	CET	Wärtsilä	Valmet	Caterpillar	Valmet	CET	CET	Wärtsilä
Nº 2									
	Wo (MW)	0,91	0,87	0,80	0,15	0,60	1,22	1,22	1,16
Acionador	Quantidade	0	0	0	0	0	0	0	0
	Fabricante	Turbomeca	Valmet	CET	Wärtsilä	Kawasaki	Turbomeca	Wärtsilä	Kawasaki
Nº 3									
	Wo (MW)	0,87	0,80	0,91	0,62	0,66	1,23	1,40	1,11
Indicadores	CO conv (mil S)	949,33	931,38	935,58	970,70	931,38	931,59	931,38	931,38
	Econômicos	CO coger (mil S)	598,99	648,89	664,58	597,45	648,89	618,13	621,41
Base anual	CI (*) (mil S)	2025,02	1965,04	1900,82	2484,24	1965,04	2098,87	2213,32	2003,40
Exceto (*)	TR (anos)	6,39	7,69	7,75	7,36	7,69	7,40	7,89	7,25

Tabela 5.1.3.4 - Resultados para a melhor configuração do 'shopping center' estudado (Caso 1).

PERÍODOS	PS DU	PS DU	PS DU	PS FS	PUDU	PUDU	PUDU	PUFS
	FP	PO	NO		FP	PO	NO	
GERAÇÃO								
Frio por absorção (%)	25,33	23,42	47,79	18,82	21,53	14,41	35,89	0,00
EE Cogeração (MW)	1,6	1,6	0,8	1,6	1,6	1,6	0,8	1,6
CP Cogeração (MW)	2,0	2,0	0,8	2,0	2,0	2,0	0,9	2,0
FR Absorção (MW)	1,3	1,1	1,3	0,7	1,3	0,8	1,3	0,0
FR Compressão (MW)	3,8	3,7	1,4	2,9	4,7	4,6	2,3	4,2
BALANÇOS ENERGÉTICOS (produção - consumo)								
EE (MW)	-0,45	-0,22	0,15	-0,26	-0,95	-0,64	-0,01	-0,74
CP (MW)	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00
CONSUMO COMBUSTÍVEL								
Cogeração (ton/h)	0,36	0,36	0,19	0,36	0,36	0,36	0,20	0,36
Auxiliar (ton/h)	0,00	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01

5.1.4 - Indústria de carne bovina

Para o estudo de caso deste setor industrial, adotou-se os valores apresentados por Brown et al. (1985) (energia elétrica: 0,18 kWh/kg de carne; calor de processo: 0,52 kWh/kg de carne; frio: 0,16 kWh/kg de carne) o qual já considera esses valores para o matadouro mais o processamento e admitiu-se uma instalação trabalhando 15 horas de demanda por dia e produzindo 50.000 kg de

carne diários, podendo ser considerada uma unidade de médio porte. Esses dados de demanda são apresentados na Tabela 5.1.4.1 e suas respectivas curvas de duração representadas na Figura 5.1.4.1.

Tabela 5.1.4.1 - Dados de demanda energética para uma indústria de carne bovina.

Período de Consumo	E. E. (MW)	C. P. (MW)	FR. (MW)	Número Horas do Período
PS.DU.FP.	0,40	0,90	0,34	2172
PS.DU.PO.	0,10	0,60	0,20	437
PS.DU.NO.	0,05	0,72	0,28	846
PS.FS.	0,25	0,67	0,25	1609
PU.DU.FP.	0,50	1,00	0,40	1585
PU.DU.PO.	0,20	0,60	0,21	319
PU.DU.NO.	0,05	0,80	0,30	618
PU.FS.	0,30	0,70	0,25	1174

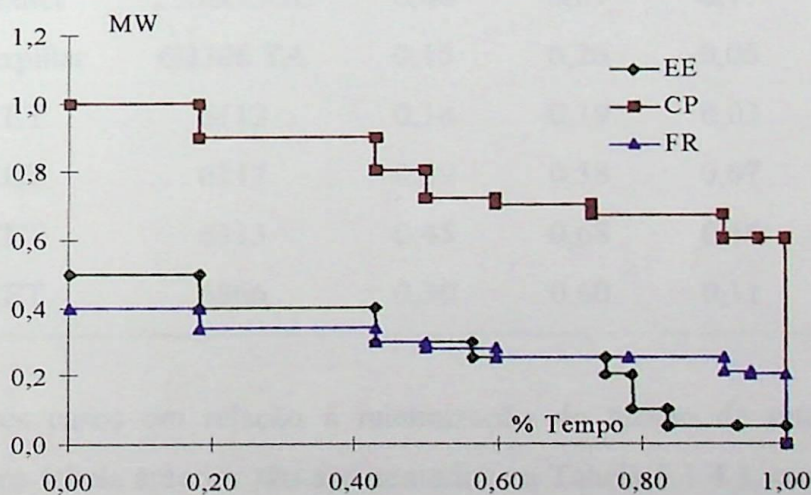


Figura 5.1.4.1 - Curvas de carga das demandas energéticas para uma indústria de carne bovina

Os acionadores pré-selecionados para a indústria de carne bovina, em função da demanda média anual de energia elétrica, são turbinas a gás de pequenas potências e/ou motores Diesel. Esses acionadores estão representados na Tabela 5.1.4.2.

Tabela 5.1.4.2 - Acionadores pré-selecionados para uma indústria de carne bovina

Número Acionado r	Fabricante	Modelo	Wo (MW)	Qo (MW)	Xo (ton/h)	Preço (mil\$)
76	Kawasaki	S1A-02	0,20	0,72	0,11	186
116	Nigata	CNT-300E	0,24	0,95	0,14	223
117	Nigata	CNT-375E	0,30	1,05	0,15	276
118	Nigata	CNT-600E	0,48	1,90	0,28	437
188	Turbomeca	Astazou IV	0,33	0,96	0,14	304
219	Yanmar	AT36C	0,28	0,78	0,12	260
264	Valmet	611DSVGE	0,10	0,14	0,03	74
267	Valmet	14DSGE	0,19	0,23	0,04	126
269	Valmet	1150DSGE	0,25	0,33	0,06	159
270	Valmet	1150DSJGE	0,30	0,36	0,07	182
271	Valmet	1710DSGE	0,36	0,51	0,09	214
273	Valmet	2300DSGE	0,48	0,67	0,11	274
278	Caterpillar	G3306 TA	0,15	0,26	0,05	104
283	CET	6113	0,14	0,19	0,03	100
285	CET	6117	0,29	0,38	0,07	181
293	CET	6313	0,45	0,68	0,14	259
316	CET	6366	0,30	0,60	0,11	183

Os 8 melhores casos em relação à minimização do tempo de retorno utilizando-se os acionadores listados na tabela anterior são apresentados na Tabela 5.1.4.3, como também na Tabela 5.1.4.4 se apresenta a melhor forma de operar energeticamente o melhor dentre esses casos, a saber o caso 4.

Tabela 5.1.4.3 - Indústria de carne bovina: Acionadores considerados e resultados econômicos.

		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8
Acionador Nº 1	Quantidade	0	3	2	1	0	0	0	0
	Fabricante	Turbomeca	CET	Valmet	Valmet	Nigata	Valmet	CET	Nigata
	Wo (MW)	0,33	0,14	0,19	0,48	0,24	0,30	0,30	0,30
Acionador Nº 2	Quantidade	0	0	0	0	0	0	0	0
	Fabricante	Yanmar	Valmet	CET	CET	Kawasaki	CET	CET	CET
	Wo (MW)	0,28	0,10	0,14	0,45	0,20	0,30	0,29	0,30
Acionador Nº 3	Quantidade	1	0	0	0	2	1	1	1
	Fabricante	Valmet	Caterpillar	Caterpillar	Nigata	Valmet	CET	Valmet	Valmet
	Wo (MW)	0,36	0,15	0,15	0,48	0,25	0,29	0,30	0,30
Indicadores	CO conv (mil \$)	239,40	239,40	239,40	239,40	239,40	239,40	239,40	239,45
	Econômicos	CO coger (mil \$)	169,86	156,00	169,79	152,64	156,54	174,84	180,03
Base anual	CI (*) (mil \$)	351,72	430,23	385,62	405,02	456,11	318,58	319,60	320,91
	Exceto (*) TR (anos)	5,59	5,70	6,12	5,16	6,08	5,46	5,95	5,98

Tabela 5.1.4.4 - Resultados para a melhor configuração da indústria de carne bovina estudada (Caso 4).

PERÍODOS	PS DU	PS DU	PS DU	PS FS	PUDU	PUDU	PUDU	PU FS
	FP	PO	NO		FP	PO	NO	
GERAÇÃO								
Frio por absorção (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EE Cogera (MW)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,5
CP Cogera (MW)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,4	0,7
FR Absorção (MW)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FR Compressão (MW)	0,3	0,2	0,3	0,3	0,4	0,2	0,3	0,2
BALANÇOS ENERGÉTICOS (produção - consumo)								
EE (MW)	0,01	0,34	0,37	0,18	-0,10	0,24	0,20	0,13
CP (MW)	0,00	0,07	0,00	0,00	0,00	0,07	0,00	0,00
CONSUMO COMBUSTÍVEL								
Cogeração (ton/h)	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,08	0,11
Auxiliar (ton/h)	0,03	0,00	0,01	0,00	0,04	0,00	0,04	0,00

5.1.5 - Indústria de borracha sintética

Para o estudo de caso desse segmento industrial, os dados de demanda de energia elétrica, calor de processo e frio foram também baseados nos valores apresentados por Brown et al. (1985) (energia elétrica: 0,22 kWh/kg; calor de processo: 1,20 kWh/kg; frio: 0,16 kWh/kg) sendo assumido

uma unidade industrial com processamento de 1000 toneladas dia durante 18 horas/dia. Esses valores de demandas constam na Tabela 5.1.5.1 e as respectivas curvas de duração são apresentadas na Figura 5.1.5.1.

Tabela 5.1.5.1 - Dados de demanda energética para uma indústria de borracha sintética.

Período de Consumo	E. E. (MW)	C. P. (MW)	FR. (MW)	Número Horas do Período
PS.DU.FP.	0,40	0,90	0,34	2172
PS.DU.PO.	0,10	0,60	0,20	437
PS.DU.NO.	0,05	0,72	0,28	846
PS.FS.	0,25	0,67	0,25	1609
PU.DU.FP.	0,50	1,00	0,40	1585
PU.DU.PO.	0,20	0,60	0,21	319
PU.DU.NO.	0,05	0,80	0,30	618
PU.FS.	0,30	0,70	0,25	1174

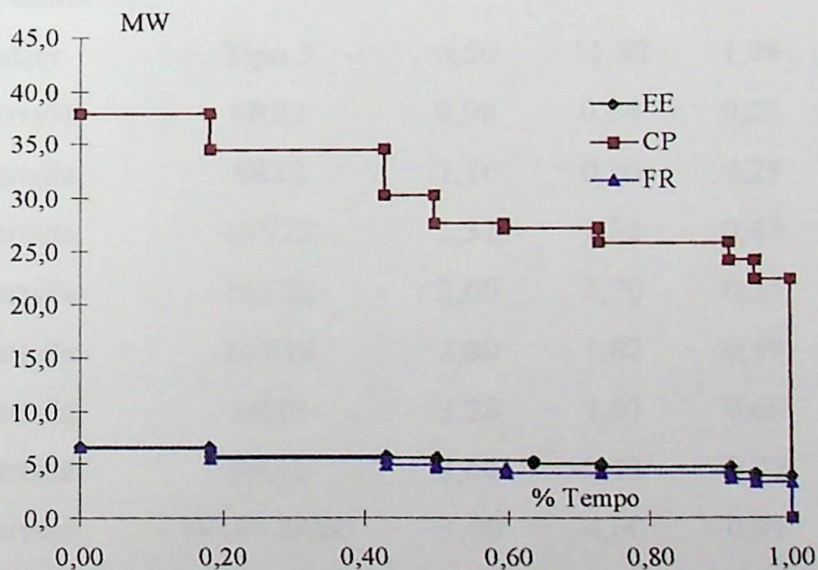


Figura 5.1.5.1 - Curvas de carga das demandas energéticas para uma indústria de borracha sintética.

De acordo com a demanda elétrica média anual foi feita uma pré-selecção entre os modelos de turbinas a gás e motores Diesel, uma vez que ambos esses acionadores podem ser considerados adequados para a faixa de potência demandada. Esses equipamentos são apresentados na Tabela 5.1.5.2.

Tabela 5.1.5.2 - Acionadores pré-selecionados para uma indústria de borracha sintética.

Número Acionador	Fabricante	Modelo	Wo (MW)	Qo (MW)	Xo (ton/h)	Preço (mil\$)
9	Allisson	501-KB5	3,93	6,58	1,19	1800
13	Allisson	571-K	5,91	8,44	1,51	2800
25	Centrax	CX501-KN5	4,34	7,28	1,25	2127
26	Centrax	CX501-KH5	6,15	7,79	1,43	2891
36	Deutz MWM	RA 151	4,70	7,68	1,25	2303
40	Dresser Rand	DR-99	4,40	7,34	1,23	2000
66	GE	LM 500	4,18	6,84	1,16	1900
90	Kawasaki	M7A-01	5,72	10,05	1,69	2917
98	Mitsubishi	MF-61	5,93	10,43	1,79	2963
145	Orenda	OGT6000	6,30	9,39	1,84	3150
165	Solar	Centaur 40	3,52	5,97	1,09	1700
173	Stewart & Stevenson	TG 501-KB7	4,61	8,65	1,42	2489
183	Sulzer	Tipo 3	6,50	11,62	1,98	3250
229	Wärtsilä	6R22	0,98	0,64	0,21	490
231	Wärtsilä	8R22	1,16	0,76	0,25	566
237	Wärtsilä	16V22	2,32	1,52	0,49	1005
238	Wärtsilä	16V22	2,60	1,70	0,55	1105
239	Wärtsilä	16V22	2,80	1,82	0,59	1175
245	Wärtsilä	8R32	3,28	1,91	0,69	1340
246	Wärtsilä	9R32	3,65	2,12	0,77	1463
256	Wärtsilä	W18V28SG	3,80	4,60	0,91	1515
275	Valmet	3067DSJGE	0,80	0,99	0,18	414

Com esses acionadores avaliou-se, através do programa, os 8 melhores casos em termos econômicos sendo apresentados na Tabela 5.1.5.3 e, na Tabela 5.1.5.4 apresenta-se a configuração energética para o melhor deles, caso 2.

Tabela 5.1.5.3 - Indústria de borracha sintética: Acionadores considerados e resultados econômicos.

		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8
Acionador Nº 1	Quantidade	0	0	7	0	1	0	0	0
	Fabricante	Wärtsilä	Orenda	Valmet	Mitsubishi	Deutz MWM	Allisson	GE	Wärtsilä
	Wo (MW)	3,65	6,30	0,80	5,93	4,70	3,93	4,18	2,32
Acionador Nº 2	Quantidade	0	0	0	0	0	1	0	2
	Fabricante	Wärtsilä	Sulzer	Wärtsilä	Kawasaki	Dresser Rand	GE	Centrax	Wärtsilä
	Wo (MW)	3,28	6,50	1,16	5,72	4,40	4,18	4,34	2,60
Acionador Nº 3	Quantidade	2	1	0	1	0	0	1	0
	Fabricante	Wärtsilä	Centrax	Wärtsilä	Allisson	Stewart & Stevenson	Solar	Dresser Rand	Wärtsilä
	Wo (MW)	3,80	6,15	0,98	5,91	4,61	3,52	4,40	2,80
Indicadores	CO conv (mil \$)	6752,47	6752,47	6752,47	6752,47	6752,47	6752,47	6752,47	6752,47
Econômicos	CO coger (mil \$)	5363,10	5379,62	5425,70	5457,87	5589,96	5780,34	5713,07	5866,57
Base anual	CI (*) (mil \$)	4632,86	4480,30	4464,65	4405,37	3890,04	3466,09	3578,72	3679,12
Exceto (*)	TR (anos)	3,69	3,61	3,72	3,76	3,70	3,94	3,81	4,59

Tabela 5.1.5.4 - Resultados para a melhor configuração da indústria de borracha sintética estudada (Caso 2).

PERÍODOS	PS DU	PS DU	PS DU	PS FS	PUDU	PUDU	PUDU	PU FS
	FP	PO	NO		FP	PO	NO	
GERAÇÃO								
Frio por absorção (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EE Cogeração (MW)	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
CP Cogeração (MW)	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8
FR Absorção (MW)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FR Compressão (MW)	5,5	3,2	4,6	4,1	6,5	3,5	4,9	4,2
BALANÇOS ENERGÉTICOS (produção - consumo)								
EE (MW)	-0,87	1,54	0,13	0,54	-1,99	1,27	-0,54	-0,18
CP (MW)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CONSUMO COMBUSTÍVEL								
Cogeração (ton/h)	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43
Auxiliar (ton/h)	2,99	1,63	2,22	2,02	3,39	1,84	2,51	2,16

5.1.6 - Tecelagem

Para este setor industrial, as demandas energéticas foram também baseadas nos valores apresentados por Brown et al. (1985) (energia elétrica: 0,78 kWh/kg; calor de processo: 4,56 kWh/kg). Considerou-se uma tecelagem trabalhando 24 horas/dia e produzindo 100 toneladas de

produtos têxteis diários, correspondendo a unidade de grande porte, conduzindo aos valores de demanda apresentados na Tabela 5.1.6.1 e na Figura 5.1.6.1 constam as curvas de carga dessas demandas. Vale comentar que o consumo de frio para o setor em questão é nulo.

Tabela 5.1.6.1 - Dados de demanda energética para uma tecelagem.

Período de Consumo	E. E. (MW)	C. P. (MW)	FR. (MW)	Número Horas do Período
PS.DU.FP.	1,80	9,80	0,00	2172
PS.DU.PO.	1,00	6,40	0,00	437
PS.DU.NO.	1,60	7,80	0,00	846
PS.FS.	1,30	7,30	0,00	1609
PU.DU.FP.	2,00	10,80	0,00	1585
PU.DU.PO.	1,10	6,90	0,00	319
PU.DU.NO.	1,50	8,60	0,00	618
PU.FS.	1,40	8,00	0,00	1174

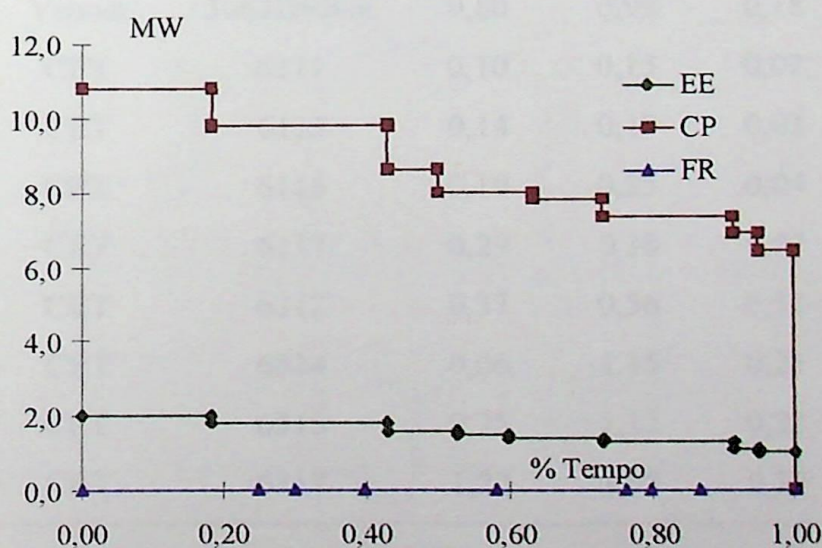


Figura 5.1.6.1 - Curvas de carga das demandas energéticas para uma tecelagem.

Como a demanda de potência elétrica média para a tecelagem estudada situa-se na faixa das turbinas a gás e/ou motores Diesel, esses acionadores foram pré-selecionados para a realização dos

estudos de caso. Porém, como os melhores resultados foram os de motores Diesel, apresenta-se na Tabela 5.1.6.2 apenas esses acionadores.

Tabela 5.1.6.2 - Acionadores pré-selecionados para uma tecelagem.

Número Acionador	Fabricante	Modelo	Wo (MW)	Qo (MW)	Xo (ton/h)	Preço (mil\$)
225	Wärtsilä	4R22	0,56	0,38	0,12	309
227	Wärtsilä	4R22	0,66	0,47	0,14	354
231	Wärtsilä	8R22	1,16	0,76	0,25	566
232	Wärtsilä	8R22	1,30	0,85	0,28	622
233	Wärtsilä	8R22	1,40	0,96	0,30	661
234	Wärtsilä	12V22	1,74	1,14	0,37	792
240	Wärtsilä	4R32	1,62	0,99	0,34	746
264	Valmet	611DSVGE	0,10	0,14	0,03	74
268	Valmet	14DSVGE	0,24	0,32	0,06	152
273	Valmet	2300DSGE	0,48	0,67	0,11	274
274	Valmet	2300DSJGE	0,60	0,74	0,13	327
275	Valmet	3067DSJGE	0,80	0,99	0,18	414
282	CET	6111	0,10	0,15	0,02	76
283	CET	6113	0,14	0,19	0,03	100
284	CET	6115	0,19	0,25	0,04	125
285	CET	6117	0,29	0,38	0,07	181
292	CET	6312	0,37	0,56	0,11	220
295	CET	6314	0,66	1,15	0,21	355
296	CET	6315	0,75	1,12	0,23	393
298	CET	6317	1,22	1,83	0,37	591

Finalmente, na Tabela 5.1.6.3 apresenta-se os 8 melhores casos em função dos resultados da análise econômica e na tabela seguinte, Tabela 5.1.6.4 mostram-se em maiores detalhes o melhor dentre eles, a saber, o caso 2.

Tabela 5.1.6.3 - Tecelagem: Acionadores considerados e resultados econômicos.

		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8
Acionador Nº 1	Quantidade	1	0	0	0	0	0	0	0
	Fabricante	Wärtsilä	CET	Wärtsilä	CET	Valmet	Valmet	CET	Wärtsilä
	Wo (MW)	1,40	0,75	0,56	0,19	0,24	0,10	1,22	0,66
Acionador Nº 2	Quantidade	0	0	0	0	0	0	0	0
	Fabricante	Wärtsilä	CET	CET	Valmet	CET	CET	Wärtsilä	Valmet
	Wo (MW)	1,74	0,66	0,37	0,24	0,19	0,14	1,16	0,60
Acionador Nº 3	Quantidade	0	2	2	8	4	11	1	2
	Fabricante	Wärtsilä	Valmet	Valmet	CET	CET	CET	Wärtsilä	CET
	Wo (MW)	1,62	0,80	0,48	0,14	0,29	0,10	1,30	0,66
Indicadores Econômicos	CO conv (mil \$)	1828,99	1828,99	1828,99	1828,99	1828,99	1828,99	1828,99	1828,99
	CO coger (mil \$)	1599,08	1480,27	1583,24	1538,52	1529,99	1536,72	1615,52	1582,81
Base anual	CI (*) (mil \$)	840,25	1048,04	743,10	1000,32	927,57	1046,31	796,61	941,20
Exceto (*)	TR (anos)	4,04	3,32	3,34	3,81	3,43	3,96	4,13	4,23

Tabela 5.1.6.4 - Resultados para a melhor configuração da tecelagem estudada (Caso 2).

PERÍODOS	PS DU	PS DU	PS DU	PS FS	PUDU	PUDU	PUDU	PUFS
	FP	PO	NO		FP	PO	NO	
GERAÇÃO								
Frio por absorção (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EE Cogeração (MW)	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,6
CP Cogeração (MW)	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	2,0
FR Absorção (MW)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FR Compressão (MW)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BALANÇOS ENERGÉTICOS (produção - consumo)								
EE (MW)	-0,21	0,59	-0,01	0,29	-0,41	0,49	0,00	0,19
CP (MW)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CONSUMO COMBUSTÍVEL								
Cogeração (ton/h)	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,34	0,36
Auxiliar (ton/h)	0,88	0,50	0,65	0,60	0,99	0,55	0,76	0,68

5.2 - Estudos paramétricos

Apresenta-se neste tópico estudos paramétricos a fim de avaliar a sensibilidade da mudança dos cenários de custo dos combustíveis, das tarifas de energia elétrica, da taxa de juros e do valor do investimento frente a uma dada configuração. Tal análise é oportuna pois permite analisar como se

comportam os valores dos tempos de retorno de cada caso estudado frente à variação desses cenários.

Na Tabela 5.2.1, apresentam-se os valores utilizados para o cálculo da otimização dos sistemas de cogeração bem como a variação percentual desses valores para o estudo da sensibilidade.

Tabela 5.2.1 - Dados utilizados para a análise da sensibilidade.

Variável a ser analisada	Variável de referência	Percentual de variação			
		- 20 %	- 10 %	+ 10 %	+ 20 %
Juros (%):	10	8	9	11	12
Combustível (\$/ton):					
Cogeração:	150	120	135	165	180
Geração de calor:	150	120	135	165	180
Tarifa de compra de energia elétrica (\$/MWh):					
PS. FP.	35,66	28,53	32,09	39,23	42,79
PS. PO.	74,97	59,98	67,47	82,47	89,96
PU. FP.	31,52	25,22	28,37	34,67	37,82
PU. PO.	69,40	55,52	62,46	76,34	83,28
Tarifa de demanda contratada (\$/MW):					
FP.	3820	3056	3438	4202	4584
PO.	11430	9144	10287	12573	13716
Custo do investimento (mil\$):	CI	0,8*CI	0,9*CI	1,1*CI	1,2*CI

Apresenta-se a seguir o tempo de retorno correspondente aos melhores casos de cada estudo de caso desenvolvido na seção anterior, e que representam a condição base em torno da qual se realiza o estudo de sensibilidade.

Tabela 5.2.2 - Valores dos tempos de retorno de cada estudo de caso.

Setor analisado	T.R. (anos)	Setor analisado	T.R. (anos)
Cervejaria	3,8	Indústria de carne bovina	5,2
Hospital	4,6	Indústria de borracha sintética	3,6
'Shopping center'	6,4	Tecelagem	3,3

O estudo da sensibilidade foi realizado da seguinte maneira: para cada setor estudado, avaliou-se através do programa qual o comportamento do tamanho ótimo do sistema de cogeração e da estratégia operacional em relação à variação de alguns parâmetros conforme a Tabela 5.2.1. Os resultados dos novos tempos de retorno foram apresentados, para cada estudo de caso realizado neste trabalho, nas Figuras 5.2.1 a 5.2.6.

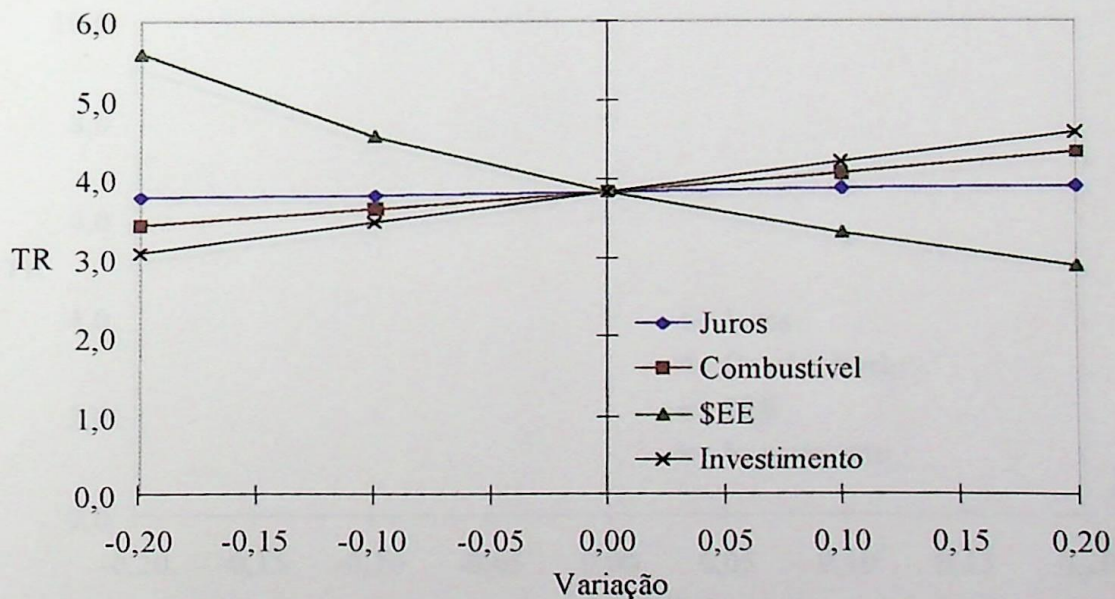


Figura 5.2.1 - Sensibilidade do tempo de retorno para o caso da cervejaria.

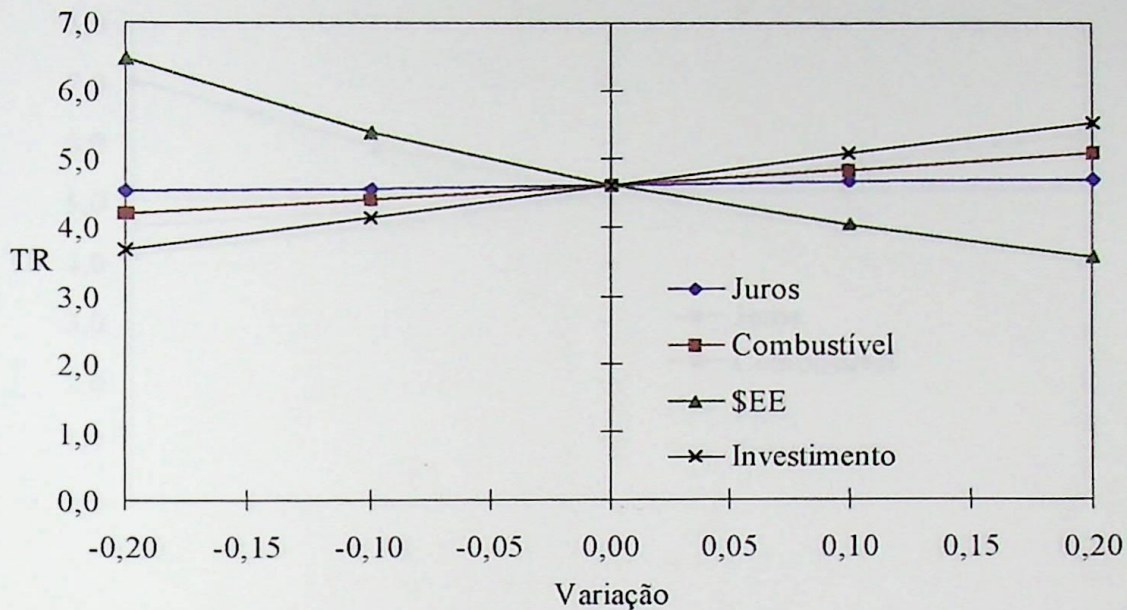


Figura 5.2.2 - Sensibilidade do tempo de retorno para o caso do hospital.

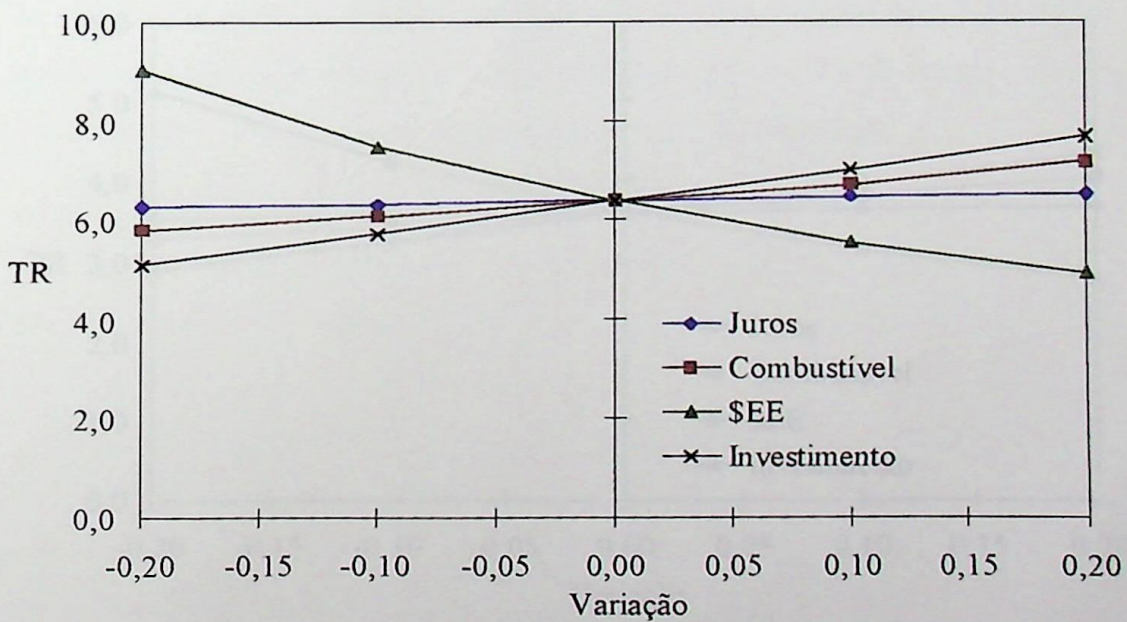


Figura 5.2.3 - Sensibilidade do tempo de retorno para o caso do 'shopping center'.

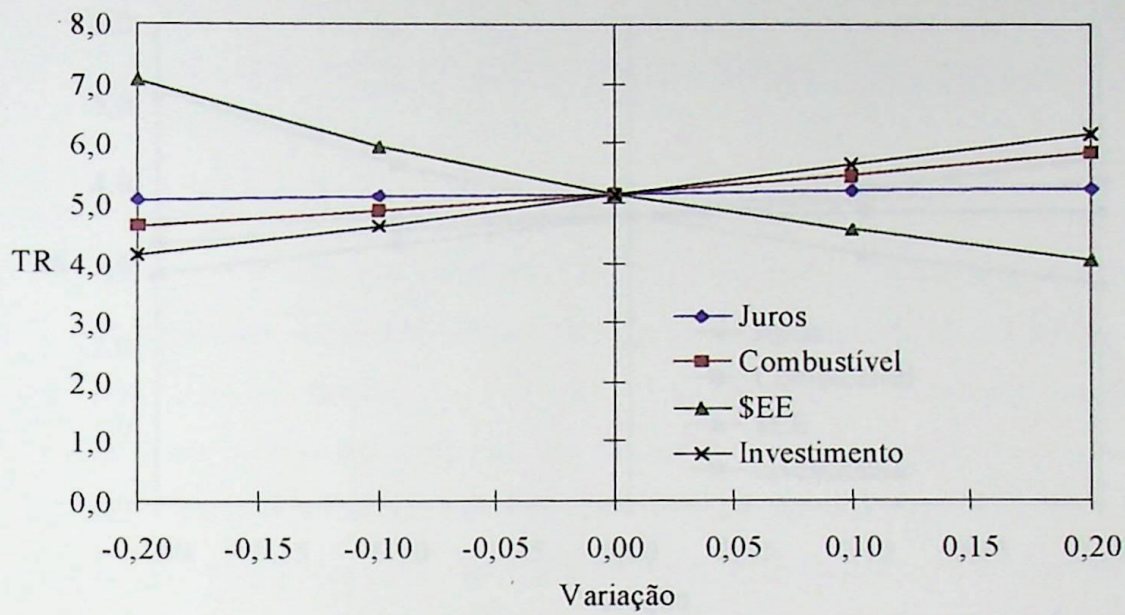


Figura 5.2.4 - Sensibilidade do tempo de retorno para o caso da indústria de carne bovina.

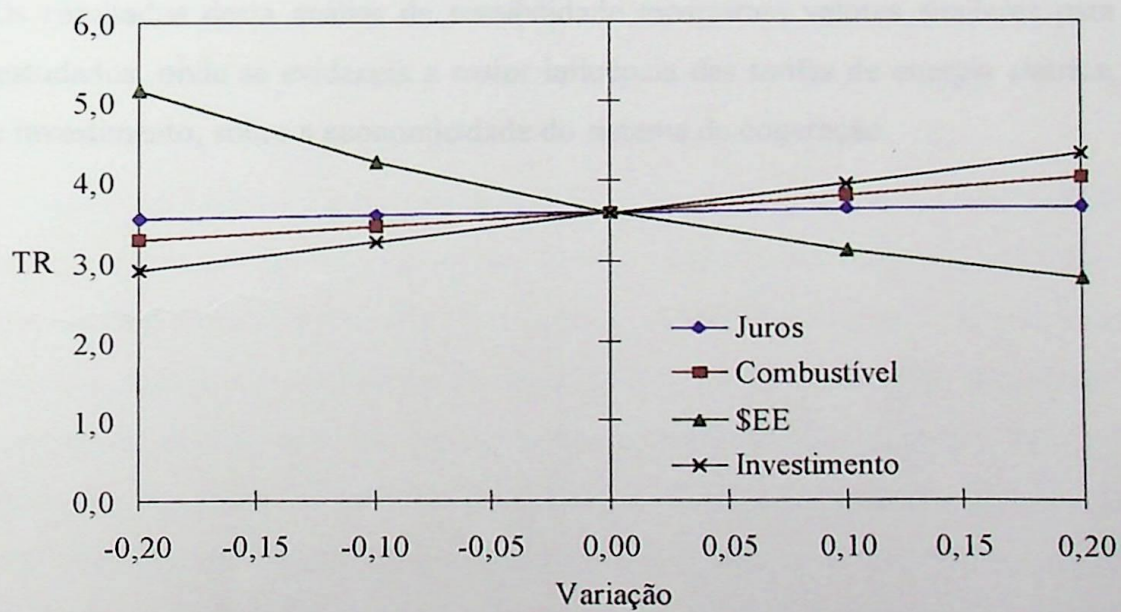


Figura 5.2.5 - Sensibilidade do tempo de retorno para o caso da indústria de borracha sintética.

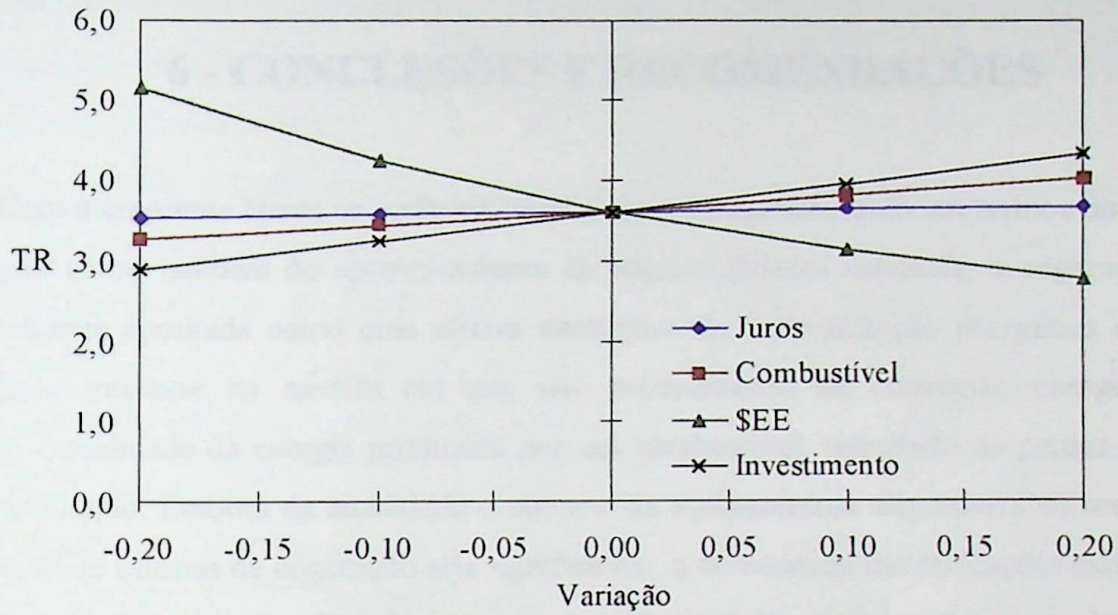


Figura 5.2.6 - Sensibilidade do tempo de retorno para o caso da tecelagem.

Os resultados desta análise de sensibilidade mostraram valores similares para os distintos setores estudados, onde se evidencia a maior influência das tarifas de energia elétrica, seguida dos níveis de investimento, sobre a economicidade do sistema de cogeração.

6 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Com a crescente busca na melhoria da eficiência energética, tanto em termos do desempenho na geração como também do aproveitamento de disponibilidades residuais, a cogeração tem sido crescentemente apontada como uma efetiva alternativa de racionalização energética e econômica, despertando interesse na medida em que este procedimento de conversão energética permite melhorar a qualidade da energia produzida por um combustível, reduzindo as perdas que ocorrem em sua utilização. Embora na atualidade o número de equipamentos disponíveis no mercado para a implantação de centrais de cogeração seja significativo, a diversidade das aplicações existentes impõe que para cada situação seja efetuada uma seleção criteriosa do número total de equipamentos e de suas capacidades, a fim de atender às demandas elétricas e térmicas com máximos desempenho, disponibilidade e facilidade de manutenção, além de necessariamente atender aos requisitos de economicidade. Nos casos em que tais condicionantes não são alcançados, a cogeração deixa de apresentar interesse. Assim, a escolha do ciclo a ser utilizado para a configuração de centrais de cogeração deve ser feita sob estritos critérios de racionalidade.

Considerando estes aspectos, desenvolveu-se no presente trabalho uma metodologia para a configuração de sistemas de cogeração, em que as necessidades a serem atendidas são definidas pelos perfis de demandas de calor, frio e eletricidade conhecidos 'a priori'. Nesse modelo procurou-se determinar a capacidade do sistema de cogeração de forma ótima, pela consideração simultânea de uma estratégia operacional que apresente como resultado final a melhor configuração para o atendimento das demandas da unidade de processo. O método proposto efetua a priorização da viabilidade segundo um indicador econômico usual, o tempo de retorno do projeto, sendo de aplicação simples e direta. Tal procedimento foi implementado num programa em planilha Excel®, versão 7.0, capaz de incorporar modelos de acionadores e das cargas, bem como permitindo desenvolver uma rotina de otimização, sujeita a uma função objetivo e à restrições lineares e inteiras.

As principais características do método são:

- divisão das demandas de utilidades (energia elétrica, calor e frio) em oito períodos de consumo constantes e distintos de acordo com as curvas de duração de carga.

- consideração do comportamento dos acionadores fora das condições nominais, empregando relações lineares entre o consumo de combustíveis e a geração de potência elétrica e a disponibilidade de calor.

Este método foi aplicado em seis casos procurando cobrir diversas situações nas quais se acredita que a cogeração apresenta perspectivas interessantes, tendo sido obtidos os resultados sintetizados na tabela abaixo. Observe-se que as configurações determinadas foram selecionadas dentre uma extensa lista de acionadores primários, mas incluindo apenas turbinas a gás e motores alternativos, excluindo-se portanto as turbinas a vapor.

Tabela 6.1 - Síntese dos resultados dos casos estudados

Setor:	Demandas Médias			Capacidade e tipo* do Sistema de Cogeração (MW)	Uso de Sistema de Absorção	Tempo de retorno (anos)
	Elêtric. (MW)	Calor (MW)	Frio (MW)			
Cervejaria	15,1	22,0	16,5	13,2 TG	não	3,8
Hospital	2,2	6,3	7,5	4,0 MA	não	4,6
'Shopping center'	1,1	1,1	4,5	1,6 MA	sim	6,4
Ind. de carne	0,3	0,8	0,3	0,5 MA	não	5,2
Ind. de borracha	5,5	30,5	4,9	6,15 TG	não	3,6
Tecelagem	1,6	8,7	0,0	1,6 MA	não	3,3

* TG: turbina a gás, MA: motor alternativo

Como limitações do presente trabalho deve-se citar inicialmente, em termos metodológicos, que o comportamento das cargas dos consumidores teve de ser ajustado aos oito períodos considerados, o que em alguns casos pode ser responsável por desvios apreciáveis, sobretudo naqueles casos nos quais os fatores de carga são relativamente baixos. A modelagem dos acionadores primários segundo relações lineares não é considerada como uma restrição relevante, já que os dados de diferentes equipamentos e fabricantes apresentaram um ajuste bastante satisfatório segundo este modelo. Do ponto de vista da qualidade dos dados empregados nos estudos de caso, é preciso mencionar que os valores de custos para os equipamentos tiveram que ser adotados em diversos casos e podem eventualmente não reproduzir a realidade a ser encontrada no Brasil. Certamente, a utilização deste método em bases de dados mais fidedignas e referenciadas poderá dar maior confiabilidade aos resultados, mas para tanto se pressupõe, naturalmente, que estes dados

existam no Brasil, fato ainda por ocorrer tendo em vista o atual nível de desenvolvimento da cogeração brasileira utilizando turbinas a gás e motores alternativos.

Como possíveis sequências deste trabalho, além das óbvias perspectivas de incrementar o número de casos estudados e reforçar a base de dados, pode-se considerar a inclusão do método da convolução (Nogueira, 1996) para estudo dos excedentes, o que permitiria uma melhor definição das disponibilidades de potência e energia no sistema de cogeração, não obstante exigir um volume de dados apreciavelmente maior. Outro aperfeiçoamento interessante refere-se à possibilidade de automatizar a pré-seleção dos acionadores a serem considerados no processo de definição da configuração ótima, que na versão atual requer um esforço do analista e que poderia ser realizado pelo programa. Tal aperfeiçoamento foi tentado, contudo às expensas de significativo tempo de máquina e memória, inclusive excedendo às possibilidades da planilha de cálculo empregada, razão pela qual foi abandonado. A superação desses obstáculos poderá sem dúvida representar uma simplificação importante nos propósitos de apresentar um método simultaneamente fácil de usar e consistente para os estudos de viabilidade dos sistemas de cogeração.

6 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AAE - Agência de Aplicação de Energia, **Boletim de Preços de Energéticos**, novembro de 1996, São Paulo.
- Balestieri, J.A.P. e Gushiken, A.N., 1996, **Avaliação de Configurações para Centrais de Cogeração na Produção de Cerveja**, Revista Ciência & Engenharia, ano 5, nº 1, pp. 15-20.
- Balestieri, J.A.P., 1994, **Planejamento de Centrais de Cogeração: Uma Abordagem Multiobjetiva**, Tese de Doutorado, Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, Campinas.
- Bohen, R.F., 1987, **Design Analysis of Thermal Systems**, John Wiley, New York.
- Brown, H.L., Hamel, B.B., Hedman, B.A., 1985, **Energy Analysis of 108 Industrial Processes**, Fairmont Press, Atlanta.
- DNAEE, 1985, **Nova Tarifa de Energia Elétrica - Metodologia e Aplicação**, Brasília.
- Ganapathy, V., 1991, **Waste Heat Boiler Deskbook**, The Fairmont Press, Lilburn, GA.
- Gas Turbine World**, Handbook, 1995, vol. 16.
- Horii, S., Ito, K., Pak, P.S., Suzuki, Y., 1987, **Optimal Planning of Gas Turbine Co-Generation Plants Based on Mixed-Integer Linear Programming**, International Journal of Energy Research, Vol. 11, pp. 507-518.
- Horlock, J.H., 1997, **Cogeneration - Combined Heat and Power: Thermodynamics and Economics**, Krieger Publishing Company, Florida.
- Internet**, <http://www.gas-turbines.com/TRADER/KWPRICE.htm>.
- Ito, K., Matsumoto, Y., Yokoyama, R., 1994, **Optimal Sizing of a Gas Turbine Cogeneration Plant in Consideration of Its Operational Strategy**, Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, Vol. 116, pp. 32-38.
- Lima, R.N.O., 1991, **Cogeração Industrial: uma Abordagem Termodinâmica e Computacional de Ciclos a Vapor**, Dissertação de Mestrado, Instituto de Engenharia Mecânica, EFEI, Itajubá.
- Manzano, J.A.N.G., 1996, **Excel 7.0 para Windows 95 - Guia Prático de Orientação e Desenvolvimento**, Érica, São Paulo.
- Martins, A.R.S., 1996, **Estudo do Potencial de Cogeração da Indústria Petroquímica do Brasil**, Dissertação de Mestrado, Instituto de Engenharia Mecânica, EFEI, Itajubá.

- Moran, M.J., Shapiro, H.N., 1988, **Fundamentals of Engineering Thermodynamics**, John Wiley & Sons, New York.
- Nascimento, M.A.R., Nogueira, L.A.H., Ferreira, S.B., 1997, **Método Simplificado de Estimativa de Consumo de Combustível em Turbinas a Gás**, Seminário de Operação e Manutenção de Turbinas Térmicas da Eletronorte, Manaus.
- Nigro, F.E.B., Granziera, M.R., 1989, **Turbinas a Gás: Evolução, Operação e Estado da Arte**, Eletricidade Moderna, junho, pp. 44-53.
- Nogueira, L.A.H., 1996, **Cogeração: uma Introdução**, brochura, EFEI, Itajubá.
- Nogueira, L.A.H., 1994, **Metodologia Expedita para Estudo Energético e Econômico de Sistemas de Cogeração com Turbinas a Gás, para Operação em Paridade Térmica e Uso de Gás Natural**, publicação interna, EFEI, Itajubá.
- Oliveira Jr., S., Céspedes, J.F.P., 1995, **Cogeração no Setor Terciário: Análise Exérgica e Termoeconômica**, Revista Abrava, parte 1: julho-agosto, pp. 54-62 e parte 2: setembro-outubro, pp. 36-40.
- Pamplona, E.O., Cury, L.A., Filho, A.C., 1986, **Engenharia Econômica**, brochura, EFEI, Itajubá.
- Sawyer's Gas Turbine Engineering Handbook, 1985, **Selection & Application**, Turbomachinery International Publications, vol. 2.
- Schechtman, R., 1993, **Estudo de caso para o Sistema de Cogeração do Ilha Plaza Shopping**, brochura, Rio de Janeiro.
- Walter, A.C.S., Llagostera, J.I., Gallo, L.W.R., 1996, **Cogeração**, brochura, UNICAMP, Campinas.

ANEXO A - ACIONADORES PRIMÁRIOS ESTUDADOS

- Contendo dados elaborados a partir de informações tomadas de Gas Turbine World (1995) e catálogos de fabricantes de motores alternativos.
- Os valores de custos em vermelho referem-se a estimativas efetuadas baseadas na capacidade.

Acionadores

Equipamento	Fabricante	Modelo	Rotação	Wo (MW)	Qo (MW)	Xo (ton/h)	mil R\$
1	ABB	GT 24	3600	165,00	190,72	38,123	35475,0
2	ABB	GT 11 N2	3600	109,50	156,17	27,819	24500,0
3	ABB	GT 11 N	3600	83,80	124,55	22,135	20500,0
4	ABB	GT 8 C	6200	52,80	72,67	13,298	16000,0
5	ABB	GT 10	7700	24,63	33,31	6,235	10100,0
6	ABB	GT 35	3600	16,90	23,39	4,579	8000,0
7	ABB	GT M7	1800	5,72	9,62	1,693	2917,2
8	AlliedSignal	IM831-800	1800	0,52	1,39	0,213	416,0
9	ALLISON	501-KB5	14200	3,93	6,58	1,186	1800,0
10	ALLISON	501-KB5S	14200	4,10	6,58	1,205	2010,5
11	ALLISON	501-KH	14200	3,93	6,38	1,102	2041,0
12	ALLISON	501-KH steam inj.	14600	6,75	8,28	1,468	3240,5
13	ALLISON	571-K	11500	5,91	8,44	1,511	2800,0
14	ALLISON	501-KB3	12850	2,84	5,90	0,946	1644,3
15	ALLISON	501-KB7	14600	5,22	8,64	1,433	2611,0
16	ALSTHOM	PG 5371 (PA)	5100	26,30	44,33	7,893	11046,0
17	ALSTHOM	PG 6541 (B)	5100	38,34	58,97	10,575	20000,0
18	Ansaldo Energia	V64,3	5400	63,00	80,41	15,420	22050,0
19	Ansaldo Energia	V84,2	3600	106,00	154,82	27,254	23320,0
20	Ansaldo Energia	V84,3	3600	154,00	191,21	36,856	30800,0
21	AVIADVIGATEL	GTU-2,5P	5500	2,50	5,81	0,994	1500,0
22	AVIADVIGATEL	GTU-4P	5500	4,00	8,36	1,403	2000,0
23	CENTRAX	CX501-KB3	12857	2,70	6,00	0,956	1620,0
24	CENTRAX	CX501-KB5	14250	3,83	7,24	1,189	1934,2
25	CENTRAX	CX501-KN5	14250	4,34	7,28	1,252	2126,6
26	CENTRAX	CX501-KH5	14571	6,15	7,79	1,427	2890,5
27	CENTRAX	CX501-KB7	14571	4,87	8,64	1,459	2362,0
28	CENTRAX	CX501-KN7	14571	5,67	8,62	1,624	2721,6
29	CENTRAX	CX571	11437	5,41	9,09	1,533	2596,8
30	Cooper Rolls	COBERRA 2000	5500	14,58	25,04	4,478	6561,0
31	Cooper Rolls	COBERRA 6000	4800	27,21	32,34	6,587	10067,7
32	DEUTZ MWM	KA 123	22000	0,70	1,95	0,281	630,0
33	DEUTZ MWM	KA 2334	22000	2,15	4,35	0,786	1290,0
34	DEUTZ MWM	KA 1334	22000	1,55	3,29	0,598	1085,0
35	DEUTZ MWM	KT 1334	22000	3,06	6,56	1,179	1680,3
36	DEUTZ MWM	RA 151	17400	4,70	7,68	1,253	2303,0
37	DEUTZ MWM	RA 165	11085	6,15	9,95	1,640	2890,5
38	Dresser-Rand	KG2-3C	18000	1,45	5,89	0,806	1058,5
39	Dresser-Rand	KG2-3E	18800	1,85	6,55	0,982	1276,5
40	Dresser-Rand	DR-99	7200	4,40	7,34	1,229	2000,0
41	Dresser-Rand	DR-60G	7000	13,50	16,99	3,260	6400,0
42	Dresser-Rand	DR-10	5500	15,66	24,12	4,395	7300,0
43	Dresser-Rand	DR-61G	3600	22,80	28,43	5,368	9000,0
44	Dresser-Rand	DR-20	5400	25,95	31,47	6,071	10250,0
45	Dresser-Rand	DR-40	3600	34,46	40,38	8,004	12404,9
46	Dresser-Rand	DR-61G PLUS	3600	27,04	32,07	6,406	10400,0
47	Dresser-Rand	DR-63G-60	3600	41,09	43,92	8,983	13200,0
48	EBARA	PW-6E	1800	0,57	1,57	0,234	513,0

Acionadores

49	EBARA	PW-7E	1800	0,70	1,80	0,273	630,0
50	EBARA	PW-12E	1800	1,16	3,15	0,469	1020,8
51	EBARA	PW-14E	1800	1,42	3,60	0,547	1192,8
52	FIAT-AVIO	LM2500	3600	22,82	28,55	5,373	9584,4
53	FIAT-AVIO	LM6000	3600	41,09	44,06	8,980	11917,0
54	FIAT-AVIO	TG20 B7/8	4918	39,36	68,17	11,423	11808,0
55	FIAT-AVIO	TG20 B11/12	5425	47,80	68,99	12,380	16252,0
56	GE	PG5371 (PA)	5100	26,30	45,76	8,007	7500,0
57	GE	PG6541 (B)	5100	38,34	58,83	10,591	10500,0
58	GE	PG6101 (FA)	5250	70,14	96,64	17,774	18500,0
59	GE	PG7111 (EA)	3600	83,50	122,17	22,226	19300,0
60	GE	PG7161 (EC)	3600	116,00	155,53	29,130	28000,0
61	GE	PG7191 (F)	3600	150,00	199,02	37,617	30400,0
62	GE	PG7231 (FA)	3600	167,80	205,40	40,135	34000,0
63	GE	LM6000	3600	40,01	42,91	8,915	12003,0
64	GE	LM2500 (PE)	3600	22,80	28,43	5,368	9500,0
65	GE	LM5000 (PC)	3600	34,45	38,50	8,030	13435,5
66	GE	LM500	7000	4,18	6,84	1,163	1900,0
67	GE	LM1600-PA	7000	13,43	16,99	3,259	6900,0
68	GE	LM1600-PB STIG	7000	16,90	18,74	3,693	8112,0
69	GE	LM2500PE	3600	22,80	28,43	5,368	9507,6
70	GE	LM2500+(PK)	3600	27,04	31,98	6,406	10275,2
71	GE	LM2500+(PV)	6100	28,95	31,05	6,683	10856,3
72	GE	LM2500PH STIG	3600	28,06	29,18	5,928	10522,5
73	GE	LM5000PC	3600	34,45	38,50	8,030	13800,0
74	GE	LM5000PD STIG	3600	51,10	43,33	10,250	15300,0
75	GE	LM6000-PA	3600	41,20	43,92	8,976	12100,0
76	KAWASAKI	S1A-02	1800	0,20	0,72	0,111	186,0
77	KAWASAKI	S1T-02	1800	0,39	1,42	0,222	362,5
78	KAWASAKI	S2A-01	1800	0,66	1,80	0,276	596,7
79	KAWASAKI	M1A-01	1800	1,11	3,19	0,484	944,4
80	KAWASAKI	M1A-03	1800	1,39	3,92	0,581	1162,3
81	KAWASAKI	M1A-11	1800	1,24	2,82	0,458	1037,4
82	KAWASAKI	M1A-13	1800	1,47	3,30	0,527	1222,6
83	KAWASAKI	M1A-13CC	1800	1,30	3,55	0,534	1093,7
84	KAWASAKI	M1A-13CC Steam	1800	2,30	3,38	0,624	1609,3
85	KAWASAKI	M1A-23	1800	2,04	4,34	0,710	1450,5
86	KAWASAKI	MIT-01	1800	2,15	6,30	0,958	1535,8
87	KAWASAKI	MIT-03	1800	2,68	7,76	1,144	1849,2
88	KAWASAKI	MIT-13	1800	2,90	6,57	1,054	1973,4
89	KAWASAKI	MIT-23	1800	3,98	8,55	1,399	2229,4
90	KAWASAKI	M7A-01	1800	5,72	10,05	1,693	2917,2
91	MAN GHH	THM1203	7800	5,26	13,25	2,019	2735,2
92	MAN GHH	THM1304	8000	8,70	18,08	2,862	3825,8
93	MAN GHH	THM1304D	8000	8,87	18,08	2,859	3814,1
94	Mashproekt	GT2500	1800	2,85	4,75	0,867	1852,5
95	Mashproekt	GT15000	3600	17,50	22,55	4,333	7000,0
96	Mashproekt	GT16002	3600	17,00	23,16	4,610	6800,0
97	Mashproekt	GT25000	3600	27,50	31,69	6,619	10450,0
98	mitsubishi	MF-61	13800	5,93	10,43	1,792	2962,5
99	mitsubishi	MF-111A	9660	12,61	20,85	3,602	5800,0
100	mitsubishi	MF-111B	9660	14,57	23,21	4,077	6200,0

Acionadores

101	mitsubishi	MF-221	7200	30,00	45,81	8,128	9000,0
102	mitsubishi	MW-251	4894	36,86	63,85	11,034	10689,4
103	mitsubishi	MW-501	3600	104,57	147,25	27,242	24051,1
104	mitsubishi	501-F	3600	158,60	202,49	38,136	33306,0
105	mitsubishi	501-G	3600	230,00	259,44	51,742	44850,0
106	mitsubishi	MFT-8	5000	26,78	29,99	5,997	10176,4
107	MITSUI	SB5	26600	1,08	1,89	0,367	961,2
108	MITSUI	SB15	13070	2,72	5,48	0,921	1876,8
109	MITSUI	SB30	9410	5,41	10,77	1,805	2786,2
110	MITSUI	SB60-2	5680	12,49	18,88	3,657	5900,0
111	MITSUI	SB60-1	6780	13,57	22,51	3,959	6174,4
112	MITSUI	SB120	5070	23,00	36,83	6,535	8970,0
113	NK	HK-143	3600	10,00	-5,40	2,626	5500,0
114	NK	HK-39	3600	16,00	17,83	3,649	8000,0
115	NK	HK-37	3600	25,00	31,16	5,952	9250,0
116	NIGATA	CNT-300E	1800	0,24	0,95	0,139	223,2
117	NIGATA	CNT-375E	1800	0,30	1,05	0,154	276,0
118	NIGATA	CNT-600E	1800	0,48	1,90	0,277	436,8
119	NIGATA	CNT-750E	1800	0,60	2,11	0,308	540,0
120	NIGATA	CNT-1000E	1800	0,80	2,93	0,411	712,0
121	NIGATA	CNT-1250E	1800	1,00	3,26	0,473	860,0
122	NIGATA	CNT-1600E	1800	1,28	4,68	0,658	1075,2
123	NIGATA	CNT-2000E	1800	1,60	5,21	0,761	1312,0
124	NIGATA	CNT-2500E	1800	2,00	6,52	0,946	1440,0
125	NIGATA	CNT-3000E	1800	2,40	5,11	0,874	1680,0
126	NIGATA	CNT-4500E	1800	2,88	6,38	1,038	1987,2
127	NIGATA	CNT-5000E	1800	3,56	7,71	1,213	2100,4
128	NIGATA	CNT-10000E	1800	7,30	13,95	2,261	3796,0
129	NIGATA	CNT-1500C	1800	1,08	2,51	0,405	961,2
130	NIGATA	CNT-4500C	1800	3,13	5,93	1,029	1878,0
131	NIGATA	CNT-5000C	1800	3,88	7,15	1,202	2250,4
132	NIGATA	CNT-10000C	1800	8,84	13,35	2,465	3801,2
133	NuovoPignone	PGT2	1800	2,00	4,79	0,731	1440,0
134	NuovoPignone	PGT5	1800	5,22	10,06	1,773	2871,0
135	NuovoPignone	PGT10	7900	10,14	15,61	3,002	5200,0
136	NuovoPignone	PGT16	7900	13,39	17,35	3,478	6159,4
137	NuovoPignone	PGT25	6500	21,91	28,12	5,649	8764,0
138	NuovoPignone	LM2500	3600	22,33	28,12	5,653	8932,0
139	NuovoPignone	LM6000	3600	40,01	50,11	8,915	13603,4
140	NuovoPignone	MS5001	5094	26,30	45,82	8,447	9731,0
141	NuovoPignone	MS6001	5094	38,34	58,86	11,156	13419,0
142	NuovoPignone	MS6001(FA)	5247	70,14	96,80	18,753	18236,4
143	NuovoPignone	MS7001	3600	83,50	122,75	23,428	20040,0
144	ORENDA	OGT2500	1800	2,50	4,65	0,803	1750,0
145	ORENDA	OGT6000	3600	6,30	9,39	1,843	3150,0
146	ORENDA	OGT15000	3600	17,12	22,58	4,333	8300,0
147	ORENDA	OGT25000	3600	26,85	32,03	6,620	9800,3
148	Pratt&Whitney	SPW200	6000	0,26	0,00	0,098	234,6
149	Pratt&Whitney	ST6L-795	33000	0,64	1,57	0,236	578,7
150	Pratt&Whitney	ST6L-813	30000	0,78	1,79	0,276	703,8
151	Pratt&Whitney	ST6T-76	6600	1,08	2,75	0,439	950,4
152	Pratt&Whitney	ST18	20000	1,72	3,22	0,541	1457,8

Acionadores

153	Pratt&Whitney	FT8	3600	25,42	27,97	5,777	9151,2
154	Pratt&Whitney	FT8 TWIN	3600	51,10	55,95	11,554	15330,0
155	Rolls-Royce	AVON	5500	14,58	25,24	4,478	4800,0
156	Rolls-Royce	RB211	4800	27,21	34,64	6,587	11500,0
157	Rolls-Royce	TRENT	3600	51,19	49,44	10,671	15357,0
158	Rolls-Royce	251B11	5425	49,20	71,44	13,042	14760,0
159	RUSTON	RLM1600	7000	14,07	16,83	2,939	4924,5
160	RUSTON	RLM2500	3600	22,72	28,44	4,769	9086,8
161	RUSTON	RLM2500 STIG	3600	277,30	34,84	58,249	49913,8
162	RUSTON	RLM5000	3600	34,54	40,59	7,190	10707,4
163	RUSTON	RLM5000 STIG	3600	53,12	43,57	10,069	15404,2
164	SOLAR	SATURN 20	22516	1,14	2,40	0,407	800,0
165	SOLAR	CENTAUR 40	14951	3,52	5,97	1,092	1700,0
166	SOLAR	CENTAUR 50	14951	4,35	7,31	1,311	2349,0
167	SOLAR	TAURUS 60	14951	5,00	7,85	1,428	2600,0
168	SOLAR	TAURUS 70	10800	6,30	9,55	1,744	3150,0
169	SOLAR	MARS 90	8568	9,29	13,71	2,539	4600,0
170	SOLAR	MARS 100	8568	10,70	15,60	2,853	4300,0
171	Stewart & Stevenson	TG-831	1800	0,52	1,38	0,212	463,5
172	Stewart & Stevenson	TG-501-KB5	14200	3,86	7,34	1,201	2241,1
173	Stewart & Stevenson	TG-501-KB7	14600	4,61	8,65	1,416	2489,4
174	Stewart & Stevenson	TG-1600	7000	13,44	16,98	3,257	6451,2
175	Stewart & Stevenson	TG-1600 STIG20	7000	16,90	18,74	3,693	7774,0
176	Stewart & Stevenson	TG-2500	3600	22,80	28,51	5,372	9576,0
177	Stewart & Stevenson	TG-2500 STIG50	3600	28,05	29,16	5,929	11220,0
178	Stewart & Stevenson	TG2500+	3600	27,05	31,95	6,408	10820,0
179	Stewart & Stevenson	TG-5000 PC	3600	34,40	38,52	8,018	13416,0
180	Stewart & Stevenson	TG-5000 STIG80	3600	48,10	42,65	9,856	17797,0
181	Stewart & Stevenson	TG-5000 STIG120	3600	51,62	42,38	10,210	18583,2
182	Stewart & Stevenson	TG-6000	3600	40,76	43,45	8,890	15488,8
183	Sulzer Escher Wyss	TIPO 3	10600	6,50	11,62	1,983	3250,0
184	Sulzer Escher Wyss	TIPO R3	10600	6,04	8,15	1,616	3080,4
185	Sulzer Escher Wyss	TIPO 7	6400	11,00	24,51	3,844	5500,0
186	Sulzer Escher Wyss	TIPO R7	6400	10,60	14,30	2,907	5300,0
187	Turbomeca	Oredon IV	8000	0,10	0,41	0,057	93,0
188	Turbomeca	Astazou IV	1800	0,33	0,96	0,144	303,6
189	Turbomeca	Bastan VI	1800	0,61	1,61	0,255	549,0
190	Turbomeca	Bastan VII	1800	0,87	2,00	0,324	774,3
191	Turbomeca	Bi-Bastan VI	1800	1,16	3,66	4,914	1004,9
192	Turbomeca	Bi-Bastan VII	1800	1,65	4,00	0,632	1390,0
193	Turbomeca	Makila T1	5500	1,23	2,28	0,382	1064,0
194	U.S. Turbines	UST700	22000	0,66	1,77	0,263	594,9
195	U.S. Turbines	UST1100	22000	0,11	3,13	0,046	104,2
196	U.S. Turbines	UST1200	22000	1,21	2,59	0,415	1037,2
197	U.S. Turbines	UST1400	22000	1,39	3,94	0,553	1183,2
198	U.S. Turbines	UST1500	22000	1,49	3,25	0,500	1237,5
199	U.S. Turbines	UST2200	22000	2,15	6,25	0,912	1675,4
200	U.S. Turbines	UST2400	22000	2,34	5,21	0,830	1799,5
201	U.S. Turbines	UST2700	22000	2,68	7,73	1,087	2036,8
202	U.S. Turbines	UST3000	22000	2,90	6,54	1,001	2173,5
203	U.S. Turbines	UST3400	14200	3,31	6,40	1,006	1984,2
204	U.S. Turbines	UST3800	14200	3,71	7,03	1,137	2152,4

Acionadores

205	U.S. Turbines	UST4600	11500	4,61	8,48	1,351	2536,6
206	U.S. Turbines	UST5700	11500	5,59	8,30	1,429	2933,7
207	U.S. Turbines	UST2500CC	22000	2,37	3,28	0,596	1773,8
208	U.S. Turbines	UST5600CC	14600	5,55	6,06	1,193	2943,6
209	U.S. Turbines	UST12000	9660	12,76	20,84	3,488	5742,0
210	U.S. Turbines	UST15000	9660	14,73	23,22	3,944	6481,2
211	U.S. Turbines	UST18000	9660	16,88	21,31	4,098	7089,6
212	Westinghouse	RB211	4800	27,24	34,88	6,623	10896,0
213	Westinghouse	251B11/12	5425	49,20	71,46	13,042	14000,0
214	Westinghouse	TRENT	3600	51,19	49,40	10,671	14845,1
215	Westinghouse	501D5	3600	109,80	150,93	27,991	23000,0
216	Westinghouse	501D5A	3600	121,30	166,34	30,461	25000,0
217	Westinghouse	501F	3600	167,00	220,61	40,113	34500,0
218	Westinghouse	501G	3600	235,24	268,45	52,204	43519,4
219	YANMAR	AT36C	1800	0,28	0,78	0,122	260,4
220	YANMAR	AT60C	1800	0,48	1,42	0,209	436,8
221	YANMAR	AT90C	1800	0,80	2,02	0,310	704,0
222	YANMAR	AT120C	1800	0,96	2,84	0,417	840,0
223	YANMAR	AT180C	1800	1,60	4,04	0,621	1280,0
224	YANMAR	AT270	1800	2,40	6,05	0,931	1728,0
225	Wärtsilä	4R22	900	0,56	0,38	0,118	309,0
226	Wärtsilä	4R22	1000	0,62	0,42	0,131	336,2
227	Wärtsilä	4R22	1200	0,66	0,47	0,140	354,2
228	Wärtsilä	6R22	900	0,87	0,57	0,184	445,4
229	Wärtsilä	6R22	1000	0,98	0,64	0,206	489,6
230	Wärtsilä	6R22	1200	1,05	0,72	0,222	520,7
231	Wärtsilä	8R22	900	1,16	0,76	0,245	565,5
232	Wärtsilä	8R22	1000	1,30	0,85	0,275	621,6
233	Wärtsilä	8R22	1200	1,40	0,96	0,296	661,1
234	Wärtsilä	12V22	900	1,74	1,14	0,368	791,8
235	Wärtsilä	12V22	1000	1,95	1,28	0,412	870,4
236	Wärtsilä	12V22	1200	2,10	1,37	0,444	925,6
237	Wärtsilä	16V22	900	2,32	1,52	0,491	1005,4
238	Wärtsilä	16V22	1000	2,60	1,70	0,550	1105,1
239	Wärtsilä	16V22	1200	2,80	1,82	0,592	1175,2
240	Wärtsilä	4R32	720	1,62	0,99	0,343	746,2
241	Wärtsilä	4R32	750	1,64	1,00	0,347	753,9
242	Wärtsilä	6R32	720	2,43	1,42	0,514	1044,8
243	Wärtsilä	6R32	750	2,46	1,43	0,520	1055,5
244	Wärtsilä	8R32	720	3,24	1,88	0,685	1326,5
245	Wärtsilä	8R32	750	3,28	1,91	0,694	1340,1
246	Wärtsilä	9R32	720	3,65	2,12	0,771	1462,8
247	Wärtsilä	9R32	750	3,69	2,15	0,780	1477,8
248	Wärtsilä	12V32	720	4,86	2,79	1,028	1857,3
249	Wärtsilä	12V32	750	4,92	2,83	1,041	1876,3
250	Wärtsilä	16V32	720	6,48	3,73	1,371	2358,2
251	Wärtsilä	16V32	750	6,56	3,77	1,387	2382,3
252	Wärtsilä	18V32	720	7,29	4,19	1,542	2600,4
253	Wärtsilä	18V32	750	7,38	4,25	1,561	2627,0
254	Wärtsilä	W12V25SG	900	1,88	2,33	0,457	843,6
255	Wärtsilä	W16V25SG	900	2,50	3,12	0,609	1069,7
256	Wärtsilä	W18V28SG	900	3,80	4,60	0,908	1515,2

Accionadores

				$w(mw)$	$Q_0(mw)$	$x(t(h))$	(mil 23)
257	Wärtsilä	W18V34SG	720	4,91	5,55	1,150	1873,1
258	Valmet	310DGE		0,02	0,03	0,005	19,4
259	Valmet	311DGE		0,03	0,04	0,007	23,9
260	Valmet	411DGE		0,04	0,06	0,009	31,1
261	Valmet	411DSGE		0,05	0,07	0,011	38,5
262	Valmet	611DGE		0,05	0,08	0,013	43,0
263	Valmet	611DSGE		0,08	0,11	0,018	58,9
264	Valmet	611DSVGE		0,10	0,14	0,025	74,0
265	Valmet	611DSJVGE		0,12	0,17	0,029	86,0
266	Valmet	120DSGE		0,16	0,24	0,039	111,5
267	Valmet	14DSGE		0,19	0,23	0,043	126,0
268	Valmet	14DSVGE		0,24	0,32	0,058	151,9
269	Valmet	1150DSGE		0,25	0,33	0,060	159,3
270	Valmet	1150DSJGE		0,30	0,36	0,067	182,0
271	Valmet	1710DSGE		0,36	0,51	0,088	214,1
272	Valmet	1710DSJGE		0,43	0,54	0,098	249,1
273	Valmet	2300DSGE		0,48	0,67	0,113	273,8
274	Valmet	2300DSJGE		0,60	0,74	0,134	327,2
275	Valmet	3067DSJGE		0,80	0,99	0,178	413,7
276	Caterpillar	G3304 NA	1800	0,07	0,11	0,024	51,7
277	Caterpillar	G3306 NA	1800	0,10	0,18	0,035	74,0
278	Caterpillar	G3306 TA	1800	0,15	0,26	0,051	103,5
279	CET	6101	1500	0,03	0,05	0,009	28,7
280	CET	6103	1500	0,05	0,08	0,012	40,2
281	CET	6105	1500	0,06	0,08	0,014	47,1
282	CET	6111	1500	0,10	0,15	0,024	76,4
283	CET	6113	1500	0,14	0,19	0,032	99,5
284	CET	6115	1500	0,19	0,25	0,042	125,4
285	CET	6117	1500	0,29	0,38	0,065	181,0
286	CET	6119	1500	0,33	0,44	0,074	199,7
287	CET	6330	1000	0,18	0,31	0,058	118,8
288	CET	6309	1000	0,19	0,33	0,068	124,3
289	CET	6311	1000	0,26	0,44	0,080	163,5
290	CET	6331	1000	0,26	0,40	0,085	163,5
291	CET	6332	1000	0,27	0,46	0,085	166,1
292	CET	6312	1000	0,37	0,56	0,113	219,6
293	CET	6313	1000	0,45	0,68	0,137	258,7
294	CET	6333	1000	0,54	0,90	0,172	298,0
295	CET	6314	1000	0,66	1,15	0,209	354,6
296	CET	6315	1000	0,75	1,12	0,227	393,4
297	CET	6316	1000	0,91	1,37	0,277	463,6
298	CET	6317	1000	1,22	1,83	0,371	590,9
299	CET	6301	1500	0,03	0,05	0,010	24,9
300	CET	6319	1500	0,03	0,04	0,009	28,7
301	CET	6303	1500	0,04	0,07	0,014	33,1
302	CET	6321	1500	0,05	0,09	0,016	38,1
303	CET	6361	1500	0,07	0,10	0,020	54,4
304	CET	6351	1500	0,07	0,10	0,020	54,4
305	CET	6323	1500	0,08	0,15	0,027	61,5
306	CET	6305	1500	0,08	0,15	0,027	63,4
307	CET	6341	1500	0,10	0,20	0,037	74,0
308	CET	6363	1500	0,10	0,14	0,031	75,8

Acionadores

309	CET	6325	1500	0,12	0,18	0,038	83,7
310	CET	6307	1500	0,12	0,25	0,041	87,2
311	CET	6353	1500	0,13	0,18	0,038	90,8
312	CET	6345	1500	0,15	0,29	0,056	103,0
313	CET	6355	1500	0,20	0,27	0,058	128,7
314	CET	6365	1500	0,21	0,47	0,078	135,8
315	CET	6334	1500	0,24	0,40	0,084	152,9
316	CET	6366	1500	0,30	0,60	0,113	183,0
317	CET	6335	1500	0,37	0,60	0,116	217,1
318	CET	6367	1500	0,49	0,75	0,159	276,6
319	CET	6230	1000	0,19	0,33	0,059	126,0
320	CET	6209	1000	0,22	0,37	0,066	141,2
321	CET	6231	1000	0,28	0,44	0,086	173,8
322	CET	6232	1000	0,29	0,50	0,086	176,4
323	CET	6211	1000	0,29	0,51	0,088	178,4
324	CET	6212	1000	0,37	0,56	0,113	219,6
325	CET	6213	1000	0,45	0,68	0,137	258,7
326	CET	6233	1000	0,58	0,96	0,175	316,8
327	CET	6214	1000	0,66	1,15	0,209	354,6
328	CET	6215	1000	0,75	1,12	0,227	393,4
329	CET	6216	1000	0,91	1,37	0,277	463,6
330	CET	6217	1000	1,22	1,83	0,371	590,9
331	CET	6201	1500	0,03	0,05	0,012	28,7
332	CET	6219	1500	0,04	0,06	0,011	31,7
333	CET	6203	1500	0,05	0,08	0,017	40,2
334	CET	6221	1500	0,05	0,10	0,018	43,7
335	CET	6251	1500	0,08	0,12	0,023	59,5
336	CET	6261	1500	0,08	0,12	0,023	59,5
337	CET	6223	1500	0,09	0,16	0,027	65,3
338	CET	6205	1500	0,09	0,17	0,032	67,1
339	CET	6241	1500	0,11	0,21	0,038	78,8
340	CET	6263	1500	0,11	0,17	0,035	82,5
341	CET	6225	1500	0,12	0,20	0,039	88,4
342	CET	6207	1500	0,13	0,28	0,045	94,3
343	CET	6253	1500	0,14	0,21	0,043	98,9
344	CET	6245	1500	0,17	0,31	0,057	112,6
345	CET	6255	1500	0,22	0,33	0,066	140,7
346	CET	6265	1500	0,23	0,49	0,079	148,2
347	CET	6234	1500	0,26	0,41	0,084	162,4
348	CET	6266	1500	0,33	0,65	0,116	199,7
349	CET	6235	1500	0,39	0,63	0,118	230,8
350	CET	6267	1500	0,54	0,79	0,163	301,7

EFEI - BIBLIOTECA MAUÁ
8200925



NÃO DANIFIQUE ESTA ETIQUETA