

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

**PLANEJAMENTO DE CENTRAIS DE CO-GERAÇÃO:
UMA ABORDAGEM MULTIOBJETIVA**

Autor: **José Antônio Perrella Balestieri**
Orientador: **Prof. Dr. Paulo de Barros Correia**

Nº. de Publicação FEM - 34/94

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL
DA TESE DEFENDIDA POR José Antônio Perrella
Balestieri E APROVADA PELA
COMISSÃO JULGADORA EM 09 / 09 / 94.

Paulo de Barros Correia
ORIENTADOR

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENERGIA**

TESE DE DOUTORADO

**PLANEJAMENTO DE CENTRAIS DE CO-GERAÇÃO:
UMA ABORDAGEM MULTI OBJETIVA**

Autor: **José Antônio Perrella Balestieri**
Orientador: **Prof. Dr. Paulo de Barros Correia**

Curso: Engenharia Mecânica
Unidade: Faculdade de Engenharia Mecânica

Trabalho apresentado à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica como requisito para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Mecânica.

Campinas, 9 de Setembro de 1994.
S.P. - Brasil

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

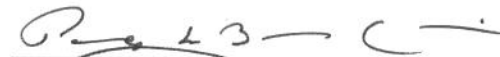
Tese de: Doutorado

Título da Tese: PLANEJAMENTO DE CENTRAIS DE CO-GERAÇÃO:
Uma Abordagem Multiobjetiva

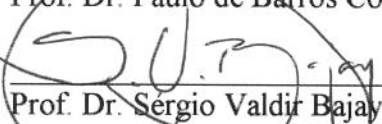
Autor: José Antonio Perrella Balestieri

Orientador: Prof. Dr. Paulo de Barros Correia


Aprovado por:




Prof. Dr. Paulo de Barros Correia, Presidente



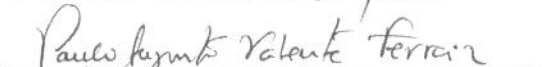
Prof. Dr. Sergio Valdir Bajay



Prof. Dr. Luiz Augusto Horta Nogueira



Prof. Dr. Mauricio Araújo Zanardi



Prof. Dr. Paulo Augusto Valente Ferreira

Campinas, 09 de Setembro de 1994.

PLANEJAMENTO DE CENTRAIS DE CO-GERAÇÃO: UMA ABORDAGEM MULTIOBJETIVA

Relação de Figuras	
Relação de Tabelas	3
Notação	6
Pensamento	8
Agradecimentos / Dedicatória	9
	10
CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO	
1.1 Considerações Gerais	
1.2 Objetivos da Tese	1
	3
CAPÍTULO 2. GERAÇÃO CONJUNTA DE ENERGIA	
2.1 Introdução	
2.2 Contexto para a Prática da Co-Geração	5
2.2.1 Atendimento de demandas de energia	5
2.2.2 Breve histórico da co-geração	6
2.3 Aspectos Técnicos da Co-Geração Industrial	7
2.3.1 Ciclos disponíveis para a co-geração	7
2.3.2 Parâmetros para seleção do ciclo	8
2.3.3 Considerações gerais para seleção do ciclo	11
2.3.4 Séries históricas de demanda	15
2.4 Aspectos Econômicos, Financeiros e Institucionais da Co-Geração	16
2.5 Potenciais dos Setores Industriais	18
2.5.1 A indústria de Celulose e Papel	20
2.5.2 A indústria Química	20
	21
CAPÍTULO 3. OTIMIZAÇÃO EM CENTRAIS DE CO-GERAÇÃO	
3.1 Introdução	
3.2 Revisão de Metodologias para Projeto, Operação e Expansão de Centrais de Co-Geração	22
3.2.1 Métodos expeditos para projeto de centrais de co-geração	22
3.2.2 Otimização da operação de centrais de co-geração	22
3.2.3 Otimização da expansão de centrais de co-geração	26
3.2.4 Otimização da operação e expansão de centrais de co-geração com uso de grafos	27
3.3 Natureza Multiobjetivo do Projeto de Centrais de Co-Geração	28
3.4 Abordagem Multiobjetiva de Projeto, Operação e Expansão de Centrais de Co-Geração	29
3.5 Configurações Disponíveis no Módulo de Projeto	31
3.6 Comentários	33
	34

CAPÍTULO 4. MODELO MULTI OBJETIVO PARA OTIMIZAÇÃO DE CENTRAIS DE CO-GERAÇÃO		
4.1	Introdução	35
4.2	Modelos de Otimização	35
4.2.1	Introdução	37
4.2.2	Grafos Generalizados	39
4.2.3	Modelos Inteiros	40
4.2.4	Modelos Multiobjetivos	47
4.3	Encadeamento dos Modelos Multiobjetivos	48
4.4	Comentários	
CAPÍTULO 5 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA MULTI OBJETIVO		
5.1	Introdução	49
5.2	Formulação do Modelo de Otimização	49
5.3	Características Técnicas e Econômico-Financeiras	56
5.4	Comentários	58
CAPÍTULO 6. ESTUDO DE CASOS COM APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA		
6.1	Introdução	59
6.2	Análise de Integração em Planta Química	
6.2.1	Introdução	59
6.2.2	Análise Inicial de Expansão	61
6.2.3	Análise Final de Expansão	68
6.3	Análise de Integração em Planta de Celulose e Papel	
6.3.1	Introdução	73
6.3.2	Análise Inicial de Expansão	75
6.3.3	Análise Final de Expansão	79
6.4	Comentários	84
CAPÍTULO 6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES		85
	Desenvolvimentos Futuros	87
ANEXOS		
89	ANEXO 1. MÓDULO TERMODINÂMICO	
	ANEXO 2. MÓDULO DE EMISSÃO DE POLUENTES	101
	ANEXO 3. MÓDULO DE CONFIABILIDADE	124
	ANEXO 4. MÓDULO DE CUSTOS	138
	ANEXO 5. TAXAS DE INFLAÇÃO E ATUALIZAÇÃO	149
	ANEXO 6. FUNÇÃO UTILIDADE	150

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Relação de Figuras

Capítulo 1

1.1 A solução ótima no contexto das demais soluções	2
1.2 Níveis dos potenciais de co-geração	3

Capítulo 2

2.1 Formas de atendimento das demandas do processo. (a) geração independente (b) co-geração	6
2.2 Esquema básico de atendimento às demandas em central de co-geração	7
2.3 Ciclos térmicos de co-geração	9
2.4 Níveis de geração em regime <i>bottoming e topping</i>	10
2.5 Modelo entrada-saída em central de co-geração	12
2.6 Comportamento da razão E'/S'	12
2.7 Acoplamento planta de co-geração/planta de processo	15
2.8 Curvas de demanda diária - (a) sem Gestão de Cargas (b) com Gestão de Cargas	17

Capítulo 3

3.1 Perfis da demanda em processo industrial: (a) em base diária (mês Março); (b) em base mensal	29
3.2 Encadeamento da proposta multiobjetiva para especificação de centrais de co-geração	33
3.3 Módulo de Projeto de Centrais de Co-Geração (MPCC)	33

Capítulo 4

4.1 Representação gráfica de um problema multiobjetivo com dois critérios	36
4.2 Representação de um grafo generalizado	37
4.3 Representação esquemática de conjunto turbina a gás-caldeira de recuperação em grafos generalizados	37
4.4 Representação esquemática do nó genérico I	38
4.5 Árvore binária para \mathcal{D} com duas componentes	39
4.6 Algoritmo do Modelo Multiobjetivo Interativo STEM	44
4.7 Algoritmo do Modelo Multiobjetivo Interativo GDF	46
4.8 Representação esquemática do encadeamento lógico dos modelos de otimização empregados	48

Capítulo 5

5.1 Representação esquemática de central de co-geração para Análise Inicial	52
5.2 Rede de grafos correspondente ao esquema proposto na figura 5.1	52
5.3 Esquema básico para planejamento de centrais de co-geração na fase de Análise Final	53
5.4 Rede de grafos para análise final - setor Química	55

Capítulo 6

6.1 Central de Utilidades original e correspondente rede	61
6.2 Central de co-geração e correspondente rede - setor Química - cenário 35 US\$/MWh	65
6.3 Central de co-geração e correspondente rede - setor Química - cenário 67 US\$/MWh	68
6.4 Configuração final de consenso para planta de processo químico - cenário 35 US\$/MWh	70
6.5 Configuração final de consenso para planta de processo químico - cenário 67 US\$/MWh	71
6.6 Configuração final de consenso para planta de processo químico - cenário 95 US\$/MWh	73
6.7 Planta genérica de central de co-geração e correspondente rede de grafos - os números dos arcos correspondem a equipamentos da planta	75
6.8 Central de Utilidades original e correspondente rede do setor Papel e Celulose	75
6.9 Central de co-geração obtida por consenso entre os objetivos e correspondente rede setor Papel e Celulose - cenário 35 US\$/MWh	77
6.10 Central de co-geração obtida por consenso entre os objetivos e correspondente rede setor Papel e Celulose - cenário 67 US\$/MWh	78
6.11 Central de co-geração obtida por consenso entre os objetivos e correspondente rede setor Papel e Celulose - cenário 95 US\$/MWh	79
6.12 Rede de grafos para análise final - setor Papel e Celulose	80
6.13 Configuração final de consenso para planta de papel e celulose - cenário 35 US\$/MWh	82
6.14 Configuração final de consenso para planta de papel e celulose - cenário 95 US\$/MWh	82

Anexo 1

A1.1 Representação esquemática de Máquinas Térmicas segundo modelo imput-output	89
A1.2 Característica do aporte energético do combustível x potência elétrica para unidade a vapor	91
A1.3 Diagrama de consumo - turbina a vapor (condensação)	92
A1.4 Diagrama de consumo - turbina a vapor (contrapressão)	93
A1.5 Diagrama de consumo de turbina a vapor mista	93
A1.6 Níveis entálpicos do Módulo de Projeto	97

Anexo 2

A2.1 Emissão <i>versus</i> carga (óleo combustível)	103
A2.2 Esquema básico da Redução Seletiva Catalítica	104
A2.3 Comportamento da concentração de O ₂ e N ₂ pelo excesso de ar	112
A2.4 Comportamento da formação de NO _x pelo excesso de ar	113
A2.5 Emissões de NO _x de combustíveis líquidos	114
A2.6 NO _x teórico adimensional <i>versus</i> concentração de O ₂	119

Anexo 3

A3.1 Curva de duração de carga de uma forma de energia em um certo processo	127
A3.2 Curvas de fator de saída forçada com relação a vazão de vapor produzido ou consumido	128
A3.3 Curva de duração da demanda elétrica de um processo	131
A3.4 Sistema de carga e geração	132
A3.5 Curva de duração empregada no Módulo de Projeto	136

Anexo 4

A4.1 Apresentação das relações entre os custos de uma central de co-geração	139
A4.2 Exemplos de curvas côncavas	140
A4.3 Custo de investimento em caldeiras convencionais	142
A4.4 Custo de investimento em turbina a vapor (tipo: condensação/cond.-extração)	142
A4.5 Custo de investimento em turbina a vapor (tipo: contrapressão)	143
A4.6 Custo de investimento em conjuntos turbina a gás- caldeira de recuperação	143

Relação de Tabelas

Capítulo 2

2.1 Faixa de produção da razão (potência/calor) em ciclos térmicos - regime <i>Topping</i>	12
2.2 Características de centrais para geração elétrica	16

Capítulo 3

3.1 Combinações de capacidade e regime de operação (de acordo com Bantz, 1989)	24
3.2 Variação anual da razão de demanda (potência/calor)	30
3.3 Valores apurados para as arquiteturas escolhidas para atenderem as curvas de demanda da figura 3.1	30

Capítulo 4

4.1 Exemplificação de uma tabela <i>payoff</i>	41
--	----

Capítulo 5

5.1 Correspondência entre arcos e equipamentos na rede de grafos da Análise Inicial	52
5.2 Correspondência entre arcos e equipamentos na Análise Final	54
5.3 Níveis de Emissão considerados	56
5.4 Custos anualizados para equipamentos de geração (ajustado para Análise Inicial)	56
5.5 Custos anualizados para equipamentos de geração (ajustado para Análise Final)	57
5.6 Fatores de Irreversibilidade considerados	57

Capítulo 6

6.1 Demandas anuais de energia e razão (potência/calor) em planta química	60
6.2 Demandas mensais de energia e razão (potência/calor) em planta química - ano de 1986	60
6.3 Soluções ótimas individuais dos critérios - Análise Inicial - tarifa 35 US\$/MWh	62
6.4 Vetor critério inicial e vetor critério ideal	62
6.5 Nova direção proposta pelo vetor ponderado	63
6.6 Vetor de decisão da primeira interação	63
6.7 Soluções ótimas e de consenso - Análise Inicial - setor Química - cenário 35 US\$/MWh	65
6.8 Vetor de decisão - setor Química - cenário 67 US\$/MWh	66
6.9 Soluções ótimas e de consenso - Análise Inicial - setor Química - cenário 67 US\$/MWh	67
6.10 Comparação entre os objetivos ideais e reais (35 US\$/MWh) - setor Química	68
6.11 Soluções ótimas e de consenso - setor Química - cenário 35 US\$/MWh	69
6.12 Valores de consenso - cenário 67 US\$/MWh	71
6.13 Valores de consenso - cenário 95 US\$/MWh	72
6.14 Demandas anuais de energia e razão (potência/calor) em planta de papel e celulose	74
6.15 Demandas mensais de energia e razão (potência/calor) em planta de papel e celulose - ano de 1988	74
6.16 Soluções ótimas individuais dos critérios - Análise Inicial - tarifa 95 US\$/MWh setor papel e celulose	76

6.17 Solução de consenso - dados gerais - setor de papel e celulose	77
6.18 Solução de consenso - dados gerais - setor de papel e celulose	78
6.19 Solução de consenso - dados gerais - setor de papel e celulose	79
6.20 Comparação entre os objetivos ideais e reais (35 US\$/MWh) - setor Papel e Celulose	80
6.21 Soluções ótimas e de consenso - setor Papel e Celulose - cenário 35 US\$/MWh	81
6.22 Soluções ótimas e de consenso - setor Papel e Celulose - cenário 95 US\$/MWh	83

Anexo 1

A1.1 Relações úteis na transformação de unidades	90
A1.2 Vazões em turbinas a gás de diferentes fabricantes	95
A1.3 Fluxos e taxas de fluxo em caldeiras a vapor	95
A1.4 Taxas de fluxo em conjuntos turbina a gás e caldeira de recuperação (sem queima suplementar)	96

Anexo 2

A2.1 Composição média em volume de gases combustíveis	109
A2.2 Composição típica de combustíveis líquidos de petróleo	109
A2.3 Valores médios de produção de NO _x	114
A2.4 Valores de coeficiente de emissão considerados	115
A2.5 Níveis médios de emissão em combustíveis fósseis	116
A2.6 Valores típicos de emissão específica	117
A2.7 Conversão dos níveis de NO _x	118
A2.8 Valores limites de SO ₂ na França e Reino Unido	120
A2.9 Valores limites de NO _x na França	120
A2.10 Valores limites de NO _x e SO ₂ na Itália	121

Anexo 3

A3.1 Índices de confiabilidade dos ciclos térmicos	125
A3.2 Índices de confiabilidade de máquinas térmicas	126

Anexo 4

A4.1 Características gerais de ciclos usados na co-geração	141
A4.2 Custo de investimento anualizado para equipamentos	144
A4.3 Características das tecnologias para controle de emissões de NO _x	145
A4.4 Características de técnicas de controle de emissões de SO _x	145

Notação

a) variáveis

Símbolo	Significado	unidade
m^k	Vazão de vapor, combustíveis, gases do arco k	ton/h
h	entalpia específica	kJ/kg
ΔH	variação entálpica	kJ/kg
E	potência eletromecânica demandada	kW
E'	potência eletromecânica produzida	kW
S	potência térmica demandada	kW
S'	energia térmica produzida	kW
w^k	ganho do arco k	--
c^k	penalidade do arco k	--
x	variável de decisão do problema de otimização	ton/h
x^*	solução ótima do problema de otimização	ton/h
z_i	função objetivo do critério i	
z_i^*	valor ótimo da função objetivo do critério i	
$u(z(x))$	função de critério global ("utilidade")	
\mathfrak{F}	região factível do problema de otimização	
k	número de arcos na rede de grafos	
N	número de nós na rede de grafos	
l_k	limite inferior de uma variável de decisão	
u_k	limite superior de uma variável de decisão	
δ	variável binária (booleana)	

b) índices complementares

Símbolo	Significado
AP	Alta Pressão
MP	Média Pressão
BP	Baixa Pressão
CD	Condensação
CA	Caldeira de Alta Pressão
CM	Caldeira de Média Pressão
CC	Ciclo Combinado
VRP	Válvula Redutora de Pressão
TV	Turbina a Vapor
AM	fluxo de Alta para Média pressão
AB	fluxo de Alta para Baixa pressão
AC	fluxo de Alta pressão para Condensação
MB	fluxo de Média para Baixa pressão
MC	fluxo de Média pressão para Condensação
BC	fluxo de Baixa pressão para Condensação
rhs	<i>right hand side</i> - corresponde as demandas de vapor nos nós

**Onde está o teu tesouro,
lá também está o teu coração.**

(Mateus 6, 21)

AGRADECIMENTOS

- ao Prof. Paulo, pela orientação segura nesse longo processo de novas descobertas;
- aos professores do Departamento de Energia da UNESP - Campus de Guaratinguetá, pelo apoio nos períodos de afastamento parcial e integral;
- aos professores do Departamento de Energia da FEM-UNICAMP, pelas frutíferas discussões em diversos pontos desse trabalho,
- aos funcionários do DE - Márcia, Neusa, Rodrigues, Jefferson - e do DEN - Luisa, Edinho, Marquinhos, Salete, Rodolfo - pela colaboração e pela alegre convivência diária nestes últimos anos;
- a Nilza, pela ajuda nas referências bibliográficas;
- aos colegas do doutorado - Rogério, Luciano, Martinez, João Batista, Valdemberg, Bernardino, Gilberto, Thomas, Mirko, Djalma, Marlene, Vanice, Mammana, Márcio, Sérgio Ennes, Chan, Claudinei, Eliane, Marcelo, Ricardo - que fizeram dessa etapa uma alegre caminhada;
- ao PICD-CAPES.

**DEDICO este trabalho a Ieda,
companheira de todas as horas.**

RESUMO

A co-geração industrial tem sido apresentada como uma alternativa eficiente para o uso racional da energia, o que tem motivado o desenvolvimento de análises tanto a nível macro quanto microscópico.

Do ponto de vista microscópico, diferentes metodologias têm sido propostas no sentido de auxiliar o planejamento de centrais de co-geração no contexto de sua integração a certas plantas de processo industriais.

A revisão bibliográfica apresentada permite vislumbrar que tanto os modelos analíticos de simulação quanto os modelos de otimização tem sido empregados com sucesso na análise da operação desses sistemas, com particular vantagem para esses últimos no tocante à qualidade dos resultados alcançados.

Apresenta-se, nesta tese, uma metodologia de otimização multiobjetiva que faz uso de critérios econômicos, técnicos e ambientais para a definição da configuração a ser recomendada a cada caso. Uma discussão individual de cada critério e dos respectivos equacionamentos e valores pertinentes a este tipo de análise é igualmente apresentada para permitir ao decisor captar a importância relativa entre os critérios considerados.

A metodologia apresentada integra técnicas de Programação Multiobjetivo, Programação Inteira-Mista e Grafos Generalizados, que associadas permitem conduzir o problema do planejamento de centrais de co-geração a diferentes soluções de compromisso entre os critérios, todas igualmente eficientes, para serem submetidas a um processo de escolha. Estudos de caso envolvendo indústrias dos setores Química e Papel e Celulose exemplificam o emprego da técnica.

ABSTRACT

Industrial cogeneration has been presented as an efficient alternative of energy conservation and this is an incentive to the global and individual analysis of new systems.

Several methodologies has been proposed to the cogeneration systems' planning in the individual sense. An state-of-the art shows that analytical techniques for simulation and optimization ones have been used successfully in the operation study of such systems, with advantages in the use of the later because of the quality of their results.

This thesis presents a multiobjective optimization modeling that considers economical, technical and environmental criteria in the definition of cogeneration systems configuration. An individual discussion of each criterion associated to the equations and values to be used in the analysis is also presented to let decision-maker understand the relationship among them.

The proposed methodology is based on Interactive Multiobjective Programming, Mixed-Integer Programming and Generalized Network associated in a way to conduct the problem to several efficient solutions to be submitted to a choosing process. Two case-studies, one for a chemical factory and the other for a pulp and paper plant are presented to demonstrate the methodology usefulness.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Gerais

Grande parte dos complexos industriais necessitam, em sua operação, de quantidade de vapor variável ao longo do tempo, em função de seu uso descontínuo face à diversidade de processos presentes, assim como energia elétrica e mecânica.

Como alternativa para garantir a continuidade do sistema produtivo de certos setores, a autoprodução de energia, nas formas de energia eletromecânica e calor industrial para processos, pode ser uma necessidade imperiosa, uma vez que algumas áreas podem ser consideradas prioritárias no atendimento da demanda, em função dos níveis de confiabilidade exigidos para sua operação.

Nestes casos, o desejável retorno econômico-financeiro dos investimentos em equipamentos de geração pode ser aquilatado pela prática da co-geração, em que o complexo industrial e a concessionária local de energia podem se associar com mútua vantagem: enquanto o primeiro se obriga a vender seus excedentes de energia sob certas condições contratuais ao segundo, este deverá suprir o primeiro, no todo ou em parte, em horários e ocasiões estipuladas.

Até os anos 50 a geração elétrica no Brasil foi predominantemente privada e o suprimento chegou à beira do colapso. A forte presença estatal, iniciada nos anos 40, consolida-se apenas no final dos anos 50; seus altos custos, aliados ao grande indigência do país, forçaram que se fizesse concessões à iniciativa privada, permitindo-lhes participar desta atividade por meio da co-geração, ou geração combinada de calor e potência. Neste sentido, desde dezembro de 1988 vigora a Portaria MME 1474, que regulamenta as condições de geração, entrega, compra e venda de energia excedente de processos industriais para empresas concessionárias de energia elétrica.

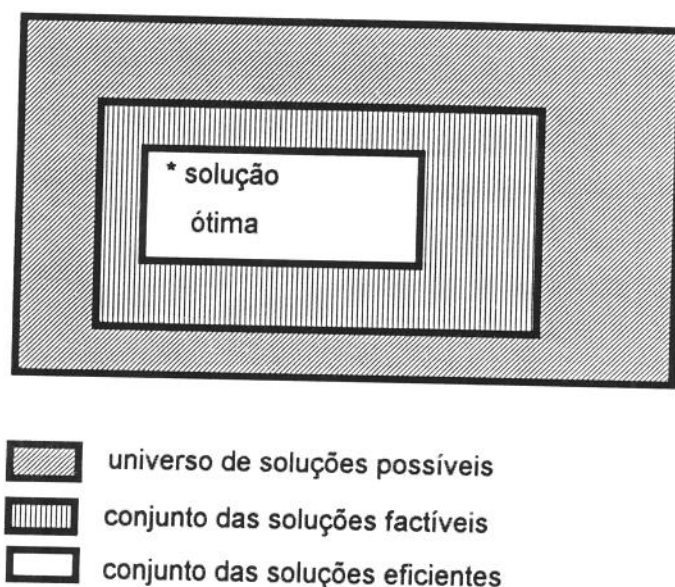
A prática da co-geração por parte de empresas privadas, em suas relações de compra e venda de energia elétrica, enfrenta severas restrições para garantir que não haja falha na rede; a capacidade contratada de uma certa empresa cogeneradora para um certo período de tempo será assegurada a outra(s) empresa(s) que, naquele mesmo período, estiver(em) necessitando de energia elétrica. A falha na entrega da energia pela empresa cogeneradora poderá, eventualmente, implicar na interrupção da produção de uma ou mais empresas ligadas à rede.

Para a constituição de uma central de co-geração, na fase conceitual de um projeto, um amplo leque de possíveis soluções podem ser propostas, todas elas exequíveis para fins de satisfação da necessidade energética apresentada; tais soluções são ditas **funcionais** ou **factíveis**. Ao conjunto de soluções que não atendem às especificações em que se deve basear o projeto denomina-se soluções não-funcionais ou infactíveis. Dentre os projetos factíveis, existem aqueles que atendem a alguns critérios

específicos do problema, ainda que priorizando este ou aquele critério; tais projetos são agrupados na categoria das soluções **satisfatórias** ou **eficientes**.

A categoria desejável de todo projeto é a condição ótima. Existem diversos projetos satisfatórios, e num contexto de otimização sobre uma única variável poder-se-ia dizer que apenas um é o projeto **ótimo**, aquele que atende às restrições mais específicas, dentro de uma faixa prescrita, com solução técnica viável; a figura 1.1 esquematiza o que foi descrito.

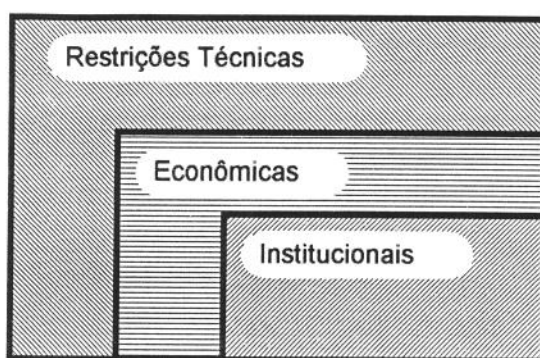
Contudo, no caso do projeto para uma central de co-geração, diversos objetivos concorrem para serem otimizados; não é apenas uma questão de analisar-se a função custo, maximizando a receita e minimizando as despesas. Quando se considera a confiabilidade da instalação, os riscos envolvidos na geração, a eficiência da transformação de energia, os níveis esperados de excedentes, o nível de emissão de poluentes das máquinas empregadas e outros, é possível propor alternativas ótimas que lhes correspondam, estando presentes as possibilidades da instalação vir a enfrentar forte resistência de ordem econômica, financeira e mesmo social, bem como arcar com pesadas penalidades por multas contratuais e/ou ambientais quando ultrapassar os limites estabelecidos.



Fonte: Boehm, 1987

Figura 1.1 A solução ótima no contexto das demais soluções

Além disso, mesmo com a proposição de soluções tecnicamente viáveis, é preciso adequar-se o projeto aos condicionantes econômicos e institucionais, que promovem um afunilamento no conjunto de soluções eficientes pelo acréscimo de novas restrições (vide figura 1.2).



Fonte: Verbruggen, 1992

Figura 1.2 Níveis dos potenciais de co-geração

Nesse contexto, o conjunto de soluções satisfatórias pode conter um grande número de propostas que por um lado satisfazem plenamente a um ou dois dos critérios considerados e por outro lado podem ser proibitivos do ponto de vista dos demais critérios. Caberá ao decisor optar, dentre as soluções disponíveis, por aquela que melhor pondere os critérios considerados segundo as suas próprias convicções.

1.2 Objetivos da Tese

Uma revisão bibliográfica, apresentada no contexto da tese, revela que existem diferentes formulações que se propõem modelar o projeto, a operação e a expansão de centrais de co-geração a partir de diversos expedientes, alguns rudimentares, outros mais aperfeiçoados e dotados de formulação para a otimização do sistema.

Supondo disponíveis as características básicas do processo a ser integrado a uma central de co-geração, através de suas curvas de demanda por energia térmica e eletromecânica, uma ampla gama de diferentes configurações, escolhidas dentre os ciclos motores existentes, poderão ser propostas.

Cada configuração apresenta características próprias que as individualizam; a decisão por uma delas deverá ser pautada em critérios técnicos e econômico-financeiros, considerando-se ainda que a capacidade individual de cada equipamento pode variar dentro de certas faixas, e que ao longo de um certo horizonte de projeto os mesmos podem se alternar na condição ligado/desligado.

São objetivos dessa tese apresentar uma revisão bibliográfica de alguns modelos empregados na operação e projeto de centrais de co-geração; caracterizar processos industriais viáveis do ponto de vista do potencial de emprego da co-geração, bem como os ciclos possíveis de serem empregados; propor critérios de avaliação das configurações, discutindo algumas de suas características; desenvolver um modelo de apoio à decisão que integre técnicas de Programação Multiobjetivo, Programação Inteira-Mista e Grafos Generalizados; aplicar esta metodologia a indústrias de Celulose/ Papel e Química, visto serem adequadas suas condições de implantação dessas unidades de geração; e discutir os resultados obtidos.

No Capítulo 2 são apresentados os aspectos básicos da co-geração em termos das características básicas dos processos industriais que apresentam maiores potenciais para a co-geração, dos ciclos térmicos comercialmente viáveis de serem empregados, aspectos gerais para a seleção de um ciclo e os aspectos econômicos, financeiros e institucionais pertinentes ao problema.

Um revisão bibliográfica compreendendo modelos analíticos para pré-dimensionamento e operação e modelos de otimização para operação e expansão de centrais de co-geração é apresentada no Capítulo 3, onde também se evidencia o caráter multiobjetivo do planejamento desses sistemas de geração e se apresenta o modelo de otimização multiobjetivo, proposto em duas etapas, para a pesquisa de configurações no processo de pré-dimensionamento.

No Capítulo 4 são fornecidas informações básicas sobre os modelos matemáticos empregados. Uma apresentação das relações entre o sistema físico real e sua representação matemática consta do Capítulo 5, com a discriminação de cada equipamento e sua correspondência em termos de grafos generalizados.

Reservou-se para o Capítulo 6 a apresentação das potencialidades do modelo multiobjetivo em dois estudos de caso. No primeiro estudo analisou-se uma empresa do setor químico, que não praticava a co-geração e com valor reduzido de demanda elétrica; no segundo estudo partiu-se de uma central de co-geração baseada em ciclo a vapor de uma empresa do setor de celulose e papel, em que se analisou as possibilidades de expansão do sistema em face de diferentes cenários de preço da energia excedente vendida à concessionária.

No Capítulo 7 são apresentados comentários e conclusões gerais acerca do emprego do modelo multiobjetivo ao planejamento de centrais de co-geração - pré-dimensionamento e operação - e as potenciais linhas de pesquisa abertas com o desenvolvimento desse trabalho.

Foram alocados em Anexos os índices básicos e as informações complementares necessárias para a formulação das funções objetivo, bem como o desenvolvimento dos índices auxiliares para a avaliação das soluções propostas no processo interativo.

No Anexo 1 são desenvolvidos aspectos gerais acerca da geração de energia, fatores de conversão da energia em diferentes máquinas térmicas e um desenvolvimento da Segunda Lei da Termodinâmica para definição de uma função objetivo relativa à irreversibilidade das configurações.

O Anexo 2 trata da questão ambiental de forma ampla; definem-se o princípio de formação dos elementos CO_2 , SO_2 e NO_x , os meios de se reduzir as suas emissões, as equações químicas que permitem quantificá-las, bem como padrões e índices relativos para verificação dos resultados do modelo.

No Anexo 3 discute-se a confiabilidade em termos do índice LOLP - *Loss of Load Probability* a partir das taxas de saída forçada dos equipamentos de geração elétrica, bem como se define valores limites para esse parâmetro.

A questão dos custos de investimento, operação e manutenção é tratada no Anexo 4, onde se formula uma função objetivo que considera o benefício líquido, bem como se apresenta considerações de ordem financeira.

O Anexo 5 fornece a inflação anual dos Estados Unidos para efeitos de atualização do dólar americano; uma discussão acerca da função de critério global empregada no modelo multiobjetivo interativo é apresentada no Anexo 6.

CAPÍTULO 2

GERAÇÃO CONJUNTA DE ENERGIA

2.1 Introdução

A co-geração é uma tecnologia que apresenta potencial de aplicação tanto no setor industrial quanto no setor terciário (especialmente em aeroportos, hotéis e hipermercados), distinguindo-se pelo porte dos sistemas então empregados.

No setor industrial, são as empresas de açúcar e álcool, papel e celulose, assim como as químicas e petroquímicas as que apresentam maiores potenciais para a prática da co-geração. Pelas similaridades no processo e também pelo fato de ainda não terem alcançado um estágio de plena maturidade na aplicação da co-geração nesses setores, uma maior ênfase é dada aos dois últimos setores.

Nesse capítulo, apresenta-se um breve histórico do emprego de unidades de co-geração, as características básicas dessa prática e principais considerações para seleção das tecnologias.

2.2 Contexto para a Prática da Co-Geração

2.2.1 Atendimento de demandas de energia

A demanda por energias térmica e eletromecânica ocorre cotidianamente, tanto a nível residencial quanto industrial ou comercial. Sem perda de generalidade, serão apresentadas as condições de atendimento da demanda energética a nível industrial.

Para bem estabelecer a co-geração dentro da perspectiva do uso racional da energia em base industrial, é necessário estabelecer o conceito de planta de processo como um conjunto de fábricas e/ou subprocessos de um certo setor, que se encontram em área física próxima, e que se interrelacionam para a produção de bens.

Basicamente, para a produção de bens, uma planta de processo demanda energia nas formas térmica (para secagem, aquecimento, cozimento, entre outros) - simbolizado por S (de *steam*, vapor em inglês) e eletromecânica (iluminação, acionamento de máquinas, bombas, motores) - simbolizado por E. As alternativas para o atendimento destas demandas são apresentadas na figura 2.1.

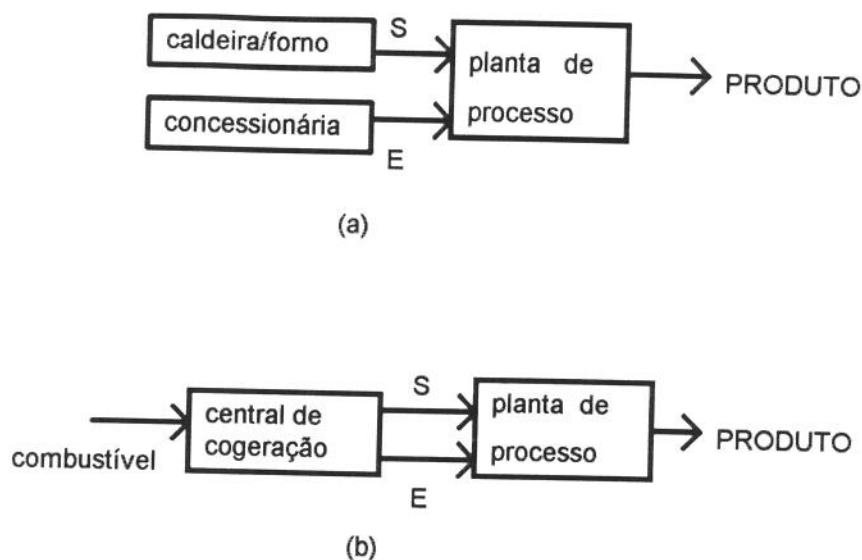


Figura 2.1 Formas de atendimento das demandas do processo.
(a) geração independente (b) cogeração

A cogeração não é a única forma de geração de energia, tampouco a mais difundida, até as últimas décadas. Concorre com ela a geração independente de calor em caldeiras convencionais para o suprimento de energia térmica e a compra de energia elétrica da concessionária local para suprimento da demanda eletromecânica.

A forte penetração da cogeração no mercado produtivo decorre do fato de haver um melhor aproveitamento da energia primária consumida neste caso, em comparação com a outra opção, onde para o mesmo montante de energias demandadas ocorre consumo de energia primária tanto no gerador de vapor quanto no gerador elétrico.

2.2.2 Breve histórico da cogeração

O conceito de cogeração está associado à prática de uma forma de geração combinada de energias térmica e eletromecânica a partir de uma mesma fonte primária.

Seu uso vem apresentando, especialmente nas duas últimas décadas, uma forte tendência de crescimento. A origem desta prática está associada ao desenvolvimento de sistemas para climatização de ambientes (aquecimento e resfriamento). Hoje, pode-se afirmar que seu amplo emprego a nível mundial se deve efetivamente às necessidades de calor para fins industriais.

Babus'Haq *et al*, 1986, apresentam uma revisão histórica para ambos os processos, e situam o início do desenvolvimento da prática de cogeração a meados de 1870, praticado por máquinas a vapor de eixo alternativo acopladas a geradores elétricos, em áreas urbanas com alta densidade populacional. Segundo esta mesma referência, até 1909, havia nos Estados Unidos apenas 150 sistemas de aquecimento distrital (*district heating*), muitos deles operados com baixos níveis de eficiência.

2.3 Aspectos Básicos da Co-Geração Industrial

As décadas de 1920 e 1930 se caracterizam pelo desenvolvimento de sistemas de aquecimento distrital na Europa, especialmente nos países do Norte, bem como na então União Soviética e países do bloco comunista. Um número significativo de centrais de co-geração somente passa a ser evidenciado após a Segunda Grande Guerra; a principal causa da lenta difusão desses sistemas nas demais regiões deve ter-se devido ao baixo custo unitário dos combustíveis e/ou abundância de combustíveis fósseis.

Com a crise do petróleo em 1973/74 e 1979/80 e as resistências ambientalistas a formas de geração nuclear, os sistemas de co-geração e aquecimento central receberam grande impulso, especialmente nos Estados Unidos, com a publicação em 1978 do PURPA (*Public Utilities Regulatory Policy Act*), cuja seção 210 impõe às concessionárias a compra de energia excedente a preço não-discriminatório, bem como atender às necessidades energéticas de cogeneradores e pequenos geradores que atendam às qualificações estabelecidas neste mesmo conjunto de leis (Berman, 1983).

Observa-se na década de 1980 um forte impulso no emprego da co-geração, e o apelo que apresenta quanto ao uso racional da energia vem garantindo o crescente interesse nessa forma de geração conjunta de energia.

Uma central de co-geração não apresenta máquinas essencialmente diferentes daquelas utilizadas, por exemplo, em uma central de utilidades que gere vapor e energia elétrica de forma independente. A grande distinção presente entre estas duas formas de geração consiste na conceituação do uso da energia primária utilizada para atendimento das demandas.

O esquema básico do atendimento das demandas por meio de central de co-geração, conforme apresentado na figura 2.2, apresenta conexões a sistemas independentes de geração eletromecânica, à concessionária de energia elétrica local e a caldeiras auxiliares. Estas últimas devem estar presentes para suprir a demanda de energia nas condições de saída forçada das centrais de co-geração, bem como nas situações em que a estratégia de operação desta última dispõe pelo seu desligamento.

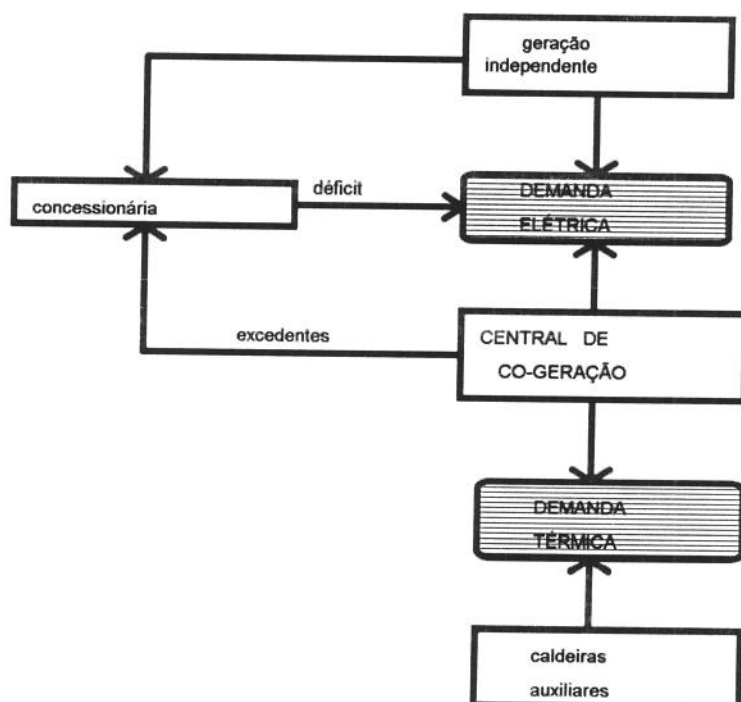


Figura 2.2 Esquema básico de atendimento às demandas em central de co-geração

Um projeto de central de co-geração, além de ser capaz de atender às necessidades de demanda do processo associado, deve ser também economicamente viável, em função dos elevados custos de investimento que sua implantação representa; isto implica na necessidade de que o projeto proposto seja conceitualmente adequado e com limites de custo aceitáveis. No que diz respeito aos aspectos técnicos, o projeto deve considerar níveis mínimos de eficiência das máquinas, de emissões de poluentes e de confiabilidade, para garantir o adequado funcionamento da unidade de geração.

2.3.1 Ciclos disponíveis para a co-geração

Um projeto de central de co-geração conceitualmente adequado é aquele que não só atende às demandas operacionais prescritas pelo processo mas também consegue garantir o nível de excedentes planejado, nos períodos ajustados pelo processo, com confiabilidade e eficiência.

Nos casos em que isso não é alcançado, as falhas na geração e a queda de eficiência que lhe são decorrentes ocasionam, respectivamente, aumentos nos custos de Operação e Manutenção devido ao pagamento de multas contratuais e aumento nos custos dos combustíveis utilizados (ainda que a central queime resíduos ou sub-produtos do processo).

Os principais ciclos utilizados para configurações de centrais de co-geração são:

- ciclo Rankine (CR)
- ciclo Brayton (CB)
- ciclo Combinado (CC)

sendo também importante anotar a existência de um quarto ciclo, o ciclo Diesel, de grande utilização na Europa e Estados Unidos.

O ciclo Rankine pode ser operacionalizado pela existência de caldeiras aquatubulares de alta pressão associadas a turbinas de Condensação e Extração ou turbinas de Contrapressão.

O ciclo Brayton faz uso de conjuntos geradores acoplados compressor-câmara de combustão-turbina a gás, onde os gases de escape resultantes da combustão são aproveitados nos processos que admitem sua aplicação direta (nos casos, por exemplo, de secagem) ou trocam energia com água para gerar vapor em caldeiras de recuperação nos processos que só admitem aplicações indiretas, por não poderem ser contaminados.

O ciclo combinado mais utilizado no momento é o que acopla turbinas a gás com caldeiras de recuperação e turbinas a vapor, ainda que possa admitir outros geradores. A figura 2.3 apresenta esquemas destes três principais ciclos.

Ainda que não deva ser classificado como mais um ciclo, os sistemas integrados gaseificação-ciclo combinado -- IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*) -- devem ser apresentados nesta análise, uma vez que sua concepção não mais os facultaria serem considerados como possíveis arquiteturas derivadas dos demais ciclos, e também por se apresentarem como promissores elementos para a prática da co-geração.

Em termos de projeto, faz-se necessário definir também, uma vez estabelecido o ciclo, a disposição conceitual da central.

Quando atuam atendendo primeiramente à demanda térmica, sendo os rejeitos desta usados para suprir a demanda eletromecânica, diz-se que o ciclo opera em regime *bottoming*; se, por outro lado, o

atendimento à demanda eletromecânica se faz primeiramente em relação à demanda térmica, diz-se que o ciclo opera em regime *topping*. Na figura 2.3, apenas a primeira configuração Rankine apresenta regime *bottoming*, sendo as demais *topping*.

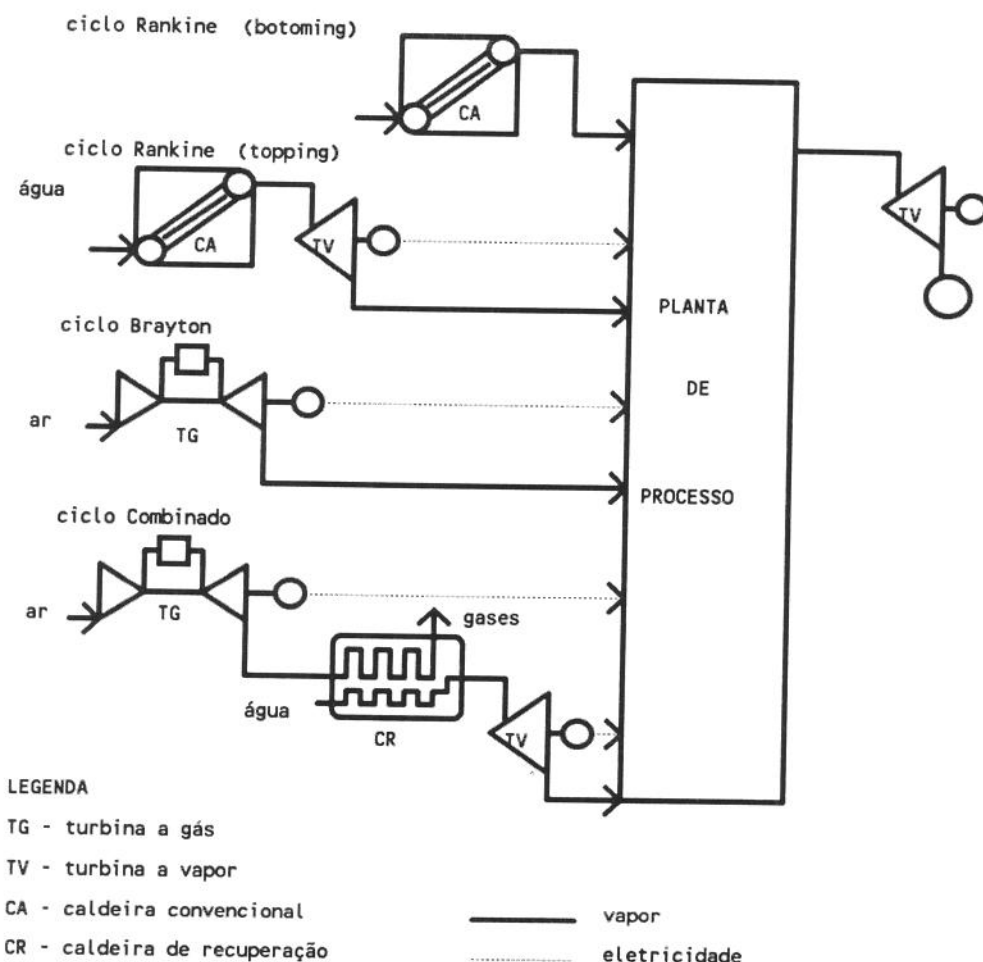
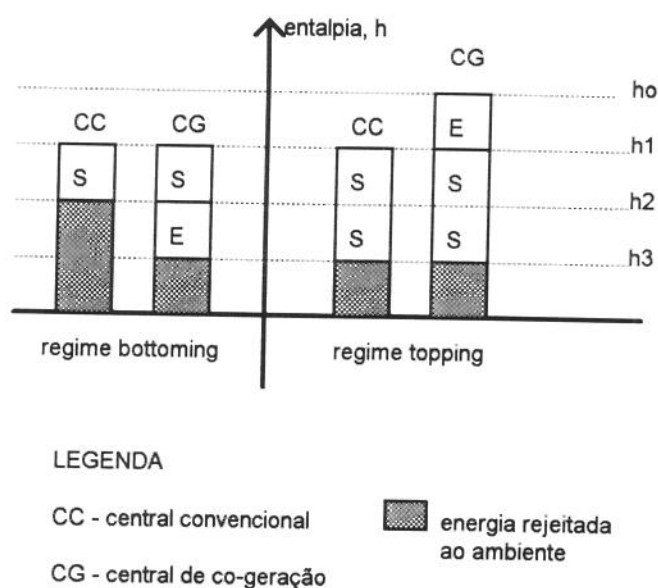


Figura 2.3 Ciclos térmicos de co-geração

A figura 2.4 compara os dois regimes, revelando que no regime *topping* faz-se necessário que uma massa adicional de combustível seja queimada para que o nível entálpico h_0 seja alcançado; isto equivale a dizer que é necessário gerar-se o vetor energético (vapor, por exemplo) a um maior nível de pressão.

Vale ressaltar que, em função de a maioria dos processos industriais demandarem baixos níveis entálpicos, não condizentes com os níveis necessários para a geração eletromecânica, o regime *bottoming* apresenta aplicações limitadas, favorecendo o emprego do regime *topping* na maior parte das aplicações de co-geração.



Fonte: Gorges, 1982

Figura 2.4 Níveis de geração em regime *bottoming* e *topping*

As estratégias de operação admitidas para centrais de co-geração, de modo geral, se resumem às quatro apresentadas a seguir:

- . atendimento da demanda térmica (paridade térmica);
- . atendimento da demanda eletromecânica (paridade elétrica);
- . despacho econômico;
- . retirada da central de co-geração do sistema.

O atendimento da demanda térmica, no Brasil, é prioritário, uma vez que não é prática consolidada a negociação de vapor; a central de co-geração pode, porém, atender parcialmente à demanda térmica, sendo complementado pela unidade auxiliar. O mesmo se aplica ao atendimento da demanda eletromecânica, com importação.

No atendimento da demanda térmica, a central de co-geração opera de acordo com a curva de demanda térmica da planta de processo, podendo ou não haver suplemento de calor pelas caldeiras da unidade auxiliar, em caso de alta demanda. A eletricidade é exportada, no caso de atendimento total da demanda eletromecânica com sobras, ou importada se necessário.

Na estratégia voltada à demanda eletromecânica, a central de co-geração atende às necessidades da planta de processo regida pela curva de demanda eletromecânica; o calor liberado como decorrência deste processo é usado para atender a demanda térmica e as caldeiras da unidade auxiliar podem ser usadas como suplemento, se necessário, ou calor pode ser eliminado da planta se houver excesso. A eletricidade pode ser importada se a central de co-geração não for grande o suficiente para atender à demanda, ou suplementada pela central de utilidades.

O despacho econômico corresponde à colocação da central de co-geração em funcionamento apenas nos períodos em que a tarifa paga pela concessionária corresponda a um retorno de interesse do investidor.

A central de co-geração poderá ficar desconectada nos casos em que não houver economicidade em sua operação, ainda que isto implique em custos devido à ociosidade dos equipamentos.

2.3.2 Parâmetros para seleção do ciclo

A escolha acertada do ciclo que deverá compor o sistema de co-geração permitirá que sejam alcançadas as premissas básicas do projeto, quais sejam: o atendimento das demandas operacionais da planta de processo sob condições favoráveis de custo, eficiência e confiabilidade, com vantagens adicionais em relação à geração de excedentes, que poderão ou não ser negociados em função do preço de mercado para a energia.

Do ponto de vista dos equipamentos, uma série de parâmetros devem ser considerados quando do planejamento de uma central de co-geração; Gurney *et al*,1988 e Gorges,1982, elencam algumas das variáveis admitidas essenciais para a seleção adequada do ciclo:

- . razão (potência/calor)* gerado pelo equipamento;
- . consumo específico de vapor (*steam rate*) [kg/kWh];
- . consumo específico de combustível [kg/kWh];
- . consumo específico de calor (*heat-rate*) [kJ/kWh];
- . eficiência termodinâmica global do equipamento;
- . variações da eficiência sob cargas parciais;
- . temperatura do fluxo térmico retirado do equipamento [C];
- . limite de rejeição do equipamento;
- . disponibilidade e confiabilidade do equipamento;

A razão (potência/calor) de uma máquina térmica é a razão entre duas variáveis de iguais unidades, a saber:

* essa relação representa a razão entre potência elétrica e potência térmica geradas na máquina térmica e equivale ao inverso do *heat to power rate* comumente apresentado em publicações internacionais

E' ... potência elétrica gerada, [kW]

S' ... potência térmica gerada, [kW]

e definida por :

$$\text{razão (potência/calor)} = E'/S'$$

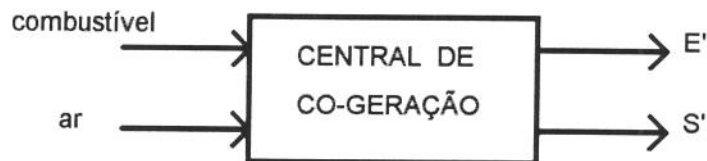


Figura 2.5 Modelo entrada-saída em central de co-geração

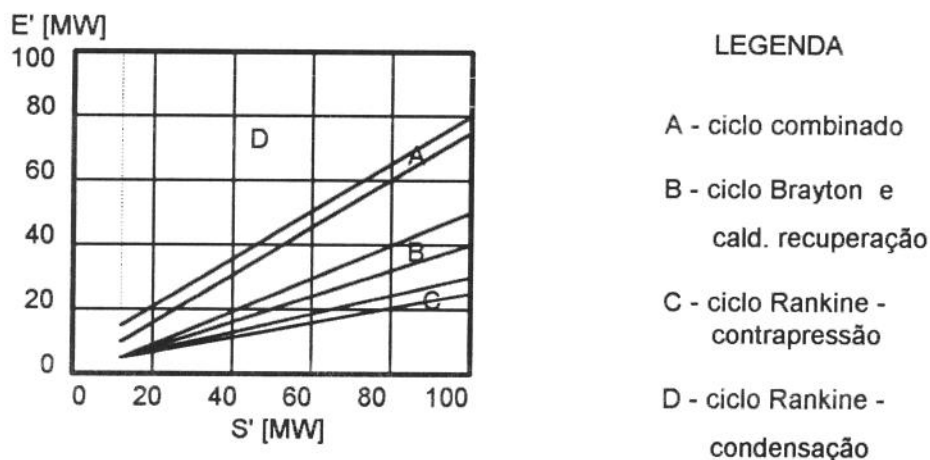
Os índices (potência/calor) variam segundo faixas, de acordo com variações tecnológicas e com o ciclo adotado; a tabela 1 apresenta as faixas usuais praticadas no momento.

TABELA 2. 1 FAIXA DE PRODUÇÃO DA RAZÃO (POTÊNCIA/CALOR) EM CICLOS TÉRMICOS - REGIME *TOPPING*

Ciclo Rankine	Ciclo Brayton	Ciclo Combinado	Ciclo Diesel
0.10 a 0.30 - contrapressão	0.30 a 0.80	0.60 a 1.50	0.80 a 2.40
0.40 a 1.50 - extração/ condensação			

Fonte: Walter, 1991

Valores na razão (potência/calor) superiores a 1 indicam maior capacidade do ciclo em gerar energia eletromecânica, para uma quantidade unitária de energia térmica; quando a razão é menor que a unidade, o ciclo correspondente apresenta maior capacidade de geração de energia térmica. A figura 2.6 apresenta o campo de atuação alguns ciclos, compatível com o apresentado na tabela 2.1.



Fonte: ABB, 1986

Figura 2.6 Comportamento da razão E'/S'

A eficiência térmica global de cogeração é obtida pela razão entre todas as formas de energia efetivamente produzidas no ciclo e o calor gerado na queima do combustível. Esse índice se revela útil como ferramenta termodinâmica para comparação entre os ciclos, muito embora seu peso na decisão final seja reduzido, uma vez que não expressa a disponibilidade de combustível; por isso, associado a ele, trabalha-se também com o consumo específico do equipamento para sua avaliação.

O consumo específico de combustível é fator determinante para uma avaliação da economicidade do investimento, em face das possibilidades de geração apresentada pelo equipamento. É definido como a relação entre a vazão mássica de combustível efetivamente queimado nos combustores pela potência líquida obtida no ciclo; conhecida a potência, é possível estimar-se o volume de combustível necessário para a operação da planta por certo período.

O consumo específico de vapor é a quantidade de vapor admitido em uma máquina geradora para efetuar determinada unidade de trabalho. A partir da Primeira Lei da Termodinâmica se deduz que

$$\text{c.e.v.} = \frac{3600}{h_3 - h_4} \quad [\text{kg/kWh}] \quad \text{com } (h_3 - h_4) \text{ em } [\text{kJ/kg}]$$

onde h_3 - entalpia específica na entrada da máquina geradora [kJ/kg]

h_4 - entalpia específica na saída da máquina geradora [kJ/kg]

O consumo específico de calor é a relação expressa pelo calor recebido pelo fluido térmico para obter-se uma unidade de trabalho no gerador; este valor é obtido pelo produto do consumo específico de vapor pela variação entálpica específica ocorrida no combustor.

Com respeito à probabilidade de falha no fornecimento de energia por um sistema, independente do ciclo considerado, deve-se assumir que a confiabilidade global do ciclo é função da confiabilidade de cada equipamento que o compõe; os índices descritos a seguir se referem à confiabilidade dos equipamentos de geração [Stambler, 1989].

(a) FOF - Fator de Saída Forçada

$$\text{FOF} = \frac{\text{FOH} + \text{FUH} + \text{FSH}}{\text{PH}}$$

(b) MTBFO - Tempo Médio entre Saídas Forçadas

$$\text{MTBFO} = \frac{\text{SH}}{\text{FOE}}$$

(c) AVLB - Disponibilidade do Equipamento

$$AVLB = \frac{PH - FOH - FUH - MUH - MSH}{PH}$$

(d) STRT - Confiabilidade do Equipamento na Partida

$$STRT = \frac{\text{número de partidas com sucesso}}{\text{número de tentativas para partida}}$$

onde

FOE - número de eventos de saídas forçadas em serviço

FOH - horas de saídas forçadas da unidade em um ano

FSH - número de horas de falha na partida

FUH - número de horas de indisponibilidade forçada (unid. em reserva)

MSH - número de horas de manutenção programada

MUH - número de horas de manutenção não-programada

PH - período de horas de um ano (1 ano = 8760 h)

SH - horas em serviço

A baixa confiabilidade dos equipamentos de uma central de co-geração fará com que o empreendimento incorra regularmente em multas contratuais, o que pode passar a ser um centro de custos à parte e considerável. Além disso, toda indisponibilidade da central de co-geração por problemas afeitos a problemas técnicos resulta em custos relativos às horas paradas do equipamento.

Do ponto de vista do processo, algumas características devem ser avaliadas para uma adequada seleção do ciclo que deverá ser associada à planta de processo; Gorges, 1982, apresenta a relação das informações necessárias nessa fase agrupadas em três partes.

planta de processo :

- calor requerido nos processos;
- fluxos de massa para calor de processo requeridos e os respectivos níveis de temperatura;
- curvas de carga da potência eletromecânica (E), com variações diárias e sazonais;
- idem, para potência térmica (S);
- picos de potência e calor alcançáveis no processo;
- componentes de demanda contínua, separados das demandas variáveis com a temperatura.

componentes do processo (para investigar a possibilidade de suavização das curvas de carga de energia térmica):

- existência de equipamentos de resfriamento (*chillers*);
- existência de equipamentos geradores de água quente;
- existência de bombas de calor.

combustíveis (para que sejam tecidas considerações operacionais e para a localização da central):

- disponibilidade e limitações de combustíveis, inclusive resíduos;
- capacidade de armazenagem de combustíveis;
- capacidade de uso de combustíveis duais em equipamentos;
- impactos ambientais decorrentes do seu uso (quantidade de NO_x, SO_x e particulados emitidos).

2.3.3 Considerações gerais para seleção do ciclo

Uma vez definidas as características de ambas as plantas, de processo e de co-geração, é necessário que se faça a conexão entre o sistema de geração e o centro de consumo, tal como apresentado esquematicamente na fig. 2.7.

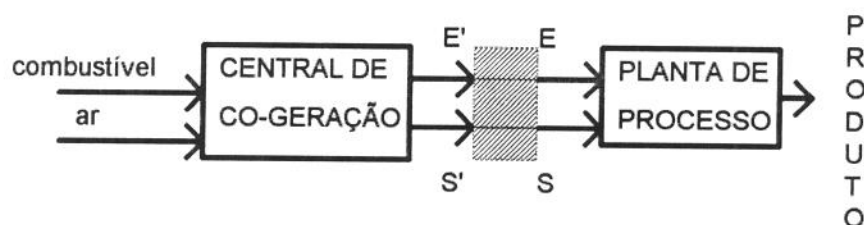


Figura 2.7 Acoplamento planta de co-geração/planta de processo

Ajustar os níveis de atendimento corresponde a estimar o quanto da energia gerada será consumida, o quanto será comercializada, em que períodos, em que condições: tudo isso varia com a estratégia proposta para a planta de co-geração, seu dimensionamento e existência de alternativas de operação.

Do ponto de vista do consumo específico, o ciclo Rankine é o que apresenta mais alta taxa de utilização do combustível (menor consumo de combustível para gerar 1 kW); o ciclo Diesel apresenta a taxa mais baixa.

Do ponto de vista da razão (potência/calor), o ciclo Rankine é o que converte maior parcela da energia do combustível para vapor (razão $E'/S' < 1$) e o ciclo Diesel converte maior parcela da energia do combustível para energia eletromecânica ($E'/S' > 1$).

O fato de a razão (potência/calor) de um equipamento gerador ser constante ou variável ao longo do tempo, dentro de certa faixa, levando-se em conta as variações sazonais, deve ser ponderado para definir a melhor estratégia de operação da planta de co-geração, no atendimento das demandas do processo.

De modo geral, a planta de co-geração não deve ser empregada para atender picos de demanda; sua melhor forma de utilização é a operação no ponto de projeto, ou próximo deste, e com capacidade contínua por muitas horas do ano (em geral, acima de 6000 horas por ano).

O atendimento dos picos de demanda deve ser feito por equipamentos específicos para esse fim, mantidos na central de utilidades como unidades auxiliares, ou então pela concessionária, através de contrato específico para tais níveis de demanda eletromecânica. A tabela 2.2 avalia as considerações anteriores.

TABELA 2.2 CARACTERÍSTICAS DE CENTRAIS PARA GERAÇÃO ELÉTRICA

Missão	Fator de Serviço	Configuração
CONTÍNUA- opera continuamente, parando apenas para manutenção	mais de 90 %	co-geração
BASE- opera a maior parte do tempo	mais de 50 %	ciclo combinado
CÍCLICO- operação periódica regular	de 10 a 50 %	ciclo combinado
PICO- atua nos picos diários e sazonais	de 1 a 10 %	turbinas a gás
STANDBY- normalmente não operada, exceto para testes periódicos	menos de 1 %	turbinas a gás

Fonte: Stambler, 1989

2.3.4 Séries históricas de demanda

O emprego de curvas de demanda térmica e eletromecânica no dimensionamento de centrais de co-geração é uma característica comum às diferentes metodologias de avaliação de excedentes, bem como aos modelos de otimização destes sistemas.

Na sequência, são apresentadas as razões técnicas que conduzem ao uso de cada curva em aplicações específicas. Sejam as definições abaixo, retiradas de (CESP, 1990).

" O SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA SAZONAL é aquele disponível e assegurado, de forma contínua ao longo de alguns meses, todos os anos, em horário integral ou parcial, de interesse da Concessionária".

"O SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA FIRME é aquele assegurado e com disponibilidade plurianual, de forma contínua ao longo de doze meses do ano, nas vinte e quatro horas do dia, ou em determinados horários diários, de interesse da Concessionária."

Com base nestas definições, é possível distinguir a necessidade de curvas de demanda térmica e eletromecânica a níveis diário e anual.

As curvas diárias de energia demandada permitem que sejam avaliadas as possibilidades de se contratar suprimento de energia firme, decidindo-se com base nestas se a entrega se fará nas 24 horas ou em determinados horários do dia. A figura 2.8 reproduz curvas de demanda diária hipotética para energia térmica, em uma situação-exemplo que retrata um caso extremo, com e sem aplicação de técnicas de Gestão de Cargas.

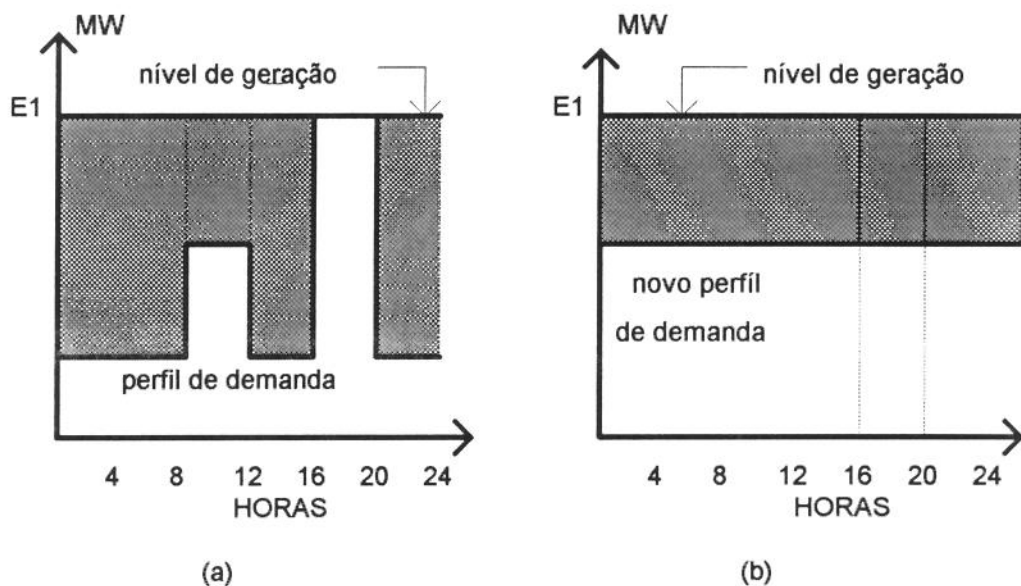


Figura 2.8 Curvas de demanda diária - (a) sem Gestão de Cargas (b) com Gestão de Cargas

Em ambas as curvas, a área hachurada corresponde à região em que há possibilidade de suprimento de energia firme; no nível E1, a curva (a) só possibilita suprimento em certas horas do dia, sendo que no período de ponta, em que o preço de venda de energia é maior, toda a energia gerada é consumida; no caso (b), onde técnicas de Gestão de Cargas foram aplicadas, ainda que o valor da área hachurada seja a mesma, o suprimento ocorre nas 24 horas, sendo que o retorno é maior pelo melhor preço pago na ponta de carga do sistema.

As curvas anuais correspondem às demandas energéticas ao longo dos 12 meses de um ano, informação de interesse para a celebração de contratos de suprimento de energia elétrica sazonal, uma vez que revelam o comportamento do processo em função das condições ambientes de temperatura e

pressão. Neste contexto, localização geográfica, nível tecnológico dos equipamentos e práticas de operação/manutenção, dentre outros, assumem importância na definição dos níveis energéticos demandados, tornando distintas as curvas de cada empresa.

O acúmulo de séries históricas anuais resulta em curvas plurianuais, que permitem que sejam visualizadas tendências assumidas pelo processo (por exemplo, pela contínua eletrificação dos subprocessos, redução de demanda por inovações tecnológicas, aplicação de técnicas de Gestão de Cargas, etc) e tendências do mercado consumidor (expansão/retração da produção, exportações, novos produtos e/ou *design*, ampliações do parque fabril, pressões ecológicas, sociais e políticas, etc), ou mesmo incorporadas por modelos econométricos que permitem simular novas condições prospectivas a nível de co-geração.

2.4. Aspectos Econômicos, Financeiros e Institucionais da Co-geração

Do ponto de vista financeiro, percebe-se uma preocupação por parte da Eletrobrás em ceder ao setor privado, desde que qualificados de acordo com seus critérios, a responsabilidade da geração de parte da capacidade que se prevê será necessária para atender ao mercado a partir do ano 2000, conforme previsto no Plano 2010.

De acordo com a Portaria DNAEE 246, de 23 de dezembro de 1988, três formas de negociação entre as concessionárias e os autoprodutores (termo empregado para designar aqueles que produzem energia elétrica para seu uso exclusivo, e que apresentam potencial para se tornarem cogeneradores pela venda de energia excedente) estão previstas: venda, transporte e permuta.

Na primeira modalidade, a concessionária adquire a energia excedente produzida pelo autoprodutor; no caso da concessionária responsável pelo fornecimento de energia elétrica na área (concessionária local) não apresentar interesse, fica facultada a venda à concessionária supridora da área; o preço a ser pago por essa energia é acordado entre as partes e não pode ultrapassar os custos de expansão dos sistemas interligados estabelecidos pelo DNAEE (DNAEE, 1989).

O transporte consiste em transferir a energia elétrica gerada pelo autoprodutor para utilização em unidade consumidora de sua propriedade situada em outra localidade; não sendo possível o transporte, a permuta pode ser negociada, desde que seja do interesse do setor elétrico; os preços são negociados pelas partes.

Percebe-se, também, que o mercado se encontra aberto para a criação da figura do produtor independente, até então inexistente no Brasil. Impulsionado por novas regulamentações, realizam-se no país reuniões e grupos de discussão com vistas à viabilidade de envolvimento de grandes grupos empresariais no setor energético.

O custo da expansão do sistema interligado se encontra definido por Normas e Regulamentações do DNAEE, sendo que cabe às concessionárias a definição dos valores de custos marginais para suas áreas de concessão.

Nos Estados Unidos, o preço pago pela energia elétrica de origem industrial varia desde 20 até 100 US\$/MWh (Gas Turbine World Hbk, 1991); com base nos atuais padrões de custo de equipamentos e combustíveis, e do custo financeiro, consideram os especialistas que um projeto de central de co-geração tem chance de sucesso e merece uma avaliação mais profunda quando se pode assegurar um preço de venda entre 55 a 60 US\$/MWh.

Economicamente, quanto menor a potência elétrica gerada na planta, tanto mais difícil será justificar um projeto de central de co-geração com base nos retornos gerados ou no custo da energia evitada. O valor da energia térmica (vapor) deve justificar os investimentos na planta porque o retorno elétrico está atrelado aos custos dos combustíveis.

Do ponto de vista financeiro, os empreendimentos nacionais para projetos de centrais de co-geração podem contar com os recursos do BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social para os itens de investimento fixo, como projeto, materiais e obras, e da FINAME para o financiamento de máquinas e equipamentos; a aprovação dos projetos se encontra condicionada ao atendimento de algumas condições relativas à qualificação da empresa junto ao DNAEE, resultados favoráveis de previsões econômico-financeiras da empresa beneficiária, não apresentarem características prejudiciais ao equilíbrio ambiental, dentre outras (DNAEE, 1989).

Os métodos de financiamento de projetos de centrais de co-geração nos Estados Unidos são sete, cada qual apresentando vantagens e desvantagens em relação aos demais (Pestle, 1985 e Pestle e Schneidwind, 1987). Desse modo, algumas considerações devem influir na decisão de construir/financiar uma central de co-geração, e cada uma delas deve ser bem examinada.

Uma planta de processo com necessidades térmicas bem estabelecidas deve inicialmente determinar se a co-geração irá trazer retornos interessantes para a empresa; numa próxima etapa, decidir pelo tipo de central a ser implantada; finalmente, definir-se pelo financiamento externo ou próprio do projeto e as estratégias econômico-financeiras que melhor se ajustarão às circunstâncias.

Diferentes critérios são empregados na avaliação do investimento em co-geração: (curtos) períodos de retorno do capital imobilizado, (altas) taxas de retorno do investimento, manutenção de taxas adequadas de capitalização para evitar descontroles no custo monetário e manter um fluxo de caixa adequado, o desejo de obter altos níveis de retorno em termos absolutos e em termos dos objetivos específicos para taxa de retorno do capital.

Outras considerações seriam a importância de se minimizar os riscos associados a projetos desse porte, como atrasos nos organogramas e descumprimento de prazos e contratos; além disso, muitas empresas procuram evitar atividades não relacionadas com sua linha específica de produtos -- tal como a geração elétrica-- contudo deve-se ponderar esse fato com o desejo de reter o controle do suprimento térmico, crítico para certas operações.

Em diversos países, e mesmo em regiões de um mesmo país, se encontram áreas de grande potencialidade técnica e econômica para a prática da co-geração mas que não podem ser operalizadas por causa de barreiras institucionais; algumas dessas barreiras poderiam ser citadas, como distinção de tarifas impostas aos produtores independentes por grupos monopolistas do setor de geração, a diferença entre o período de retorno para projetos com tomada de decisão centralizada ou descentralizada na área energética, tarifas discriminatórias com reduções para grandes consumidores de eletricidade que praticam autogeração, etc.

Cabe mencionar que a factibilidade de um projeto para central de co-geração depende dos aspectos técnico, econômico/financeiro e institucional, nessa ordem, com a imposição de seus limites num afunilamento, onde projetos tecnicamente aceitáveis esbarram nos limites econômicos e mesmos aqueles técnica e economicamente viáveis esbarram em restrições institucionais.

Finalmente, para a efetiva disseminação da co-geração enquanto prática favorável ao uso racional da energia e fator de redução da emissão de poluentes no ambiente, é preciso não apenas que sejam vencidas todas as etapas elencadas mas também se faz necessária a disposição da iniciativa privada em investir nessa tecnologia.

2.5 Potenciais dos Setores Industriais

Os setores industriais que apresentam maiores potenciais de aplicação da co-geração são os do Açúcar e Álcool, Papel e Celulose e Química. Desses, são avaliados nesse trabalho apenas os dois últimos setores, especialmente porque:

- diferentemente do setor Açúcar e Álcool, que apresenta ao longo de um ano períodos de safra e entre-safra, os setores de Papel e Celulose e Química tendem a apresentar um perfil de cargas térmica e elétrica constantes em períodos anuais;

- o setor Açúcar e Álcool apresenta, em suas particularidades, uma estrutura já desenvolvida no que tange à co-geração, sendo prática consagrada do setor elétrico brasileiro;

- os dois outros setores, que não participam ativamente da co-geração, tem por características operacionais o aproveitamento de níveis entálpicos de diferentes pressões, o que permite a criação de um Módulo de Projeto similar para uma análise conjunta.

Não se pretende discutir aqui os processos envolvidos nas indústrias dos referidos setores, tampouco apresentar características dos diversos equipamentos pertinentes; limitar-se-á a uma avaliação dos pontos concernentes às características de demanda energética e o modo como podem vir a ser analisados nessa tese.

A principal característica que faz com estes setores apresentem grande potencial para a prática da co-geração é a relação (potência/calor) demandados, que chega a alcançar valores de 0.364 e 0.331 para os setores Papel e Celulose e Química, respectivamente, para os valores agregados brasileiros, e 0.18 e 0.22 para os respectivos agregados de empresas na Califórnia, EUA (Balestieri, 1990).

2.5.1 A indústria de Celulose e Papel

O setor de Celulose no Brasil tem por base o Processo Kraft, que deve responder por 95% do total das empresas, segundo relatórios da ABTCP - Associação Brasileira Técnica de Celulose e Papel. Esse processo tem por vantagem sobre os demais o enorme potencial de recuperação dos produtos empregados na fabricação do papel, bem como a possibilidade de aproveitamento de subprodutos como combustível de baixo custo, a lixívia.

No processo Kraft são demandados, em geral, dois níveis de pressão, um deles a 1.3 MPa e outro a 0.3 MPa. Esses valores, ainda que possam apresentar pequenas variações entre diferentes empresas, apresentam um padrão básico.

Do ponto de vista da geração de energia, as indústrias de celulose e papel usam geradores de vapor acoplados a turbinas a vapor; o vapor gerado a alta pressão em caldeiras é expandido em turbinas para utilização em processo.

Desde 1979, contudo, o setor de papel e celulose vem incorporando novas tecnologias de geração, e nos Estados Unidos já se percebe um processo crescente de incorporação de tecnologias de ciclo combinado, especialmente devido às reais possibilidades de co-geração que se abriu ao setor privado a partir da publicação do PURPA (*Public Utility Regulatory Policy Act*) [Anderson, 1986].

2.5.2 A indústria química

De modo diverso à indústria de celulose e papel, a indústria química não apresenta padronização; uma grande diversidade de produtos químicos, a multiplicidade de processos e operações unitárias que se fazem necessárias impedem que um mesmo e único padrão possa ser estipulado.

A imposição de dois níveis de pressão em indústrias químicas pode ser encontrada em algumas unidades, e é com base nessa similaridade entre setor químico e o de papel e celulose que o Módulo de Projeto, a ser discutido no Capítulo 3, apresenta quatro níveis de pressão.

A utilização de calor de processo vem sendo progressivamente diminuída na indústria química, em face de novos empregos da eletricidade; tal fato explica o crescente aumento verificado nas últimas décadas na razão (potência/calor).

CAPÍTULO 3

OTIMIZAÇÃO EM CENTRAIS DE CO-GERAÇÃO

3.1 Introdução

Uma vez apresentados os sistemas geradores, associados aos principais parâmetros que lhes dizem respeito, faz-se necessário expor as metodologias que permitem acoplá-los aos processos com potenciais de co-geração.

São discutidas as metodologias utilizadas em diferentes projetos, e relatadas em diversas publicações internacionais, assim como as propostas de otimização da operação destes sistemas. Apresentam-se, por fim, as bases para uma proposta de otimização do projeto da central de co-geração considerando múltiplos objetivos, associado à otimização da operação e expansão por meio de redes generalizadas de caráter inteiro.

3.2 Revisão de Metodologias para Projeto, Operação e Expansão de Centrais de Co-Geração

Diferentes procedimentos para avaliação de centrais de co-geração tem sido propostos na literatura de modo a auxiliar na decisão quanto ao sistema (ciclo, configuração e regime de operação) melhor indicado em cada situação, tanto a nível de metodologias simplificadas quanto muito elaboradas.

Nos subitens que se seguem, procura-se apresentá-las com as devidas distinções; na sequência são discutidos métodos analíticos expeditos, modelos de otimização da operação, otimização da expansão e modelos conjugados operação-expansão com recursos de grafos.

3.2.1 Métodos analíticos para projeto de centrais de co-geração

O melhor método de avaliação de excedentes, e que conta com a aprovação unânime de todos os envolvidos nesta questão, consiste no uso de perfis de demanda horários, tanto de demanda térmica quanto eletromecânica, numa base mensal, ou anual caso seja necessário incluir efeitos sazonais. A grande restrição, neste caso, é o fato das novas plantas não apresentarem seus próprios históricos de demandas, além do fato de que mesmo plantas já existentes por vezes não as apresentam a contento por ser sua coleta e manipulação um processo dispendioso, temporal e financeiramente.

Gurney *et al*,1988, desenvolveram um procedimento que estima os perfis diários em termos de porcentagens das demandas máximas, sendo as demandas reais calculadas a partir do consumo anual total; os autores consideram, como justificativa para este procedimento, ser ele mais apropriado do que tentar estimar as demandas horárias em kW sem monitoramento de longo termo, uma vez que as demandas podem ficar superestimadas e os consumos anuais muito elevados.

Perfis de demandas típicos para três dias do ano (inverno/verão/dia sem expediente) são considerados suficientes para uma análise na ausência de um monitoramento mais detalhado, nesse caso.

O perfil de demandas de energia para a integração, segundo Hu,1985, depende das cargas térmicas e elétricas presentes no processo, temperatura e pressão de cada ramo da rede de utilização de vapor, existência (ou não) de calor recuperado do processo, e temperatura e umidade ambientes; assinala, ainda, que as 36 combinações (3x3x4) de períodos de tempo são suficientes para definir os perfis anuais:

- 3 períodos nas horas do dia: pico / pico parcial / base
- 3 períodos na semana: pico diário /pico médio / fim de semana
- 4 estações do ano: primavera / verão / outono / inverno

Bantz,1989, apresenta uma proposta metodológica para projeto de centrais de co-geração com ciclos combinados. Basicamente, o procedimento consiste em fixar a capacidade do sistema e o seu regime de operação; quanto à capacidade, uma central pode ser dimensionada para satisfazer:

- s1 - máxima demanda elétrica (pico);
- s2 - mínima demanda elétrica ;
- s3 - máxima demanda térmica (pico);
- s4 - mínima demanda térmica ;

e quanto ao regime de operação, pode-se ter:

- r1 - central de co-geração operando com potência térmica e elétrica com capacidade constante na saída;
- r2e - central de co-geração operando segundo a curva de demanda elétrica;
- r2t - central de co-geração operando segundo a curva de demanda térmica;

identificadas estas alternativas, pode-se selecionar as opções de equipamentos específicos para posterior avaliação.

A tabela 3.1 sumariza as dez opções que surgem da combinação dois-a-dois de capacidades e regimes de operação: tais opções são ponto de partida em um processo iterativo para definir as configurações particulares que atendem a um processo, que pode ainda admitir valores intermediários de capacidade e regime.

TABELA 3.1 COMBINAÇÕES DE CAPACIDADE E REGIME DE OPERAÇÃO
(de acordo com Bantz, 1989)

opção	capacidd regime	significados	comentários
1	s1 r1	-dimensionado para pico de demanda eletromecânica; -opera como entrega contínua de potência.	-exporta energia para a concessionária; -sua atratividade depende do preço de compra da energia pela rede pública e dos incentivos dados; -o preço de compra está, em geral, vinculado ao preço marginal do combustível.
2	s1 r2e	-dimensionado para pico de demanda eletromecânica; -opera segundo as curvas de demanda eletromecânica.	-elimina os problemas de baixas taxas de exportação; -é viável quando a disponibilidade de calor de cogeração excede as necessidades térmicas da planta de processo; -se as necessidades térmicas da planta de processo forem comparativamente baixas, outras opções podem ser mais competitivas.
3	s1 r2t	-dimensionada para pico de demanda eletromecânica; -opera segundo as curvas de demanda térmica.	-pode ou não eliminar o problema de baixas taxas de exportação; -geralmente, demandas térmicas e elétricas do processo não são coincidentes, podendo ocorrer situações de satisfação do pico de carga térmico com exportação de potência, operando com <i>heat rate</i> ótimo.
4	s2 r1 ou s2 r2e	-dimensionada para mínima demanda eletromecânica; -opera com entrega contínua de potência.	-não há exportação, logo não existem considerações sobre taxas de exportação e incentivos; -é opção competitiva para baixo <i>heat rate</i> da planta de processo, com saída térmica inferior às necessidades do processo; -ciclos combinados constituem configurações interessantes para utilizar o excedente térmico -é uma opção menos desejável que a opção 3 do ponto de vista da economia de escala, uma vez que o aumento da capacidade da planta implica diminuição do custo de investimento.
5	s2 r2t	-dimensionada para mínima demanda elétrica; - opera segundo curvas de demanda térmica.	-não há exportação; -menos favorável para apresentar economia de escala; -é possível que a carga térmica do processo seja excedida em certos instantes; a viabilidade dependerá da frequência com que isso ocorre; -para certos processos, esta opção pode ter <i>heat rate</i> melhor que a opção 3 e é comparativamente uma melhor opção visto ser seu custo de investimento menor ou igual ao desta.

6	s3 r1	-dimensionada para pico de demanda térmica; -opera com entrega contínua de potência.	-opera com excesso de saída térmica em certos instantes, que pode ser perdido para a atmosfera ou usado para geração de energia em ciclo combinado; -se for usado o ciclo combinado, a economia será proporcional ao valor da energia elétrica gerada e ao investimento incremental na turbina a vapor; -se a energia elétrica gerada for maior que as necessidades do processo, o retorno monetário estará atrelado aos preços de exportação e incentivos; -quando a opção 6 for viável, as opções 8 e 9 também o poderão ser.
7	s3 r2e	-dimensionada para pico de demanda térmica; -opera segundo curva de demanda eletromecânica.	(o original não apresenta comentários)
8	s3 r2t	-dimensionada para pico de demanda térmica; -opera segundo curva de demanda térmica.	-não há excesso de calor e o <i>heat rate</i> será alto; -não é uma boa alternativa de ciclo combinado; -esta opção se beneficia da economia de escala além de ser afetada por preços de exportação se a saída elétrica exceder a demanda do processo.
9	s4 r1	-dimensionada para mínima demanda térmica; -opera com entrega contínua de potência.	-não produz excedentes térmicos; -não se beneficia da economia de escala; -é afetada por preços de exportação se a saída elétrica supera a demanda elétrica do processo; -é uma opção comparativamente melhor que a opção 8 quando o preço de exportação de energiasse torna insuficiente para compensar os custos marginais dos combustíveis.
10	s4r2e	-dimensionada para mínima demanda térmica; -opera segundo curva de demanda eletromecânica.	(o original não apresenta comentários)

O método proposto em Jackson,1988, para otimizar a escolha do sistema cogedor foi desenvolvido em uma planilha de cálculos. Usando perfis de demanda elétrica reais, fornecidos por clientes, ou resultados de discussões sobre estas curvas para incorporar futuras necessidades da planta, e uma taxa (potência/calor) que acople a demanda térmica ao perfil elétrico, perfis "idealizados" térmicos e elétricos podem ser obtidos, tendo por relação entre os perfis ideal e real a área sob as curvas.

Birur e Lee, 1988, apresentam um sistema especialista para auxiliar na seleção do sistema cogedor. O mesmo é baseado em respostas técnicas sobre as aplicações, cargas térmicas e elétricas, custos de operação e taxas de geração de energia elétrica, e em uma base de conhecimento para fazer recomendações sobre as tecnologias candidatas que apresentam maior potencial para a escolha final.

3.2.2 Otimização da operação de centrais de co-geração

A técnica de otimização da operação mais largamente utilizada, ainda que não a única, é a Programação Linear.

Bouilloud, 1969, apresenta uma formulação linear para determinar a capacidade da produção de vapor em caldeiras a serem instaladas em uma planta de processo. A configuração proposta é fixa, baseada no ciclo Rankine, contando com quatro níveis de pressão, o último de condensação.

Stoecker, 1971, analisa a partição de vapor entre os níveis de média e baixa pressão em uma turbina de extração a partir da formulação linear; o objetivo é maximizar o benefício total para a central de co-geração considerando por restrições as combinações permissíveis das taxas de extração.

Clark e Helmick, 1980, utilizam a programação linear para otimizar as variáveis chaves do processo, de modo a minimizar o custo líquido (ou maximizar o benefício líquido) em sistemas de distribuição de vapor. Na existência de mais de uma alternativa factível, o modelo determinará a configuração ótima, baseado na seleção entre acionamento motor por meios elétrico ou a vapor, e dimensionamento/seleção de superaquecedores e resfriadores de condensado opcionais.

Segundo esses autores, três funções objetivo típicas na otimização da operação de centrais de co-geração seriam:

- minimizar o consumo total de combustíveis;
- minimizar os custos totais de operação;
- minimizar os custos variáveis totais do sistema, que corresponde aos custos operacionais, de investimento e os retornos advindos do seu uso.

Bengiamin, 1983, apresenta uma análise de despacho econômico para a operação de centrais de co-geração com demanda térmica e compra parcial de eletricidade à rede pública. O objetivo perseguido no trabalho é dividir a carga entre as unidades de geração da planta de geração e a rede pública de modo a se obter um compromisso ótimo em termos econômicos, ao mesmo tempo em que a demanda térmica do processo é satisfeita. A estratégia de otimização não fica, contudo, clara uma vez que não é mencionada.

Jenkins e Fietz, 1985, avaliam quatro estratégias para otimização da escolha das variáveis de operação de uma central de co-geração considerando o custo total da energia usada para as demandas térmica e elétrica do processo e a variação da eficiência de conversão das unidades de geração de acordo com as oscilações de carga. Para tanto, uma configuração típica foi estabelecida (ciclo Rankine simples, com uma turbina de condensação/extração) com a ressalva de ser possível utilizar-se configurações que incorporem unidades a gás. As estratégias consideradas foram: otimização não-linear via gradiente reduzido, heurísticas para alocação sequencial das variáveis e para alocação da geração local para as demandas máximas conhecidas, e programação linear, sendo as duas últimas consideradas efetivas.

Numa linha de trabalho voltado à otimização da capacidade individual de unidades, a metodologia proposta por Fawkes e Jacques, 1986, procura otimizar as quantidades de energia a serem geradas na central de co-geração, bem como de combustível consumido, de modo a maximizar os excedentes; para tanto, se utiliza de programação linear.

Puttgen e Macgregor, 1989, apresentam um modelo linear para determinar a política operacional ótima de uma central de co-geração quando o mercado se encontra aberto a uma política de preços diferenciada por períodos de horas (*spot pricing*). A função objetivo a ser maximizada é o benefício líquido.

A técnica proposta por Tomsic e Al-Mansour, 1989, para a otimização da operação de centrais de co-geração em indústrias é baseada em análise de simulação, em que se investiga a influência dos modos de operação na economia da geração.

Gustafsson e Karlsson, 1991, se utilizam do modelo linear para otimizar uma central de co-geração conectada a uma unidade de aquecimento distrital, procurando encontrar a combinação ótima entre produção e compra de eletricidade da rede pública, associada à produção de calor para calefação. A solução ótima é caracterizada pelo menor custo operacional alcançado no período de um ano.

Moleshi *et al*, 1991, desenvolvem através de modelo linear a otimização da operação de curto prazo em um sistema com diversas centrais de co-geração de um grande complexo industrial; tendo por objetivo minimizar os custos totais dos combustíveis utilizados, bem como de água, no período de 24 horas. A solução proposta é baseada na otimização coordenada dos sistemas térmico e elétrico.

3.2.3 Otimização da expansão de centrais de co-geração

Na expansão de centrais de co-geração, a programação inteira mista tem se revelado uma ferramenta poderosa para o auxílio das análises.

Em Cavalieri *et al*, 1972, se encontra a proposição de programação inteira para a investigação da capacidade de expansão de uma planta de geração térmica em uma indústria de papel que pretende instalar novas máquinas, de tal modo que sejam propostas alternativas que cubram o consumo crescente de energia da forma mais econômica. Os autores alertam, nas considerações de escolha das alternativas, a necessidade de não se considerar apenas o aspecto econômico, mas também a confiabilidade e flexibilidade operacionais, assim como a capacidade de reserva do sistema.

Grossmann e Santibanez, 1980, estudam a possibilidade de atender às demandas térmicas de alta, média e baixa pressão de um processo industrial considerando quatro diferentes opções de caldeiras no primeiro nível, três no segundo e uma caldeira no terceiro nível, bem como economizadores e unidades de redução de pressão. A vazão total enviada ao *header* de alta pressão é utilizada em turbinas a vapor para a geração de energia elétrica, e podem ser de condensação pura ou com extrações (uma no nível de média e outra no de baixa pressão); o *header* de média pressão alimenta turbinas de contrapressão e economizadores e o de baixa pressão trocadores de calor. A seleção de uma configuração ótima via programação inteira elimina grande parte desses componentes.

Stacy e Gaines, 1981, formulam o problema de otimização da central de co-geração para seu uso *on* e *off-line*. Um exemplo de aplicação é a proposta de modificação no processo, o que cria a necessidade de se rever o comportamento da planta de geração. A configuração proposta apresenta cinco caldeiras convencionais e quatro de recuperação, bem como 42 turbinas a vapor acopladas a geradores elétricos.

Nath e Holliday, 1985, aplicam programação inteira em uma planta de processo químico de modo a determinar a política de operação mais adequada do ponto de vista da minimização de custos e da satisfação das demandas energéticas, bem como das exigências contratuais de suprimento energético da rede pública; a técnica se presta a determinar a condição ligada/desligada e o nível operacional de cada equipamento da configuração, bem como o volume de combustíveis e eletricidade a serem comprados.

Horii *et al*, 1987, se propõem a determinar a configuração ótima dos equipamentos de uma central de co-geração a partir da programação inteira considerando a política operacional ótima da planta para as demandas anuais de eletricidade e calor de processo, dadas *a priori*. Baseado no método do custo anual, a economicidade de longo prazo da planta é avaliada pelos custos anuais totais, que é a função objetivo a ser minimizada. Ademais, apresenta índices de custos de investimento, curvas de geração de energia

térmica e elétrica contra consumo de combustível para três tipos de turbinas a gás e dois tipos de caldeiras.

Nessa mesma linha está o trabalho de Ehmke,1990, que procura otimizar a capacidade ótima dos equipamentos a serem empregados nas centrais de co-geração, e que utiliza programação inteira, incorporando os custos de investimento para compra e manutenção de um número arbitrário de elementos da central, na função objetivo do modelo, para comandar o acionamento ou desligamento dos mesmos.

Ito *et al*,1990, investiga a influência do custo dos combustíveis em uma central de co-geração baseada em ciclo Brayton a partir de técnica inteira. Uma política operacional para cada equipamento é determinada de modo a minimizar os custos operacionais; o objetivo é minimizar o custo operacional horário.

Gustafsson,1992, apresenta um formulação inteira mista para otimizar o uso de eletricidade produzida e comprada à rede pública, dos combustíveis e a implantação de medidas de conservação de energia no sistema de aquecimento distrital de uma cidade.

3.2.4 Otimização da operação e expansão de centrais de co-geração com uso de grafos

Redes de grafos podem ser aplicadas com sucesso na otimização de centrais de co-geração, como o provam as referências apresentadas a seguir.

Chinneck e Chandrashekar,1984, ressaltam vantagens na aplicação de redes de grafos comparativamente à programação linear no que tange ao esforço computacional e à facilidade de solução do problema, uma vez efetuada a descrição do sistema e estabelecidas suas interconexões. Ressalta também que o objetivo do modelo de grafos enquanto otimização da operação é determinar a taxa ótima a que devem ser operados os componentes da central de co-geração, e enquanto a síntese é selecionar, interconectar e dimensionar a capacidade dos componentes do sistema energético do modelo otimizado. A função objetivo compreende a minimização da perda exérgica ao longo dos componentes da central.

Utilizando também o conceito de grafo, porém com extensão para o caso em que ocorre ganho ao longo dos arcos (tal como na realidade ocorre em sistemas de conversão de energia), Farghal *et al*,1987, apresentam um estudo sobre a operação otimizada de central de co-geração conectada com a rede pública e dispendo de centros auxiliares para geração de vapor. O objetivo principal é dividir as demandas térmica e elétrica entre a rede pública e a geração interna (central de co-geração + centros auxiliares) de modo a minimizar o custo total.

Nessa mesma referência existe uma citação explícita da possibilidade do tratamento multiobjetivo do planejamento de centrais de co-geração, que não é, contudo, desenvolvida com base em quaisquer métodos multiobjetivos.

3.3 Natureza Multiobjetiva do Projeto de Centrais de Co-geração

A partir da constatação das demandas por energia térmica e eletromecânica em um processo, e considerando-se que uma política tarifária adequada seja vigente, criando interesse pela prática da co-geração, faz-se necessário associar o mesmo a uma central térmica.

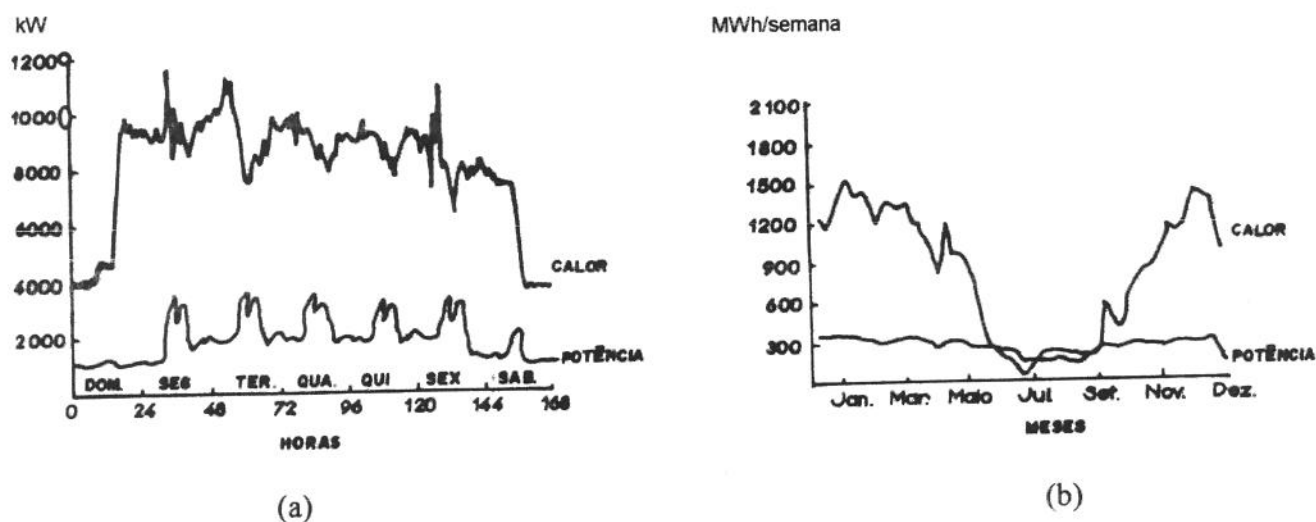
A revisão apresentada no item anterior permitiu visualizar que, dentre as metodologias apresentadas com o intuito de dimensionar a capacidade individual das máquinas que compõem uma central de co-geração, normalmente a otimização se faz às custas de um único objetivo (minimização dos custos de investimento, operação e manutenção e maximização do retorno obtido pela venda de excedentes).

Outra constatação que pode ser abstraída dessa revisão é o fato de as configurações serem especificadas *a priori* e analisado o seu comportamento durante a operação de modo a otimizá-lo. Não se encontrou publicações referentes a propostas metodológicas que procurem otimizar mais de um objetivo, que como se verá a seguir são por vezes conflitantes, ao mesmo tempo que permitam alterações na configuração inicial de tal modo a adequá-la à realidade do empreendedor (no caso, o "candidato" a futuro cogrador).

Para que seja constatado o caráter multiobjetivo do projeto de uma central de co-geração, far-se-á um exemplo que admite como critérios de projeto o custo do investimento, a probabilidade de falha dos componentes propostos e o nível de excedentes de energia elétrica esperado.

Considere as curvas de demanda térmica e eletromecânica apresentadas nas figuras 3.a e 3.b. Elas representam as condições de demanda para um certo processo industrial já em operação e que deverá ser integrado a uma central de co-geração.

Com base nestas informações, é possível compor-se um tabela com valores que representam a razão entre as demandas eletromecânica e térmica (Tabela 3.2).



Fonte: Rodriguez e Cavanna, 1979.

Figura 3.1 Perfis da demanda em processo industrial: (a) em base diária (mês Março); (b) em base mensal.

TABELA 3.2 VARIAÇÃO ANUAL DA RAZÃO DE DEMANDA (POTÊNCIA/CALOR)

JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0.27	0.33	0.22	0.34	0.32	1.10	1.00	0.80	1.00	0.40	0.38	0.23

Como a razão entre as demandas varia consideravelmente ao longo do ano, e com base no fato de os ciclos térmicos disponíveis apresentarem sua faixa de produção conforme apresentado na Tabela 2.1 do capítulo anterior, os ciclos Rankine com turbinas a vapor de condensação e extração juntamente com o Combinado se revelam alternativas interessantes, numa primeira análise.

A decisão final por um ciclo e configuração poderá ser alterada, caso sejam adotadas estratégias de acompanhamento da curva térmica, com atendimento integral dessa demanda ao longo do ano pela central de co-geração, ou outras como atendimento da demanda eletromecânica ou atendimento parcial da demanda térmica com suplementação por caldeiras auxiliares.

Para simplicidade dessa análise, considere que fazem parte das configurações propostas apenas as máquinas referentes ao ciclo Rankine; a configuração 1 será composta por duas turbinas a vapor de contrapressão de 5 MW, a configuração 2 por quatro turbinas de contrapressão de 2.5 MW e a configuração 3 por quatro turbinas de condensação/extração de 2.5 MW; cada proposta apresenta apenas uma caldeira a vapor convencional. A Tabela 3.3 apresenta valores referentes aos três projetos.

TABELA 3.3 VALORES APURADOS PARA AS ARQUITETURAS ESCOLHIDAS PARA ATENDEREM AS CURVAS DE DEMANDA DA FIGURA 3.1

tipo de turbina a vapor	contrapressão	contrapressão	condensação
número e capacidade (MW)	2 x 5.0	4 x 2.5	4 x 2.5
custo de investimento (US\$/MW)	538.00	575.00	1000.00
Prob. de Falha (LOLP) (h/a)	4.01	1.54	1.54
excedente esperado (MW/ano)	36.55	36.55	882.25

Observe que a escolha dentre as alternativas apresentadas poderá favorecer a um dos critérios em detrimento dos demais; é certo que muito dificilmente será obtida uma solução de compromisso entre as variáveis que se apresente ótima com relação a todos os critérios individualmente.

Com base nos valores apurados para essas propostas, poderá ocorrer de as mesmas não serem do agrado do empreendedor, requerendo a pesquisa de novas configurações. Uma proposta metodológica que considere as múltiplas variáveis do projeto, da operação e expansão desses sistemas, e que permita uma avaliação interativa com a possibilidade de relaxar ou ajustar os limites das mesmas na busca de uma solução ótima do ponto de vista do empreendedor ou da concessionária, é a proposta dessa tese.

3.4 Abordagem Multiobjetiva de Projeto, Operação e Expansão de Centrais de Co-Geração

Uma análise dos diferentes modelos apresentados na revisão anterior permite visualizar que os modelos de otimização até então utilizados têm características monobjetivas.

Nesses casos, a solução ótima procura minimizar os custos referentes ao investimento da central de co-geração, manutenção e operação, juntamente com os recursos relativos ao retorno monetário da venda dos excedentes de energia, que devem ser maximizados.

As restrições variam caso a caso, mas apresentam como quesito comum paridade térmica, um fato compreensível, uma vez que o mercado de venda do vapor (energia térmica) é bem menos atuante que o da energia elétrica; desse modo, a proposta multiobjetiva ora formulada apresenta por estratégia de operação o atendimento da demanda térmica.

Uma outra observação que pode ser feita é o fato das configurações serem propostas de antemão, quanto a tipo, capacidade e quantidade de máquinas, com base em critérios técnicos.

O otimização da operação de uma central de co-geração deve ser feita com base em configurações existentes, isto é, uma vez definida a central, suas máquinas em número e capacidade, deseja-se operá-la de modo a potencializar sua utilização. Pela ótica do pré-dimensionamento (síntese), a otimização da operação de uma central de co-geração passa a ser um elemento posterior e complementar; nesse caso, as configurações não se encontram definidas *a priori*, a escolha de uma ou outra máquina deve ser feita com base em critérios diversos, por vezes conflitantes, que conduzem a uma análise multiobjetivo.

Apresenta-se a seguir uma proposta metodológica para o pré-dimensionamento de centrais de co-geração, a qual permite sejam assumidas diferentes estruturas de geração termelétrica na fase inicial de expansão, sob o crivo de múltiplos objetivos, para a definição de uma configuração básica (escolha do ciclo térmico). Com base nesse resultado, é analisada a fase final de expansão, também multiobjetiva, que irá conduzir à configuração final da central (Tipo, Capacidade e Quantidade de máquinas).

i. Análise inicial de expansão

A análise inicial de expansão deve ser realizada de acordo com um perfil de demanda das energias térmica e elétrica da empresa que pretende praticar a co-geração, expressa por curvas de carga mensais ou anuais, relativas ao período em que se firma o contrato.

Os contratos de longo prazo para venda de energia cogenerada são estabelecidos para um mínimo de 10 anos (CESP,1990); como os valores das cargas futuras são desconhecidas, algumas considerações devem ser estabelecidas para auxiliar o pré-dimensionamento da central de co-geração.

Os valores anuais a serem considerados nesta análise podem ser obtidos mediante utilização de valores colhidos do histórico passado do consumo de energia para o processo em estudo; tal aproximação prescinde da premissa de que nenhuma alteração tecnológica e/ou institucional significativa será implantada no período considerado, de tal sorte que o passado possa auxiliar a projetar a condição futura. Modelos de incerteza podem ser utilizados sobre tais dados garantindo-lhes maior confiabilidade (Balestieri,1990).

Outro recurso seria a análise da conjuntura econômica e das metas da empresa para que a curva esperada fosse projetada para os próximos anos; fixando-se certos condicionantes básicos (níveis de produção desejáveis para certos produtos, conquista de novos mercados, expansão do parque fabril,

terceirização de certas atividades, etc) é possível que uma boa estimativa de demanda por energia seja fixada. Cabem aqui os recursos da análise econométrica e dos modelos de incerteza para auxílio nas projeções, bem como o balizamento de pesquisas de tendências sócio-culturais.

A análise de expansão deverá gerar as configurações básicas do período de anos em estudo, quando submetidos os valores anuais ao Modelo Multiobjetivo. Desse modo, e com base nos critérios adotados pelo decisor para a avaliação dos objetivos considerados, é possível imaginar-se uma situação em que a central de co-geração deva ser projetada com ciclo a gás para operar nos quatro primeiros anos, e a partir daí seja-lhe acrescentada unidades a vapor. A partir desta constatação, e por meio de uma análise econômico-financeira, são reveladas as oportunidades para os investimentos escalonados de implantação e ampliação da central de co-geração.

ii. Análise final de expansão

Com base na configuração básica estipulada, a análise de operação será realizada para períodos mensais, correspondentes aos anos da análise de expansão, ou diários e irá especificar a configuração final de cada etapa do período anual analisado, pela definição de conjuntos TCQ (Tipo de equipamento / Capacidade de geração / Quantidade de máquinas).

A composição dos conjuntos TCQ é feita mediante a aplicação dos critérios de projeto já adotados na análise de expansão ao Modelo Multiobjetivo, que nesse caso apresenta diversas opções de geração térmica e elétrica para os diversos níveis de pressão considerados no Módulo de Projeto.

Desse modo, para o exemplo anterior, a configuração final dos quatro anos iniciais irá contemplar um conjunto TCQ para unidades a gás, e um novo conjunto TCQ, que incorpora o conjunto anterior e lhe acrescenta novos componentes, deverá ser apresentado para a constituição do ciclo combinado.

A metodologia proposta emprega programação multiobjetivo interativa, associada a grafos generalizados inteiros, cuja formulação matemática será apresentada no Capítulo 4.

A formulação multiobjetiva interativa foi escolhida, em detrimento das demais técnicas multicritério, por permitir que o processo de modificação da configuração da central de co-geração se faça passo-a-passo, em cada nível de análise, a partir do comportamento observado nas funções objetivo.

O uso de grafos generalizados permite um equacionamento real da rede de fluxos de um sistema termelétrico, uma vez que sua possibilidade de considerar ganhos nos arcos permite modelar, de forma simples e confiável, as transformações físico-química operadas no processo de queima dos combustíveis e transformação de água em vapor, a partir da troca térmica dos gases exaustos, em caldeiras e conjuntos turbina a gás-caldeira de recuperação.

A extensão inteira dos grafos generalizados apresenta aplicação tanto na análise inicial de expansão, em que se analisa a os custos de investimento na aquisição de novos equipamentos para a central de co-geração, quanto na análise final de expansão, onde as características operacionais de certos equipamentos demandam o uso dessa técnica para que bem se caracterize sua condição *on-off*.

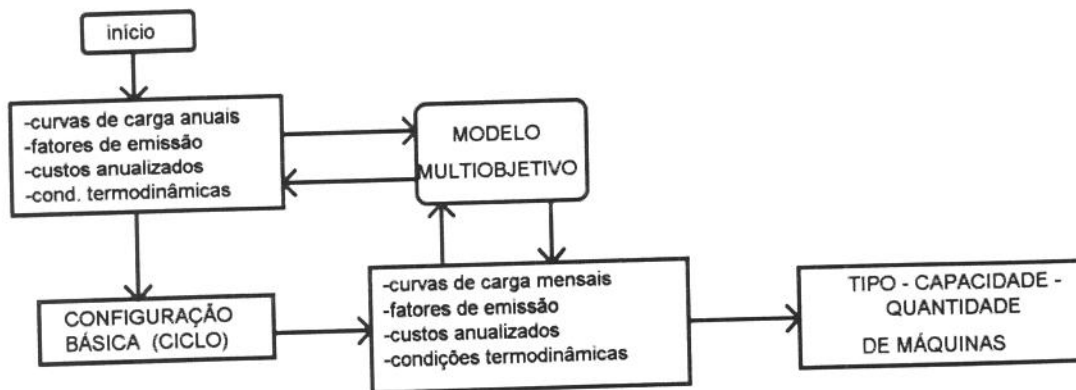


Figura 3.2 Encadeamento da proposta multiobjetiva para especificação de centrais de co-geração

3.5 Configurações Disponíveis no Módulo de Projeto

O Módulo de Projeto de Centrais de Co-geração (MPCC) se encontra organizado de modo a permitir a integração de centrais de co-geração a processos que apresentem até quatro diferentes níveis de pressão/temperatura.

Para facilitar o manuseio do Módulo, foram denominados como sendo de Alta (AP), Média (MP), Baixa Pressão (BP) e Condensação (CD) a esses níveis.

O Módulo é apresentado como uma planilha básica que contém um conjunto de máquinas térmicas, as quais podem ser escolhidas para a composição da configuração mais adequada a cada objetivo em análise. A distinção do mesmo para as fases inicial e final de expansão reside no fato de que no primeiro caso consideram-se fluxos unitários entre os diversos níveis, como se as máquinas apresentadas separadamente no Módulo de Projeto se encontrassem representadas por uma única, de capacidade igual à soma das que representa.

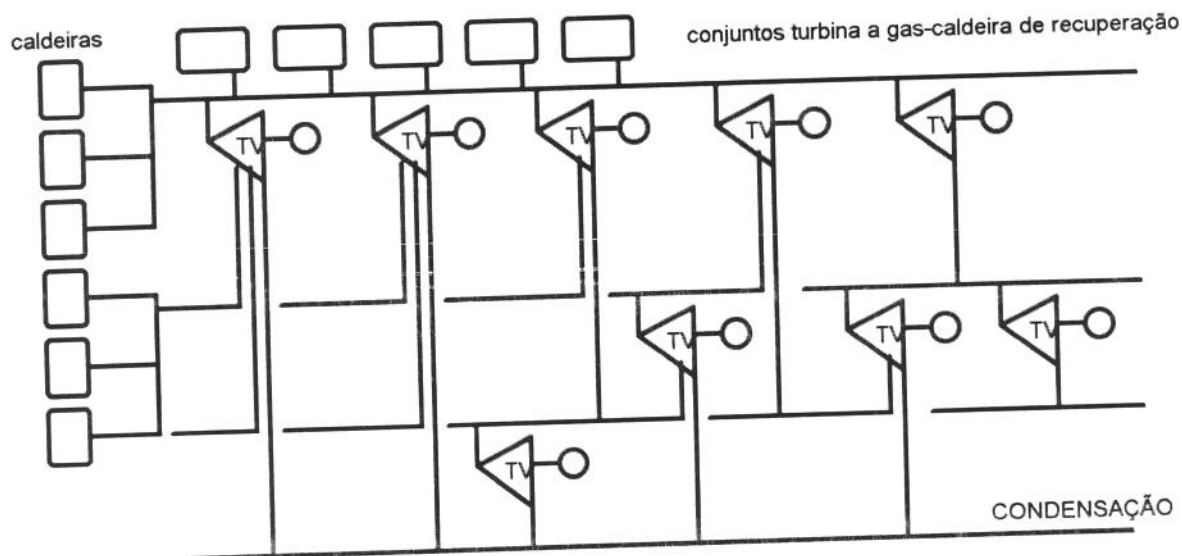


Figura 3.3 Módulo de Projeto de Centrais de Co-Geração (MPCC)

O nível AP representa o nível de geração, que pode ser atendido tanto pelas unidades geradoras de vapor convencionais (referentes ao ciclo Rankine) quanto pelas unidades geradoras de vapor de recuperação (referentes ao ciclo Brayton), ou pelas duas unidades ao mesmo tempo.

As unidades geradoras de vapor de recuperação contam com até cinco unidades, compostas de conjuntos completos turbina a gás-caldeira de recuperação, não se considerando, todavia, a possibilidade de equipamento suplementar de queima. As unidades geradoras de vapor convencionais contam com a possibilidade de se fazer incluir até três unidades no nível AP.

O nível MP recebe o aporte de até três caldeiras convencionais; essa possibilidade que o Módulo apresenta tem por objetivo permitir a avaliação da conservação de eventuais equipamentos já disponíveis na planta de processo, associados às demais alternativas possíveis de serem implantadas.

O Módulo de Projeto, tal como se apresenta nesta versão, permite o uso de combustíveis gasosos para alimentação das unidades a gás, e combustíveis líquidos ou sólidos nas caldeiras auxiliares de alta e média pressão, associadas ao ciclo a vapor.

Um total de nove turbinas a vapor são consideradas, para a análise da operação, entre os quatro níveis de pressão; as unidades 1,2,5 e 6 são de extração e condensação e as demais de extração e/ou contrapressão. É importante observar que, ainda que se apresente a possibilidade de contar com diferentes possibilidades de extrações, elas não necessariamente serão utilizadas, sendo que pela análise da operação dinâmica definir-se-á por sua inclusão ou não na configuração final da central de co-geração. Unindo os quatro níveis existem também válvulas reguladoras de pressão.

3.6 Comentários

Este capítulo procurou situar a questão do pré-dimensionamento de centrais de co-geração dentro do contexto de um conjunto de propostas metodológicas diversas.

A confrontação das metodologias analíticas expeditas com aquelas que visam a otimização, seja da operação, da expansão ou de ambas, permite vislumbrar cada linha de trabalho.

No caso das análises expeditas, o que se busca são soluções satisfatórias para o projeto de centrais de co-geração; inexistente a figura explícita dos objetivos, ainda que se aceite a universalidade do critério de máximo benefício líquido como inerente a todos eles. As configurações propostas são assumidas de acordo com critérios qualitativos, tal como capacitação tecnológica das indústrias de geração termelétrica a nível de manufatura e o grau de desenvolvimento tecnológico de certos componentes.

Os modelos de otimização, ainda que partindo igualmente de configurações fixas, buscam soluções otimizadas em relação ao critério de máximo benefício líquido - salvo a exceção em que se buscava a minimização das perdas exergéticas.

A proposta multiobjetiva apresentada se distingue das demais metodologias por perseguir soluções eficientes, visto que se considera mais de um critério e não faria sentido se falar em solução otimizada nesse caso. A possibilidade de se apresentar ao decisor configurações distintas (não-fixas *a priori*) é garantida pelo processamento em duas etapas de expansão. O modelo multiobjetivo proposto permite sejam incorporados critérios outros que aqueles apresentados no corpo desta tese.

CAPÍTULO 4

MODELO MULTI OBJETIVO PARA OTIMIZAÇÃO DE CENTRAIS DE CO-GERAÇÃO

4.1 Introdução

A abordagem multiobjetiva apresentada no Capítulo 3 se constitui em um modelo de apoio à decisão que integra três diferentes técnicas de programação matemática.

Os modelos de programação multiobjetivo e inteira-mista, assim como os grafos generalizados, foram escolhidos para comporem a metodologia de pré-dimensionamento de centrais de co-geração por algumas de suas características e devem se integrar de forma consistente para garantir a fidelidade nos resultados esperados.

Nesse capítulo são apresentadas individualmente cada um dos modelos que compõem a abordagem multiobjetiva aqui proposta, ressaltando-se os aspectos relevantes para sua aplicação conjunta, assim como possíveis vantagens de seu uso associado.

4.2 Modelos de Otimização

4.2.1 Introdução

Otimização é o processo pelo qual se conduz a solução de um certo problema a seus valores extremos (máximos ou mínimos). A pesquisa de valores ótimos de um problema representado por uma certa função pode empregar uma ou mais de uma técnica de programação e os resultados obtidos são soluções matemáticas.

Em Engenharia, como em qualquer outra área de conhecimento que empregue modelos de otimização, a transposição da solução matemática para a realidade é a fase crítica desse processo, que envolve grande conhecimento do fenômeno em estudo e seus parâmetros correlatos. No entanto, a prática tem demonstrado que a despeito dessas dificuldades, os resultados obtidos são compensadores.

Um problema de otimização que pretende maximizar uma certa função $z=f(\mathbf{x})$ é matematicamente representada por

$$\begin{aligned} \text{Max } z=f(\mathbf{x}) \\ \text{sujeito a } \mathbf{x} \in \mathfrak{F} \end{aligned}$$

onde o conjunto de equações representado por $\mathbf{x} \in \mathfrak{F}$ evidencia as restrições impostas do problema.

A função objetivo e restrições podem ser expressas tanto por meio de relações lineares quanto não-lineares. Quando lineares, a solução pode ser obtida a partir do *tableau* simplex ou por meio de grafos generalizados, tal como se empregou nesse trabalho.

Quando o problema considera apenas uma função objetivo, a otimização se dá no sentido de maximizá-lo (ou minimizá-lo) e a solução obtida para um certo conjunto de restrições será seu valor ótimo, expresso matematicamente por $\mathbf{x}^* \in \mathfrak{F} \mid f(\mathbf{x}^*) \geq f(\mathbf{x}), \forall \mathbf{x} \in \mathfrak{F}$.

Existem casos em que não mais se considera apenas uma função objetivo mas várias; nesses casos, não se pode argumentar em termos de uma solução ótima, uma vez que cada critério deve conduzir a solução para um ótimo particular. Para o exemplo da figura 4.1, o critério representado pelo vetor u tem por solução ótima o ponto A; o ponto B seria a solução ótima de v .

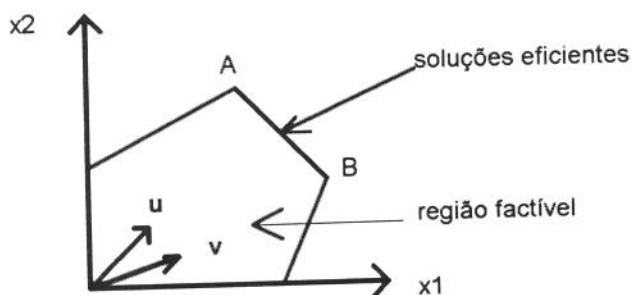


Figura 4.1 Representação gráfica de um problema multiobjetivo com dois critérios

A solução de consenso entre os dois objetivos deve estar situada no contexto das múltiplas soluções eficientes do segmento AB, onde o favorecimento de um objetivo implica na redução do outro.

A solução de um problema de multiobjetivo é eficiente se o vetor de objetivos é não-dominado, isto é, a solução é eficiente se não for possível movê-la no sentido de aumentar um dos objetivos sem que pelo menos um dos restantes venha a decrescer.

A formulação do problema envolve, portanto, um compromisso entre os objetivos conflitantes; para que se possa desenvolver um código computacional de apoio à decisão que auxilie na pesquisa da solução eficiente mais adequada a cada caso deve-se construir um modelo matemático suficientemente robusto, que represente com exatidão o problema real e que seja igualmente simples para a utilização prática.

O modelo multiobjetivo interativo apresentado no Capítulo 3 utiliza diferentes técnicas de programação matemática. Para que se esclareça posteriormente a vinculação entre as técnicas empregadas, são apresentadas informações básicas sobre cada uma, individualmente.

4.2.2 Grafos generalizados

Os grafos generalizados representam uma ampla classe de problemas de Programação Linear; essa classe inclui quaisquer problemas de programação linear cuja matriz de coeficientes tenha, no máximo, dois elementos não-nulos em cada coluna.

Um grafo generalizado $G[k,N]$ é um ente matemático formado por um conjunto de k arcos e N nós, onde a cada arco $k \in K$ se atribui um multiplicador (ganho) $w \in \mathfrak{R}$ e uma penalidade $c \in \mathfrak{R}$ decorrente de sua utilização. A figura 4.2 ilustra a representação de um grafo generalizado.

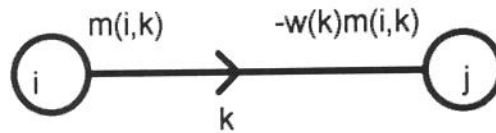


Figura 4.2 Representação de um Grafo Generalizado

Nos grafos generalizados, o multiplicador $w \in \mathfrak{R}$ pode assumir quaisquer valores reais não-nulos e está associado ao nó destino (j). Fisicamente, o multiplicador poderia representar a produtividade ou a eficiência de certos processos. Tal fato conduz a uma conclusão importante, de que a oferta total (fluxo que sai do nó origem) nos problemas de grafos generalizados não precisa necessariamente ser igual à demanda total (fluxo que chega ao nó destino).

No caso das centrais de co-geração, as transformações verificadas nos fluxos dos elementos energéticos (combustíveis, gases de exaustão e vapor) podem ser bem caracterizadas por grafos generalizados; o fluxo de combustível, após passar por um equipamento térmico de combustão, se converte em fluxo de vapor ou de gases exaustos, sendo que as quantidades desses novos elementos são proporcionais às taxas de conversão dos equipamentos empregados.

Para os conjuntos turbina a gás-caldeira de recuperação, o fluxo de combustível se converte inicialmente em fluxo de gases exaustos com efeito multiplicador (numa razão de cerca de 50 vezes) e a nova transformação destes em vapor ocorre com efeito redutor (cerca de 0.12 vezes) - vide Anexo 1.

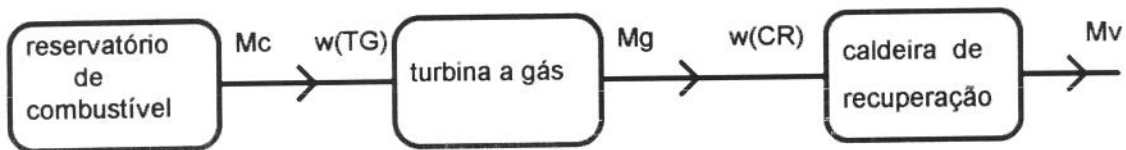


Figura 4.3 Representação esquemática de conjunto turbina a gás - caldeira de recuperação em grafos generalizados

O uso de grafos generalizados, nesse caso, se revela necessário pelo fato de ocorrerem ganhos nos arcos. A energia térmica, por exemplo, ao sair de um nó para outro, sofre os efeitos termodinâmicos da 1ª Lei e se converte parcialmente em outras formas de energia; para que fenômenos naturais como esse ou as perdas de carga nas linhas sejam representados, admite-se que a cada arco seja associado um multiplicador w tal que

$$m_j^k = -w^k m_i^k$$

onde m_i^k representa o fluxo que sai do nó i através do arco k e $-w^k m_i^k$ representa o fluxo que chega ao nó j através do arco k .

O problema de otimizar fluxos em grafos generalizados pode ser, então, definido por

$$\text{Min} \sum_{k \in K} c_k m_k \quad (4.1)$$

sujeito a

$$\sum_{k \in K_l^+} m_k - \sum_{k \in K_l^-} w_k m_k = b_l, l \in N$$

$$l_k \leq m_k \leq u_k$$

onde $K_l^+ \subset K$ e $K_l^- \subset K$ são respectivamente o conjunto dos arcos que saem e dos que chegam ao nó l , e b_l representa o recurso demandado do mesmo nó.

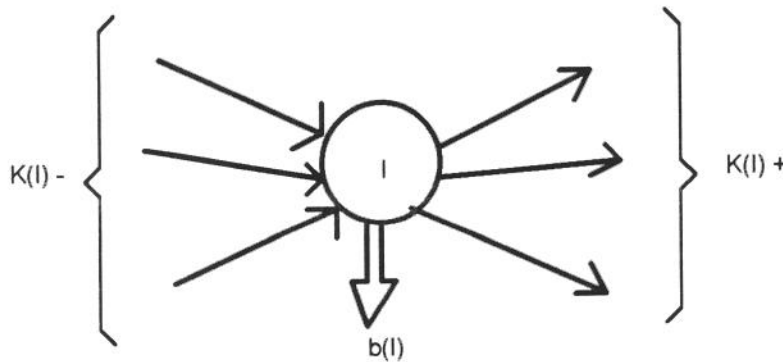


Figura 4.4 Representação esquemática do nó genérico l

A modelagem por grafos generalizados apresenta desempenho 50 vezes superior (em termos de tempo computacional) quando comparado às implementações comerciais do método Simplex para solução do problema linear (Glover *et al*, 1978), o que configura uma interessante vantagem quando a proposta de trabalho inclui redes de porte considerável.

Os algoritmos especializados para otimização dos fluxos aqui utilizados foram desenvolvidos em Correia, 1989, e recomenda-se reportar a esta referência para maiores esclarecimentos.

O código desenvolvido considera arcos canalizados, isto é, que possuem limites inferior e superior para a capacidade de fluxo. As restrições do problema (4.1) definem uma matriz de incidência generalizada A , associada ao grafo generalizado $G[k, N]$. A matriz A apresenta por particularidade conter no máximo dois elementos não-nulos em cada coluna.

A escolha do modelo multiobjetivo interativo deverá, portanto, passar por criteriosa avaliação de modo a preservar a estrutura da matriz de incidência generalizada, para garantir o emprego dessa técnica na solução do problema linear a que necessariamente o problema multiobjetivo será reduzido.

4.2.3 Modelos Inteiros

O problema linear contínuo não permite a expressão de restrições que são essenciais para a correta operação e expansão da central, como a incorporação de novos equipamentos que devam compô-la na pesquisa da configuração de consenso, na análise de um critério econômico.

Ao iniciar o processo de decisão e também após as repetidas intervenções do analista para indicar suas preferências entre diferentes configurações, o modelo multiobjetivo tem à sua disposição um número considerável de alternativas de diferentes custos fixos e variáveis que podem ser escolhidas para constarem da configuração de consenso; assim, algum artifício deve ser inserido na formulação multiobjetiva para ordenar a entrada dos novos equipamentos na configuração com base nas informações do analista.

Essa questão pode ser resolvida satisfatoriamente por meio da programação linear inteira, a partir de um modelo matemático misto, que inclui variáveis tanto contínuas quanto inteiras. Essas últimas são variáveis exclusivamente *booleanas*, ou seja, somente podem assumir os valores 0 e 1. Com esse algoritmo as restrições de ordem econômica podem ser formuladas rigorosamente e permitem ao modelo matemático refletir fielmente as condições reais da central de co-geração a ser construída.

O algoritmo de Branch-and-Bound foi aqui adotado para auxiliar no processo de escolha das variáveis que entram na base, ao longo do processo interativo. O método pode ser inicializado com todas as variáveis $\delta \in [0, 1]$ na posição relaxada e evoluir fixando uma nova variável a cada incremento de nível na árvore binária.

No nível 0 todas as componentes booleanas estão relaxadas. No nível 1, uma componente será fixada originando dois nós da árvore. No nível 2, uma nova componente será fixada originando quatro nós na árvore, que representam as combinações possíveis de fixação dessas duas variáveis. Seguindo esse procedimento obtém-se a árvore binária que representa todas as possibilidades de fixação de δ . A figura 4.5 ilustra o método, onde r indica variável relaxada.

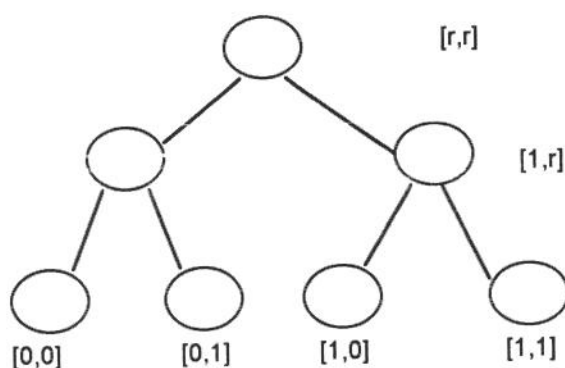


Figura 4.5 Árvore binária para δ com duas componentes

O procedimento de enumeração implícita deve ser capaz de avaliar a solução ótima para toda árvore binária sem a necessidade de percorrer cada um de seus nós. Isso se obtém a partir da sondagem dos nós (um nó está sondado quando não é necessário avaliar os seus descendentes na árvore binária).

O modelo Branch-and-Bound foi adaptado para a solução do presente problema de otimização (Garfinkel e Nemhauser, 1972). Esse método é composto de cinco operações básicas:

- Inicialização: o problema inicia com um conjunto de soluções para serem analisadas; admite-se que o limite superior do valor ótimo da função objetivo está disponível ($z_u = \text{infinito}$);

- *branching*: use alguma regra de ramificação para selecionar um dos subconjuntos remanescentes (por exemplo, os que não foram sondados ou particionados) e particione-os em dois ou mais subconjuntos de solução;

- *Bounding*: para cada novo subconjunto, obtenha um limite inferior z_l da função objetivo para as soluções factíveis do subconjunto;

- *Fathoming*: para cada novo subconjunto, exclua-o de posterior consideração se:

- (a) $z_l \geq z_u$;

- (b) o subconjunto não contiver soluções factíveis;

- (c) a melhor solução factível no subconjunto for identificada (z_l será sua função objetivo); se $z_l < z_u$, faça $z_l = z_u$, guarde essa solução como incumbente e reaplique a condição (a) para todos os subconjuntos remanescentes.

- Parada: pare o procedimento quando não houver mais nenhum subconjunto não-sondado; a solução incumbente é ótima; senão, retorne ao *branching*.

Pelo uso desse método, a solução ótima pode ser obtida de forma mais eficiente que aquela derivada da enumeração convencional, visto que cancela-se parcela considerável do esforço computacional.

4.2.4 Modelos Multiobjetivos

A pesquisa de soluções alternativas para diferentes problemas das ciências sociais, naturais, econômicas e engenharia apresentou, por décadas, as características da formulação monobjetiva, sujeita a um conjunto de restrições para sua otimização.

As últimas duas décadas tem registrado, no entanto, um crescente interesse pela consideração simultânea de múltiplos objetivos na análise e solução desses problemas.

Os modelos multiobjetivos se inserem dentro de um contexto moderno de planejamento, onde diferentes interesses que convergem para um certo problema - sejam eles conflitivos ou não - podem ser analisados simultaneamente à luz de um mesmo conjunto de restrições.

O conhecimento que advém do tratamento multiobjetivo de um problema - a percepção das tendências de cada objetivo e a maneira como se comportam num ambiente igualitário de competição - permite ao analista assumir posição de preferência entre os objetivos, assim como rapidamente rever suas posições em face de alterações no quadro apresentado para análise.

Dentre as diversas técnicas de tratamento dos problemas multiobjetivos foram avaliados dois métodos de carácter interativo para permitir a intervenção *on-line* do analista na expressão de suas preferências. Os métodos STEM e GDF foram analisados e tiveram suas características operacionais comparadas para uma possível associação às estruturas de programação inteira-mista e grafos generalizados.

(a) Método STEM

O algoritmo STEM (*STEP Method*) é uma das propostas metodológicas de carácter interativo analisadas; como os demais métodos existentes para esta classe de problemas, o modelo STEM tende a convergir para a solução mais favorável em cerca de k iterações, onde k representa o número de objetivos considerados (Steuer, 1986).

O algoritmo STEM é um método de redução da região factível para solução de problemas multiobjetivos; foi proposto em 1971 por Benayon, de Montgolfier, Tergny e Laritchev. Nesse modelo cabe a seguinte formulação:

$$\begin{aligned} & \text{Max } (\mathbf{c}^1 \mathbf{x}) = z_1 \\ & \text{Max } (\mathbf{c}^2 \mathbf{x}) = z_2 \\ & \quad \dots \\ & \text{Max } (\mathbf{c}^n \mathbf{x}) = z_n \\ & \text{sujeito a } \mathbf{x} \in \mathfrak{F} \end{aligned} \tag{P1}$$

onde todos os objetivos estão limitados em \mathfrak{F} ; o modelo STEM fornece um conjunto eficiente de resultados para os critérios considerados, com base na comparação, em cada iteração na região factível, do ponto onde o vetor critério ponderado por uma norma L_∞ se aproxima do vetor de critérios ideais, $\mathbf{z}^* \in \mathfrak{R}$.

Passo a passo, o algoritmo STEM pode ser sumarizado como segue (Steuer, 1986):

Passo 1.- otimização individual de cada função objetivo, com construção de uma tabela *payoff* para obter-se o vetor de critérios ideais $\mathbf{z}^* \in \mathfrak{R}$, cuja forma é dada de acordo com a Tabela 5.1.

Tabela 5.1 Exemplificação de uma Tabela *Payoff*

z_1^*	z_{12}	...	z_{1k}
z_{21}	z_2^*	...	z_{2k}
		...	
z_{k1}	z_{k2}	...	z_k^*

As linhas são vetores critérios resultantes da otimização individual de cada objetivo e os valores \mathbf{z}^* na diagonal principal constituem o vetor critério ideal.

Passo 2.- zerar o contador de iterações ($h=0$); atribuir a f_i o menor valor da i -ésima coluna da tabela *payoff*; para cada coluna, calcular os termos

$$\pi_i = [(z_i^* - f_i) / z_i^*] * [\sum_{j=1}^k (c_{ij})^2]^{-0.5} \quad \text{quando } z_i^* > 0$$

$$\pi_i = [(f_i - z_i^*) / f_i] * [\sum_{j=1}^k (c_{ij})^2]^{-0.5} \quad \text{quando } z_i^* \leq 0$$

O propósito do primeiro termo é trocar o peso dos objetivos pelas maiores faixas relativas; o segundo termo normaliza os gradientes das funções objetivo (com norma quadrática).

Passo 3.- Fazer $\mathfrak{I}^1 = \mathfrak{I}$ e o índice $\mathbf{J}^* = \emptyset$; $\mathfrak{I}^1 = \mathfrak{I}$ significa que se inicia o algoritmo com a região factível original (não reduzida) e $\mathbf{J}^* = \emptyset$ designa os valores dos critérios que serão relaxados na próxima iteração para permitir maior distinção dos demais; \mathbf{J}^* está vazio inicialmente porque soluções não foram ainda gerados para serem relaxadas.

Passo 4.- Fazer $h=h+1$; calcular os pesos

$$\lambda_i(\mathbf{h}) = 0 \quad \text{se } i \in \mathbf{J}^*$$

$$\lambda_i(\mathbf{h}) = \pi_i / \sum_{j=1}^{nK} \pi_j \quad \text{se } i \notin \mathbf{J}^*$$

Esses pesos são ponderados pela métrica de Tchebycheff

$$|z_i^* - z|^{(\lambda_i(\mathbf{h}))} = \max \{ \lambda_i(\mathbf{h}) | z_i^* - z_i \}$$

na primeira iteração, $\lambda_i(\mathbf{h})$ vale 1 e nas subsequentes é menor que 1 porque \mathbf{J}^* não é vazio.

Passo 5.- resolver o problema min/max ponderado

Min $\{\alpha\}$

sujeito a

$$\alpha \geq \lambda_i(\mathbf{h}) * (z_i^* - \mathbf{c}^i \mathbf{x}) \quad 1 \leq i \leq nK \quad (\mathbf{P2})$$

$$\mathbf{x} \in \mathfrak{I}^h$$

$$0 \leq \alpha \in \mathfrak{R}$$

no espaço de decisão da solução \mathbf{x}^h . Nesse passo, resolve-se para o ponto na região factível \mathfrak{I}^h cujo vetor critério está mais próximo de \mathbf{z}^* , de acordo com a métrica ponderada de Tchebycheff definida por $\lambda(\mathbf{h}) \in \mathfrak{R}^k$.

Passo 6.- fazer $z^h = z(x^h)$; comparar z^h com z^* . A idéia que está por trás desse passo é que z^* é um ponto de boa referência para verificar a qualidade do vetor critério candidato.

Passo 7.- se todos os componentes de z^h são satisfatórios, assuma $[z^h, x^h]$ como solução final, se não vá para o Passo 8.

Todas as soluções obtidas são eficientes, porém umas são mais satisfatórias que outras; o que permite que novas iterações sejam feitas e a situação melhorada por novas transações entre objetivos.

Passo 8.- especifique o conjunto J^* de valores critérios a serem relaxados e especifique os valores de $\Delta_j, j \in J^*$ pelos quais devem ser relaxados. Para cada componente j que o decisor deseja alcançar certos limites, especificam-se valores Δ_j de relaxação (a quantidade máxima de z_j que se deseja sacrificar).

Passo 9.- forme a região factível reduzida

$$\mathfrak{F}^{h+1} = x \in \mathfrak{F} | c^j x \geq z_j(x^h) - \Delta_j \text{ se } j \in J^*$$

$$\mathfrak{F}^{h+1} = x \in \mathfrak{F} | c^j x \geq z_j(x^h) \quad \text{se } j \notin J^*$$

retorne ao Passo 4. A figura 4.4 apresenta o algoritmo do Método STEM.

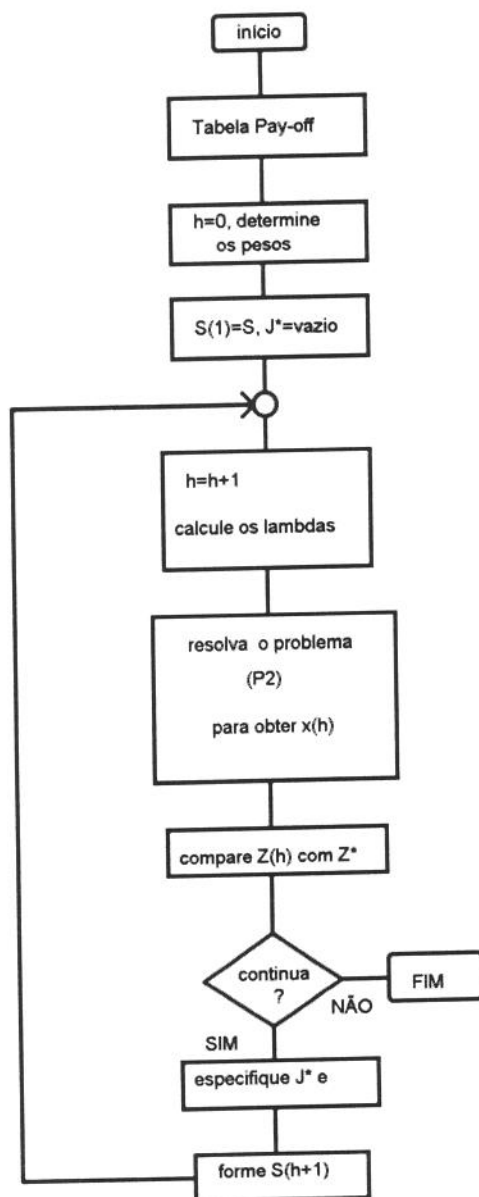


Figura 4.4 - Algoritmo do Modelo Multiobjetivo Interativo STEM

(b) Método GDF

O modelo GDF é devido a Geoffrion, Dyer e Feinberg, e foi apresentado em 1972. Considere que os critérios considerados se encontrem expressos em p funções objetivo; fazendo

$$z=[z_1(\mathbf{x}), z_2(\mathbf{x}), \dots, z_p(\mathbf{x})]$$

o problema multiobjetivo P1 se torna um problema monobjetivo P3, descrito matematicamente por

$$\begin{aligned} & \text{Min } u[z(\mathbf{x})] \\ & \text{sujeito a } \mathbf{x} \in \mathcal{J} \end{aligned} \quad (\text{P3})$$

Nas situações em que a função utilidade do decisor $u[\mathbf{z}(\mathbf{x})]$ não é conhecida explicitamente, o problema P3 não pode ser resolvido diretamente; sua solução é obtida a partir de uma série de aproximações lineares (em geral, o algoritmo Frank-Wolfe) e por meio de interações com o decisor. Para que o problema converja para uma solução, $u[\mathbf{z}(\mathbf{x})]$ deve ser convexa e continuamente diferenciável, e \mathfrak{Z} deve ser convexo e compacto.

Basicamente, o modelo GDF segue o algoritmo de Frank-Wolfe, com a adição de interações com o decisor. Inicialmente, por meio de expansão em Série de Taylor, seja y a solução do problema P4, que apresenta as mesmas restrições de P3 porém com função objetivo que é uma aproximação linear de $\hat{u}(\mathbf{z})$ no ponto factível \mathbf{x}^k , $\hat{u}(y) = u[\mathbf{z}(\mathbf{x})] + \nabla_{\mathbf{x}}u[\mathbf{z}(\mathbf{x}^k)]^T(\mathbf{y}-\mathbf{x}^k)$. Desse modo resulta o problema direcional dado por

$$\begin{aligned} \text{Min } [\hat{u}(z)] &= u[\mathbf{z}(\mathbf{x})] + \nabla_{\mathbf{x}}u[\mathbf{z}(\mathbf{x}^k)]^T(\mathbf{y}-\mathbf{x}^k) \\ \text{sujeito a } \mathbf{x} &\in \mathfrak{Z} \end{aligned} \quad (\text{P4})$$

Sendo $u[\mathbf{z}(\mathbf{x}^k)]$ e $\nabla_{\mathbf{x}}u[\mathbf{z}(\mathbf{x}^k)]^T \mathbf{x}^k$ termos constantes, obtém-se uma versão equivalente e simplificada do subproblema direcional, P5, dada por

$$\begin{aligned} \text{Min } \nabla_{\mathbf{x}}u[\mathbf{z}(\mathbf{x}^k)]^T \mathbf{y} \\ \text{sujeito a } \mathbf{y} \in \mathfrak{Z} \end{aligned} \quad (\text{P5})$$

Assumindo \mathbf{y}^k como sendo a solução de P5, então $\mathbf{d}^k = \mathbf{y}^k - \mathbf{x}^k$

é uma boa direção na qual a função objetivo $u[\mathbf{z}(\mathbf{x})]$ será melhorada. A magnitude do deslocamento nessa direção pode ser definida pelo subproblema de distância, P6,

$$\begin{aligned} \text{Min } \{u[\mathbf{z}(\mathbf{x}^k + \mathbf{T}^k \mathbf{d}^k)]\} \\ \text{sujeito a } \mathbf{T}^k \geq 0 \\ \mathbf{T}^k \leq 1 \end{aligned} \quad (\text{P6})$$

cuja solução define \mathbf{T}^k , o que permite definir o novo ponto factível como

$$\mathbf{x}^{k-1} = \mathbf{x}^k + \mathbf{T}^k \mathbf{d}^k$$

Esse processo é repetido até que nenhum melhoramento seja verificado. A figura 4.5 apresenta o algoritmo GDF.

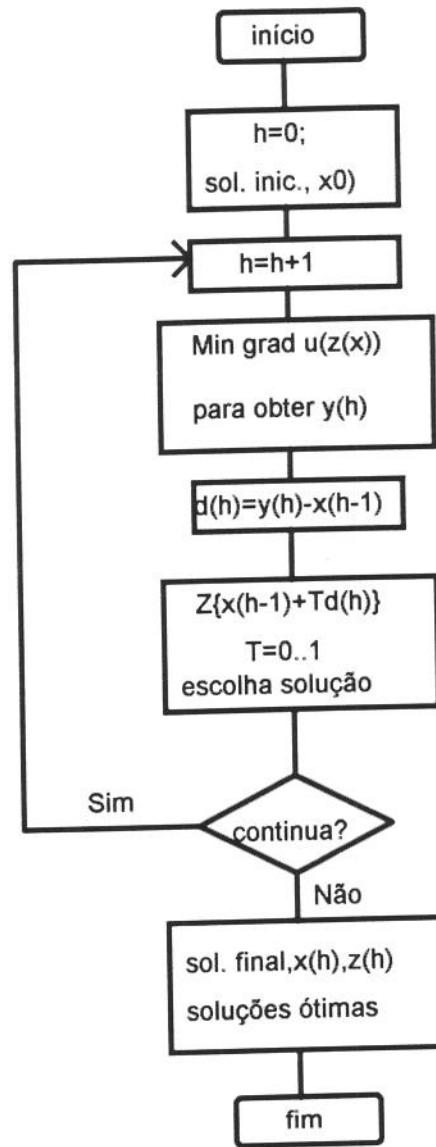


Figura 4.5 - Algoritmo do Modelo Multiobjetivo Interativo GDF

Com base nos modelos apresentados, é possível tecer-se os seguintes comentários quanto à aplicação dos mesmos na modelagem multiobjetiva para dimensionamento de centrais de co-geração:

- o modelo STEM apresenta uma versatilidade no processo recursivo de pesquisa da solução de compromisso entre os critérios considerados nas funções objetivo, porém o seu uso em grafos generalizados é dificultado pelo fato de, a cada iteração, novas restrições serem adicionadas à região factível (passos 5 e 9), o que descaracteriza a formulação por grafos; para esse caso, a alternativa seria a pesquisa do uso da Relaxação Lagrangeana para levantar a restrição da formulação por grafos, com conseqüente levantamento das faixas ideais para os multiplicadores;

- a necessidade de soluções factíveis iniciais é condição básica dos dois modelos. O modelo STEM calcula soluções ótimas individualmente para cada objetivo considerado para formar a tabela *payoff*, esse

recurso pode ser aplicado com vantagem no modelo GDF, sem acrescentar-lhe quaisquer restrições, permitindo conhecer-se as soluções ótimas individuais de cada critério;

- no modelo GDF não há redução da região factível, uma vez que a busca de novas soluções se faz através do algoritmo de Frank-Wolfe; com isso, não se incorre na inserção de restrições que descaracterizariam a formulação de grafos. A região factível original se mantém ao longo da solução do problema;

- Na Análise Inicial, apenas o vetor de penalidades deve variar para cada critério considerado, permanecendo os demais elementos dos grafos invariáveis; na Análise Final variam o vetor de penalidades e os multiplicadores dos arcos para cada critério considerado (de acordo com os resultados da Análise Inicial) e para a solução de consenso obtida na primeira etapa;

- a formulação é admitida linear, como o atestam os diversos trabalhos referenciados no capítulo 3, o que faz com que os gradientes das funções objetivo sejam os respectivos vetores de penalidades dos arcos (o vetor de penalidades no critério de emissão de poluentes equivaleria aos fatores de emissão, no critério termodinâmico equivaleria aos fatores de exergia, e assim por diante, conforme definidos no Capítulo 5 e nos Anexos 1 a 4);

Desse modo, optou-se pelo uso do modelo GDF tomando-se por base uma função utilidade que orientasse o afastamento da solução de compromisso em análise em relação à solução factível inicial; uma vez que as soluções ótimas individuais preconizadas no modelo STEM podem servir de balizadores na pesquisa da solução de compromisso incluiu-se seu cálculo no modelo computacional desenvolvido, o que permite partir-se de soluções básicas iniciais derivadas de quaisquer dos objetivos considerados.

4. 3 Encadeamento dos Modelos de Otimização

Uma vez apresentados os rudimentos acerca dos modelos que serão empregados na abordagem multiobjetiva proposta nesta tese, é preciso que se estabeleça a sequência com que as três técnicas deverão ser associadas.

O modelo multiobjetivo GDF corresponde à estrutura externa desse sistema. Como se observou no item anterior, qualquer solução ótima individual dos critérios considerados pode ser assumida como solução factível inicial do problema.

O código computacional desenvolvido está programado para assumir a solução do critério de máximo benefício líquido (critério econômico) para solução inicial pelo fato de ser este, no caso, o único a contar com variáveis inteiras. Desse modo, o modelo inteiro-misto passa a ocupar o envoltório interno, inicialmente para a pesquisa do ótimo individual do critério econômico, e posteriormente para a pesquisa da solução de consenso, a cada nova interação, visto que a matriz de incidência do problema multiobjetivo, por sua vez, incorpora a característica inteira da solução inicial.

A solução do subproblema direcional P5, no caso de variáveis com comportamento linear, pode ser obtida por meio de grafos generalizados, que ocupam desse modo a posição mais interna da lógica então desenvolvida. A figura 4.8 ilustra esquematicamente o encadeamento das técnicas.

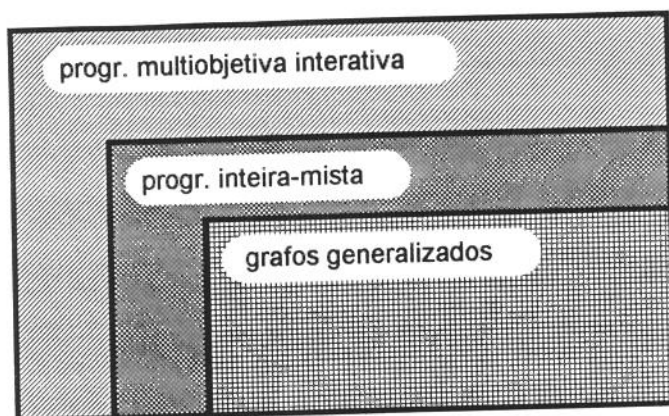


Figura 4.8 Representação esquemática do encadeamento lógico dos modelos de otimização empregados

4.4 Comentários

A abordagem multiobjetiva para planejamento de centrais de co-geração faz uso de três técnicas de programação matemática, que foram sumarizadas neste capítulo, assim como as bases para sua associação.

A decisão final pela utilização do método GDF se deveu à inexistência de restrições ao seu uso associado aos grafos generalizados, o que não invalida a possibilidade de se vir posteriormente a testar o emprego da técnica STEM associada a Relaxação Lagrangeana ou alterações no processo de geração de novas subregiões para o contexto dessa análise. A presença de elementos do método STEM na abordagem multiobjetiva proposta será observada no Capítulo 5 na apresentação de soluções ótimas individuais e das funções objetivo ideais que servem de balizamento para a definição de preferências pelo analista.

Diferentes critérios podem ser incorporados ao planejamento de centrais de co-geração. O Capítulo 5 apresenta os critérios que foram considerados neste estudo, assim como são apresentadas a formulação matemática referente às duas etapas preconizadas na abordagem multiobjetiva proposta e a caracterização dos mesmos em termos quantitativos.

CAPÍTULO 5

FORMULAÇÃO DO PROBLEMA MULTIOBJETIVO

5.1 Introdução

A atividade de Planejamento de Centrais de Co-Geração pode ser exercida com base em modelos multiobjetivos, tal como se apresentou nos capítulos anteriores.

A abordagem multiobjetiva para o planejamento de centrais de co-geração foi proposta em duas etapas, onde na primeira (Análise Inicial) definem-se o ciclo termodinâmico, os combustíveis a serem utilizados e os níveis entálpicos de aproveitamento para geração elétrica; na segunda etapa (Análise Final), refinam-se os resultados do passo anterior discriminando-se os tipos, as capacidades e a quantidade de cada equipamento ao nível de pré-dimensionamento da central de co-geração.

Para a escolha dos critérios que devem nortear o processo de definição da configuração a ser implementada foi considerada sua importância relativamente aos aspectos locais e globais de seus efeitos; assim, critérios de cunho tecnológico, econômico e ambiental foram definidos para comporem as funções objetivo do problema multiobjetivo.

São apresentados neste capítulo os critérios considerados e a formulação do problema de otimização nas etapas de análise Inicial e Final da abordagem multiobjetivo de planejamento de centrais de co-geração.

5.2 Formulação do Modelo de Otimização

A abordagem multiobjetivo para planejamento de centrais de co-geração admite que o fluxo de elementos energéticos (combustíveis, gases de combustão e vapor) constitui a variável de decisão do problema.

A formulação aqui apresentada considera a paridade térmica para estratégia de operação da central de co-geração, ainda que a metodologia permita o emprego das outras estratégias, visto ser esta a prática mais adequada no caso brasileiro. Desse modo, considera-se que o atendimento da demanda elétrica se fará de forma secundária, a partir dos níveis de geração alcançados pelo sistema.

O modelo de otimização considera para essa análise os seguintes critérios:

- **irreversibilidade**: o conceito de irreversibilidade está associado à 2ª Lei da Termodinâmica e o desenvolvimento da base teórica que conduz a respectiva função objetivo se encontra detalhado no Anexo 1.

A irreversibilidade total da central de co-geração deve ser minimizada a partir da pesquisa das possíveis combinações que conduzam ao ótimo individual desse critério; com base na irreversibilidade é possível captar as oportunidades de conservação de energia, bem como se refletir quanto ao uso energético de sistemas existentes comparativamente às configurações propostas por esse modelamento.

Matematicamente, o critério de mínima irreversibilidade se expressa por

$$\text{Min} \sum_{i=1}^k (\chi_i \Delta H_i) m_i$$

onde χ_i representa o fator de exergia,

ΔH_i representa a queda entálpica entre os níveis de aproveitamento de energia,

m_i representa a vazão mássica dos elementos energéticos.

- **Emissão de poluentes**: o critério de emissão de poluentes conta com três diferentes elementos, discriminados no Anexo 2 quanto ao seu processo de formação, equacionamento quantitativo, índices de emissão e limites técnicos para diferentes países:

* o CO₂ é um elemento responsável por efeitos globais; juntamente com o metano, atribui-se a ele um grande peso na ocorrência do efeito estufa (*greenhouse effect*);

* o SO_x resulta em efeitos locais, como as chuvas ácidas, sendo em geral computado em termos de dióxido de enxofre;

* o NO_x, também de efeitos locais, que apresenta complicantes no equacionamento por resultar da combinação de duas fontes, o NO_x térmico (devido à temperatura de chama) e o NO_x de constituição, que varia com o equipamento, tipo de combustível, características de vorticidade dadas ao combustível na queima, dentre outros, o que dificulta sua formulação.

Matematicamente, tais critérios se expressam por:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^2 \text{ECO}_{2,i} m_i$$

$$\text{Min} \sum_{i=1}^2 \text{ESO}_{2,i} m_i$$

$$\text{Min} \sum_{i=1}^2 \text{ENOX}_i m_i$$

onde ECO₂, ESO₂ e ENOX representam fatores de emissão correspondentes a diversos combustíveis. A formulação poderia incluir ainda os particulados, porém não se pode expressá-los satisfatoriamente para essa análise. A análise de emissões se faz apenas para os arcos referentes a combustíveis.

- **confiabilidade**: essa variável é analisada, no modelo multiobjetivo, com base no algoritmo do fluxo máximo, que procura impor às configurações propostas o mais amplo emprego de máquinas de geração elétrica que disputam entre si em igualdade de condições para comporem a solução de compromisso, sendo a probabilidade de perda de carga (LOLP) indiretamente mensurada. O Anexo 3 discute com maiores detalhes os modelos de cálculo do LOLP e os índices empregados nos diversos equipamentos presentes em centrais de geração termelétrica.

Matematicamente, a função objetivo para o critério de fluxo máximo pode ser expressa por:

$$\text{Max} \sum_{i=5}^k m_i$$

onde se considera apenas os arcos que representam equipamentos de geração elétrica.

- **econômico**: o critério econômico procura avaliar o máximo benefício líquido de cada configuração proposta, considerando os custos operacionais e de investimento, assim como as receitas advindas da venda de excedentes de energia elétrica às concessionárias; o Anexo 4 apresenta valores de custo dos ciclos e dos equipamentos, tanto de geração quanto de controle das emissões, bem como nele se discute a modelagem para a análise econômica realizada.

A expressão do máximo benefício líquido se expressa matematicamente por:

$$\text{Max} \sum_{i=5}^{nK} (pe_i * m_i) - \sum_{i=3}^5 (pu_i * m_i) - \sum (FIX / F) - M$$

onde a somatória positiva representa a receita da venda de energia elétrica excedente e os dois termos negativos expressam, respectivamente, as despesas operacionais por consumo de combustíveis e os custos fixos de investimento em equipamentos devidamente anualizados. Constam, ainda, dessa expressão, porcentagens relativas aos custos de Operação e Manutenção e provisionamentos para contingências, administração de obras, engenharia, e outros.

As restrições impostas ao problema multiobjetivo são distintas para a Análise Inicial e Final; em ambas as etapas, contudo, as restrições dizem respeito à conservação do fluxo mássico que chega e que sai de cada um dos nós dos grafos.

Seja a figura 5.1 representativa de uma central de co-geração na forma em que se realiza a Análise Inicial. Nela, os números apresentados sobre os arcos representam conjuntos de equipamentos, agrupados para facilidade de análise, conforme correspondência apresentada na Tabela 5.1.

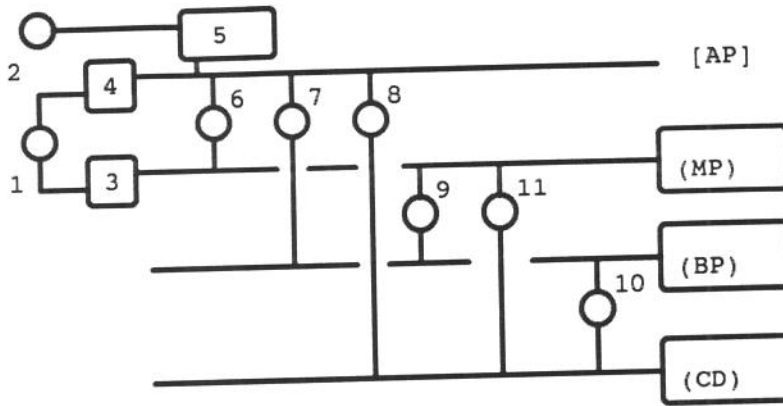


Figura 5.1 Representação esquemática de central de co-geração para Análise Inicial

TABELA 5.1 CORRESPONDÊNCIA ENTRE ARCOS E EQUIPAMENTOS NA REDE DE GRAFOS DA ANÁLISE INICIAL

Arcos	Grupos de Equipamentos
1	reservatório e dutos de óleo combustível
2	estação de compressão e dutos de gás natural
3	grupo de caldeiras de média pressão
4	grupo de caldeiras de alta pressão
5	grupo de conjuntos turbina a gás e caldeira de recuperação
6	grupo de turbinas a vapor conectando linhas de Alta e Média Pressões
7	grupo de turbinas a vapor conectando linhas de Alta e Baixa Pressões
8	grupo de turbinas a vapor conectando linhas de Alta Pressão e Condensação
9	grupo de turbinas a vapor conectando linhas de Média e Baixa Pressões
10	grupo de turbinas a vapor conectando linhas de Baixa Pressão e Condensação
11	grupo de turbinas a vapor conectando linhas de Média Pressão e Condensação

Em termos de grafos generalizados, uma rede de arcos e nós correspondente ao esquema proposto na figura 5.1 pode ser montada; a figura 5.2 ilustra a rede de grafos correspondente.

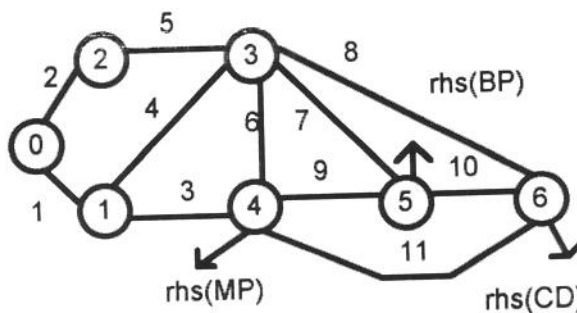


Figura 5.2 Rede de grafos correspondente ao esquema proposto na figura 5.1

Os números internos aos nós caracterizam os nós origem e destino de cada arco; o nó 0 é um artifício de programação e não apresenta qualquer significado físico.

As equações das restrições, obtidas pela conservação do fluxo mássico em cada nó, são apresentadas a seguir:

- restrições impostas à análise de expansão inicial

$$\begin{aligned}
 m_4 + m_3 - w^1 m_1 &= 0 && \{\text{nó 1}\} \\
 m_5 - w^2 m_2 &= 0 && \{\text{nó 2}\} \\
 m_6 + m_7 + m_8 - w^4 m_4 - w^5 m_5 &= 0 && \{\text{nó 3}\} \\
 m_9 + m_{11} - w^3 m_3 - w^6 m_6 &= rhs(MP) && \{\text{nó 4}\} \\
 m_{10} - w^9 m_9 - w^7 m_7 &= rhs(LP) && \{\text{nó 5}\} \\
 -w^8 m_8 - w^{10} m_{10} - w^{11} m_{11} &= rhs(CD) && \{\text{nó 6}\} \\
 0 \leq m_i &\leq U_i
 \end{aligned}$$

Da mesma forma que para a Análise Inicial, apresenta-se na figura 5.3 o esquema de central de co-geração para a Análise Final, e que corresponde ao Módulo de Projeto do Capítulo 3. Para uma correspondência com os equipamentos, agora discriminados um a um, o significado dos números dos arcos consta da Tabela 5.2.

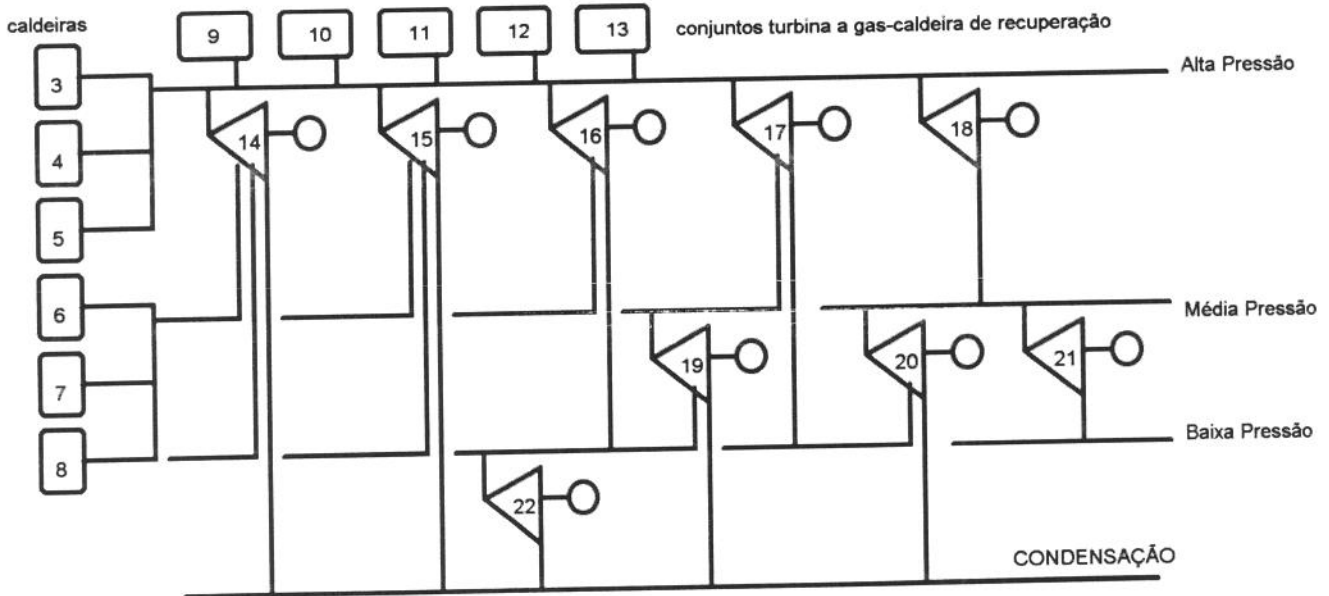


Figura 5.3 Esquema básico para planejamento de centrais de co-geração na fase de Análise Final

TABELA 5.2 CORRESPONDÊNCIA ENTRE ARCOS E EQUIPAMENTOS NA ANÁLISE FINAL

arcos	Discriminação dos Equipamentos
1	reservatório e dutos de óleo combustível
2	estação de compressão e dutos de gás natural
3	caldeira de alta pressão - fator de conversão vapor/combustível= 10
4	caldeira de alta pressão - fator de conversão vapor/combustível= 8
5	caldeira de alta pressão - fator de conversão vapor/combustível= 10
6	caldeira de média pressão - fator de conversão vapor/combustível= 14
7	caldeira de média pressão - fator de conversão vapor/combustível= 14
8	caldeira de média pressão - fator de conversão vapor/combustível= 15
9	conjunto turbina a gás - caldeira de recuperação - fator de conversão gás/vapor= 8
10	conjunto turbina a gás - caldeira de recuperação - fator de conversão gás/vapor= 7
11	conjunto turbina a gás - caldeira de recuperação - fator de conversão gás/vapor= 7
12	conjunto turbina a gás - caldeira de recuperação - fator de conversão gás/vapor= 6
13	conjunto turbina a gás - caldeira de recuperação - fator de conversão gás/vapor= 6
14	turbina a vapor com três extrações
15	turbina a vapor com três extrações
16	turbina a vapor com duas extrações
17	turbina a vapor com duas extrações
18	turbina a vapor de contrapressão (Alta para Média Pressão)
19	turbina a vapor com duas extrações
20	turbina a vapor com duas extrações
21	turbina a vapor de contrapressão (Média para Baixa Pressão)
22	turbina a vapor de contrapressão (Baixa Pressão para Condensação)
23	válvula reguladora de pressão (Alta para Média Pressão)
24	válvula reguladora de pressão (Média para Baixa Pressão)
25	válvula reguladora de pressão (Baixa Pressão para Condensação)
26	-parcela de condensação da turbina 14
27	-extração para Baixa Pressão da turbina 14
28	-extração para Média Pressão da turbina 14
29	-parcela de condensação da turbina 15
30	-extração para Baixa Pressão da turbina 15
31	-extração para Média Pressão da turbina 15
32	-extração para Baixa Pressão da turbina 16
33	-extração para Média Pressão da turbina 16
34	-extração para Baixa Pressão da turbina 17
35	-extração para Média Pressão da turbina 17
36	saída de vapor da turbina 18
37	saída de vapor da v.r.p. 23
38	-parcela de condensação da turbina 19
39	-extração para Média Pressão da turbina 19
40	-parcela de condensação da turbina 20
41	-extração para Média Pressão da turbina 20
42	saída de vapor da turbina 21
43	saída de vapor da v.r.p. 24
44	saída de vapor da turbina 22
45	saída de vapor da v.r.p. 25

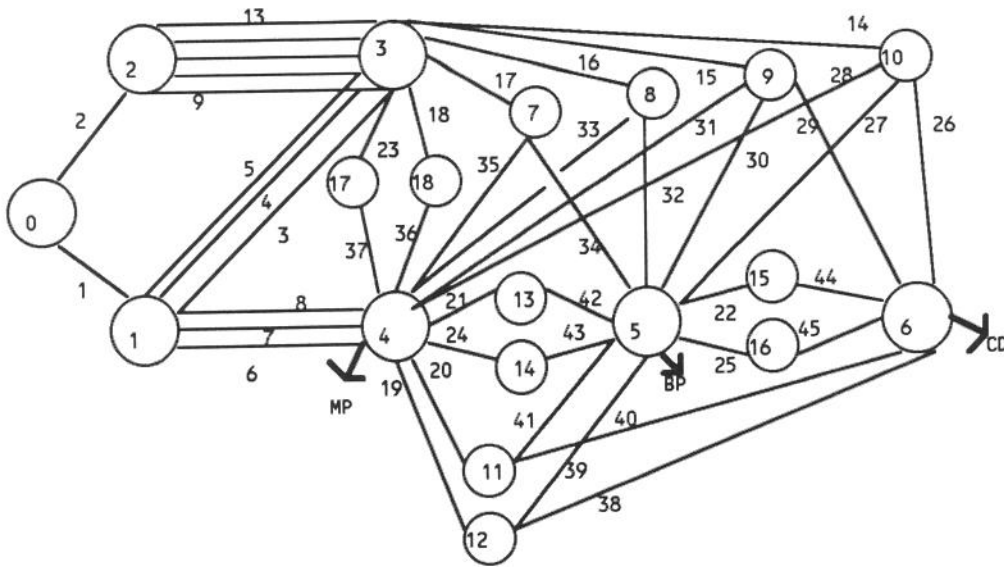


Figura 5.4 Rede de grafos para análise final - setor Química

As restrições para a Análise Final são apresentadas a seguir.

- restrições impostas à análise de expansão final

$$\begin{aligned}
 m_3 + m_4 + m_5 + m_6 + m_7 + m_8 - w^1 m_1 &= 0 && \{\text{nó 1}\} \\
 m_9 + m_{10} + m_{11} + m_{12} + m_{13} - w^2 m_2 &= 0 && \{\text{nó 2}\} \\
 m_{14} + m_{15} + m_{16} + m_{17} + m_{18} + m_{23} - w^6 m_6 - w^7 m_7 - w^8 m_8 - w^9 m_9 - w^{10} m_{10} - w^{11} m_{11} - w^{12} m_{12} - w^{13} m_{13} &= 0 && \{\text{nó 3}\} \\
 m_{19} + m_{20} + m_{21} + m_{24} - w^3 m_3 - w^4 m_4 - w^5 m_5 - w^{37} m_{37} - w^{36} m_{36} - w^{35} m_{35} - w^{33} m_{33} - w^{31} m_{31} - w^{28} m_{28} &= \text{rh}(IP) && \{\text{nó 4}\} \\
 m_{22} + m_{25} - w^{27} m_{27} - w^{30} m_{30} - w^{32} m_{32} - w^{34} m_{34} - w^{39} m_{39} - w^{41} m_{41} - w^{42} m_{42} - w^{43} m_{43} &= \text{rh}(BP) && \{\text{nó 5}\} \\
 -w^{26} m_{26} - w^{29} m_{29} - w^{38} m_{38} - w^{40} m_{40} - w^{44} m_{44} - w^{45} m_{45} &= \text{rh}(CD) && \{\text{nó 6}\} \\
 m_{34} + m_{35} - w^{17} m_{17} &= 0 && \{\text{nó 7}\} \\
 m_{32} + m_{33} - w^{16} m_{16} &= 0 && \{\text{nó 8}\} \\
 m_{29} + m_{30} + m_{31} - w^{15} m_{15} &= 0 && \{\text{nó 9}\} \\
 m_{26} + m_{27} + m_{28} - w^{14} m_{14} &= 0 && \{\text{nó 10}\} \\
 m_{40} + m_{41} - w^{20} m_{20} &= 0 && \{\text{nó 11}\} \\
 m_{38} + m_{39} - w^{19} m_{19} &= 0 && \{\text{nó 12}\} \\
 m_{42} - w^{21} m_{21} &= 0 && \{\text{nó 13}\} \\
 m_{43} - w^{24} m_{24} &= 0 && \{\text{nó 14}\} \\
 m_{14} - w^{22} m_{22} &= 0 && \{\text{nó 15}\} \\
 m_{45} - w^{25} m_{25} &= 0 && \{\text{nó 16}\} \\
 m_{37} - w^{23} m_{23} &= 0 && \{\text{nó 17}\} \\
 m_{36} - w^{18} m_{18} &= 0 && \{\text{nó 18}\}
 \end{aligned}$$

$$0 \leq m_i \leq U_i$$

5.3 Características Técnicas e Econômico-Financeiras

Neste item, apresentam-se alguns valores importantes para a caracterização das funções objetivo.

Os níveis de emissão de poluentes para óleo e gás natural foram tomados a partir das referências do Anexo 2 e discriminados na Tabela 5.3.

TABELA 5.3 NÍVEIS DE EMISSÃO CONSIDERADOS
(em kg poluente/kg combustível)

Combustível	CO ₂	SO ₂	NO _x
óleo	3.156	0.0180	0.00728 /1/
gás	2.683	0.0010	0.00681 /2/
lixívia /a/	1.380	0.0001	0.01800

Nota: /1/ equivalente a 300 ppm /2/ equivalente a 200 ppm
/a/ Greco, C. -apontamentos de aula

Do ponto de vista econômico-financeiro, a nova planta tem a possibilidade de queimar gás natural (0.24 US\$/kg), óleo combustível (0.13 US\$/kg) ou lixívia (0.018 US\$/kg) no caso das indústrias de papel e celulose, que correspondem aos custos operacionais diretos do processo de geração termoelétrico; os custos anualizados para novos equipamentos são apresentados na Tabela 5.4.

TABELA 5.4 CUSTOS ANUALIZADOS PARA EQUIPAMENTOS DE GERAÇÃO
(ajustada para análise inicial de expansão)

Equipamento	Custo Fixo (10 ⁶ US\$/ano)	Custo Variável (US\$/kg)
Turb. Gás e Cald. Recuperação	0.780	0.0002364
Caldeira de Alta Pressão	0.230	0.0005857
Caldeira de Média Pressão	0.100	0.0004651
Turb. Vapor Contrapressão	0.185	0.0004186
Turb. Vapor Condensação	0.670	0.0034740

Notas: FRC=6.26 para taxa anual 15 % a.a. e vida útil de 25 anos
custo variável em US\$/kg de fluxo no arco

Fonte: Grossman e Santibanez, 1984 (atualizada para dólar de 1992)

Para a Análise Final de expansão, os valores da Tabela 5.4 devem ser ajustados à unidade temporal de base mensal; os valores ajustados são fornecidos na Tabela 5.5.

TABELA 5.5 CUSTOS ANUALIZADOS PARA EQUIPAMENTOS DE GERAÇÃO
(ajustada para análise final de expansão)

Equipamento	Custo Fixo (10 ⁶ US\$/ano)	Custo Variável (US\$/kg)
Turb. Gás e Cald. Recuperação	0.780	0.002835
Caldeira de Alta Pressão	0.230	0.007029
Caldeira de Média Pressão	0.100	0.005581
Turb. Vapor Contrapressão	0.185	0.009824
Turb. Vapor Condensação	0.670	0.041680

Notas: FRC=6.26 para taxa anual 15 % a.a. e vida útil de 25 anos
custo variável em US\$/kg de fluxo no arco
Fonte: Grossman e Santibanez, 1984 (atualizada para dólar de 1992)

Os fatores de irreversibilidade dos diversos arcos da rede dependem das entropias e entalpias dos nós origem e destino que lhes correspondem. De acordo com Chinneck e Chandrashekar, 1984, o fator de exergia dos combustíveis é igual à unidade.

A tabela 5.6 apresenta fatores de irreversibilidade para os estudos de caso considerados. O arco 12 se origina de uma modificação do modelo proposto e somente existe no estudo de caso do setor Papel e Celulose, onde corresponde à quantidade de lixívia consumida nas caldeiras de Média Pressão.

TABELA 5.6 FATORES DE IRREVERSIBILIDADE CONSIDERADOS

arco	setor Química	setor Papel e Celulose
1	1.000	1.000
2	1.000	1.000
3	0.351	0.339
4	0.397	0.428
5	0.397	0.428
6	0.859	0.787
7	0.683	0.695
8	0.383	0.414
9	0.985	0.539
10	0.285	0.251
11	0.338	0.328
12	-----	1.000

5.4 Comentários

As equações apresentadas nesse capítulo constituem a base matemática do desenvolvimento que se dará nos estudos de caso que serão apresentados a seguir.

A numeração dos arcos e os esquemas apresentados tanto para o esquema básico das centrais de co-geração quanto para as redes de grafos não devem sofrer alterações, servindo de base para o entendimento dos passos seguidos nas análises. No caso da indústria de papel e celulose, vale frisar desde já que haverá o acréscimo de arcos e nós referentes à possibilidade de se utilizar a lixívia como combustível.

CAPÍTULO 6

ESTUDO DE CASOS COM APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA

6.1 Introdução

As bases para a pesquisa de configurações para centrais de co-geração foram estabelecidas nos capítulos precedentes; discutiu-se acerca das informações necessárias para essa análise, foram apresentadas diversas formulações e apresentaram-se as razões pelas quais esse trabalho procura tratar a questão do ponto de vista da programação multiobjetivo.

A proposta de uma pesquisa de configurações em duas etapas - a etapa inicial para a definição do ciclo e principais conexões entre as linhas de vapor e a etapa final, baseada nos resultados obtidos inicialmente, para a definição do tipo, capacidade e quantidade de cada equipamento componente da central de co-geração - foi apresentada e sua formulação desenvolvida para os dois setores industriais escolhidos para análise.

Os setores Químico e Celulose e Papel foram escolhidos em face de se apresentarem, no momento, como os mais recomendados para a prática da co-geração face ao comportamento que vêm apresentando na razão (potência/calor) na demanda de seus processos unitários.

Duas unidades industriais representativas de cada um desses setores são aqui caracterizadas por suas demandas anuais e mensais (para um ano típico) de energias térmica e eletromecânica. Para cada estudo de caso, uma discussão acerca do comportamento dessas variáveis de entrada precede a apresentação dos índices técnicos e econômico-financeiros que irão constar da formulação matemática, bem como das condições de compromisso que deverão nortear a pesquisa de novas configurações.

6.2 Análise de Integração em Planta Química

6.2.1 Introdução

A planta química analisada produz insumos básicos para outras unidades industriais. Seu histórico de demandas anuais vem registrando um aumento em ambas as formas de energia utilizadas no processo industrial e de interesse nessa análise; observa-se, contudo, que a energia eletromecânica tem apresentado um aumento ligeiramente superior ao da energia térmica, o que tem forçado a elevação da razão (potência/calor) da unidade, tal como se observa na Tabela 6.1.

TABELA 6.1 DEMANDAS ANUAIS DE ENERGIA E RAZÃO (POTÊNCIA/CALOR) EM PLANTA QUÍMICA

Ano	1983	1984	1985	1986	1987	1988
Dem.Eletromecânica (GWh/a)	18.13	22.34	24.98	29.70	31.86	32.90
Dem.Térmica (10 ⁶ kg/a)						
MP	71.47	91.91	104.1	105.1	107.7	106.0
BP	4.20	5.41	6.12	6.18	6.33	6.23
razão (Potência/Calor) (%)	36.2	34.2	34.3	40.4	42.3	44.4

Notas: /MP/ Média Pressão /BP/ Baixa Pressão

As demanda mensais para o ano de 1986 (considerado típico para os fins dessa análise) permitem constatar alguma sazonalidade no processo, com razões (potência/calor) quase sempre inferiores à média anual ao longo dos doze meses, conforme Tabela 6.2. A eletrificação crescente de processos industriais é observada mundialmente e reforça a tendência de emprego da co-geração.

Esses valores serão utilizados nas análises inicial e final de expansão na pesquisa de uma configuração de central de co-geração que atenda a determinadas condições de compromisso.

Os índices apresentados a seguir expressam a condição tecnológica dos equipamentos a serem utilizados na central de co-geração, assim como os padrões de custo e receita praticados no momento.

TABELA 6.2 DEMANDAS MENSAIS DE ENERGIA E RAZÃO (POTÊNCIA/CALOR) EM PLANTA QUÍMICA - ano de 1986

Mês	Dem. Eletromecânica (GWh/m)	Dem. Térmica (10 ⁶ kg/m)		razão potência/calor (%)
		MP	BP	
Jan	2.35	8.75	0.51	33.8
Fev	2.14	7.92	0.46	34.1
Mar	2.28	9.46	0.56	30.3
Abr	2.61	9.72	0.57	33.8
Mai	2.20	7.22	0.42	38.4
Jun	2.55	9.42	0.55	34.0
Jul	2.72	8.43	0.50	40.6
Ago	2.43	8.96	0.53	34.1
Set	2.50	8.88	0.52	35.4
Out	2.79	10.00	0.59	35.0
Nov	2.48	8.22	0.48	38.0
Dez	2.63	8.08	0.48	41.0

Notas: /MP/ Média Pressão /BP/ Baixa Pressão

Do ponto de vista técnico, admite-se que a planta de processo demande, em média anual, 105 (10^6 kg/a) de vapor de média pressão (1.8 MPa / 205 C) e 6.2 (10^6 kg/a) de vapor de baixa pressão (0.6 MPa / 180 C), supridas inicialmente por um grupo de caldeiras de média pressão; a demanda de baixa pressão é suprida a partir da expansão em válvula redutora de pressão e a demanda elétrica de 29.7 (GWh/a) é comprada da concessionária local.

No caso de empregar novos equipamentos para geração do vapor, devem ser de alta pressão (4.0 MPa / 350 C): grupos a gás com fator de conversão combustível-vapor da ordem de 8:1 ou caldeiras convencionais com fator de conversão da ordem de 15:1. Turbinas a vapor de condensação também podem ser empregadas, considerando que se destine 500 (10^6 kg/a) para condensação.

Os valores da tarifa de venda da energia elétrica foram calculados para os seguintes cenários:

- * 35 US\$/MWh, que representou a realidade recente do país;
- * 67 US\$/MWh, que expressa a situação presente;
- * 95 US\$/MWh, apontado por alguns autores como a meta realística internacional.

6.2.2 Análise Inicial de Expansão

A figura 6.1 apresenta a configuração original da unidade de geração e a correspondente rede da planta de processo analisada; não há, no caso, geração elétrica na central de utilidades.

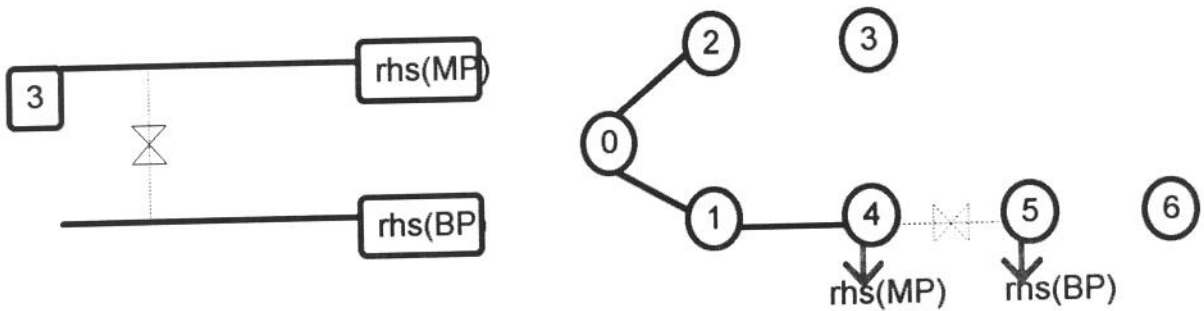


Figura 6.1- Central de Utilidades original e correspondente rede

As soluções ótimas individuais foram calculadas para os diferentes critérios no cenário de 35 US\$/MWh e seis configurações foram obtidas e apresentadas na Tabela 6.3. De acordo com esses resultados, os critérios de otimização 1,2,4 e 6 indicam o ciclo Rankine - critérios 1,2 e 6 mantêm a caldeira de Média Pressão adicionando caldeira de Alta Pressão e turbinas a vapor, e o critério 4 elimina a caldeira de Baixa Pressão e adiciona grupos a gás e caldeiras de alta pressão. Os critérios 3 e 5 indicam ciclo combinado, o último com maior quantidade de turbinas a vapor que o primeiro.

TABELA 6.3. SOLUÇÕES ÓTIMAS INDIVIDUAIS DOS CRITÉRIOS
Análise Inicial - (valores em 10^6 kg/ano) - tarifa a 35 US\$/MWh

arco Irreversib.	CO ₂	SO ₂	NOx	Fluxo	D-R	
1	46.75	41.12	0.00	40.00	0.00	41.12
2	0.00	0.00	76.40	1.40	76.40	0.00
3	18.00	1.12	0.00	0.00	0.00	1.12
4	28.75	40.00	0.00	40.00	0.00	40.00
5	0.00	0.00	76.40	1.40	76.40	0.00
6	131.20	593.80	605.00	605.00	611.20	100.00
7	300.00	6.20	6.20	6.20	0.00	0.00
8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	500.00
9	30.00	0.00	0.00	0.00	30.00	6.20
10	323.80	0.00	0.00	0.00	23.80	0.00
11	176.20	500.00	500.00	500.00	476.20	0.00

O código computacional apresenta os valores correspondentes à sexta linha da tabela *payoff*, isto é, os valores obtidos em cada função objetivo considerando-se os resultados de fluxo do critério 6 (esse critério foi assumido como vetor critério inicial, conforme explicado no Capítulo 5); observe como os valores obtidos estão, com exceção do último valor, distantes dos valores ótimos individuais:

TABELA 6.4 VETOR CRITÉRIO INICIAL E VETOR CRITÉRIO IDEAL

----- vetor critério inicial -----						
irreversibilidade da configuração		: 1269.38 # 45.21 [MW]				
emissões de CO ₂ da configuração		: 130.35 [ton/ano]				
emissões de SO ₂ da configuração		: 1.11 [ton/ano]				
emissões de NOx da configuração		: 0.30 [ton/ano]				
fluxo maximo da configuração		: 606.20 [ton v/ano]				
(Despesa-Receita) da configuração		: - 4.92 [10 ⁶ US\$/ano]				
----- vetor critério ideal -----						
Irreversib.	CO ₂	SO ₂	NOx	fluxo	(D-R)	
1139.94	130.35	0.08	0.30	1217.60	-4.92	

O código aponta uma nova solução; como se observa da Tabela 6.5, os valores de fluxo equivalem a uma nova direção (no caso, a orientação é no sentido de se empregar ciclo combinado).

TABELA 6.5 NOVA DIREÇÃO PROPOSTA PELO VETOR PONDERADO

arco	orig	dest	fluxo
1	1	0	0.00
2	2	0	76.40
3	1	4	0.00
4	1	3	0.00
5	2	3	76.40
6	3	4	135.00
7	3	5	0.00
8	3	6	476.20
9	4	5	30.00
10	5	6	23.80
11	4	6	0.00

O vetor de decisão é apresentado (Tabela 6.6) contendo os valores dos objetivos calculados para o vetor inicial ($T_k=0$) e para o vetor ponderado ($T_k=1$); quatro soluções intermediárias são igualmente apresentadas. Valores auxiliares para a decisão referentes às duas soluções extremas são igualmente gerados e acompanham a tabela.

O modelo multiobjetivo não tem condições de calcular os valores auxiliares para as soluções intermediárias porque isso demandaria um enorme esforço computacional adicional, referente ao cálculo das vazões nas malhas intermediárias e posterior armazenamento dessas informações. Desse modo, limitou-se o código a calcular os valores limites e a escolha dos valores intermediários é feita mediante interpolação dos extremos de acordo com a porcentagem de afastamento previsto por T_k .

TABELA 6.6 VETOR DE DECISÃO DA PRIMEIRA INTERAÇÃO

Tk	Irreversib.	CO ₂	SO ₂	NO _x	fluxo	(D-R)	U
0.0	1269.38	130.35	1.11	0.30	606.20	-4.92	30.56
0.2	1269.77	145.23	0.90	0.33	633.24	-1.58	19.65
0.4	1270.16	160.11	0.70	0.35	660.28	0.98	11.28
0.6	1270.55	174.99	0.49	0.38	687.32	3.53	5.44
0.8	1270.95	189.87	0.28	0.41	714.36	6.09	2.14
1.0	1271.34	204.75	0.08	0.44	741.40	8.41	1.34

VALORES AUXILIARES

----- ponto extremo Tk= 0 -----

Potência Instalada = 32.05 [MW]
 Demanda Elétrica = 3.40 [MW]
 Excedente elétrico = 28.65 [MW]
 Potência em cada arco:
 Pot[5]= 0.0000 [MW]
 Pot[6]= 0.4523 [MW]
 Pot[7]= 0.0000 [MW]
 Pot[8]= 31.5919 [MW]
 Pot[9]= 0.0031 [MW]

LOLP = 1355.18 [h/a]
 LOLP (percentual) = 15.47 [%]
 Emissão de CO₂ = 549.30 [kgCO₂/MWh]
 Emissão de SO₂ = 4.68 [kgSO₂/MWh]
 Emissão de NO_x = 1.26 [kgNO_x/MWh]
 Custo equipamentos = 27.16 [10⁶US\$]
Payback = 5.52 [anos]

----- ponto extremo Tk= 1 -----

Potência Instalada = 47.79 [MW]
 Demanda Elétrica = 3.40 [MW]
 Excedente elétrico = 44.39 [MW]
 Potência em cada arco:
 Pot[5]= 15.7126 [MW]
 Pot[6]= 0.6106 [MW]
 Pot[7]= 0.0000 [MW]
 Pot[8]= 30.0881 [MW]
 Pot[9]= 0.0150 [MW]
 Pot[10]= 1.3604 [MW]

LOLP = 1078.56 [h/a]
 LOLP (percentual) = 12.31 [%]
 Emissão de CO₂ = 557.80 [kgCO₂/MWh]
 Emissão de SO₂ = 0.21 [kgSO₂/MWh]
 Emissão de NO_x = 1.19 [kgNO_x/MWh]
 Custo equipamentos = 32.48 [10⁶US\$]
Payback = INF [anos]

Os resultados obtidos permitem vislumbrar que a nova alternativa (Tk=1) não apresenta atratividade porque o *payback* tem valor muito alto; isso é corroborado pelo vetor de decisão, que só apresenta as duas alternativas (Tk=0 e Tk=0.2) com valores negativos para o critério 6 (Despesas - Receitas). Assim, decidiu-se por manter a solução inicial como solução de consenso; a Tabela 6.7 fornece os valores das soluções ótimas individuais e da solução de consenso.

Para a pesquisa de uma solução de consenso assumiu-se por condições de compromisso: redução do tempo de retorno do investimento (*payback*) o mais possível e alcançar uma probabilidade de perda de carga excedente (LOLP) inferior a 20 %, o que significa dizer que se espera que a central de co-geração deverá operar acima de 7000 horas/ano. Esse número de horas de operação se deve ao fato de a unidade de co-geração operar preferencialmente na base do sistema, durante o maior número de horas possível no ano (veja maiores detalhes no Anexo 3).

TABELA 6.7 SOLUÇÕES ÓTIMAS E DE CONSENSO (10^6 kg/mês)
Análise Inicial - setor Química - tarifa 35 US\$/MWh

arco	Irreversib.	CO ₂	SO ₂	NOx	Fluxo	D-R	solução
1	46.75	41.12	0.00	40.00	0.00	41.12	41.12
2	0.00	0.00	76.40	1.40	76.40	0.00	0.00
3	18.00	1.12	0.00	0.00	0.00	1.12	1.12
4	28.75	40.00	0.00	40.00	0.00	40.00	40.00
5	0.00	0.00	76.40	1.40	76.40	0.00	0.00
6	131.20	593.80	605.00	605.00	611.20	100.00	100.00
7	300.00	6.20	6.20	6.20	0.00	0.00	0.00
8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	500.00	500.00
9	30.00	0.00	0.00	0.00	30.00	6.20	6.20
10	323.80	0.00	0.00	0.00	23.80	0.00	0.00
11	176.20	500.00	500.00	500.00	476.20	0.00	0.00
f.o. ideal	1139.94	130.35	0.08	0.30	1217.60	4.92	--
f.o. real	1269.38	130.35	1.11	0.30	606.20	4.92	--

Os resultados auxiliares para a solução de consenso são os mesmos da solução inicial ($T_k=0$). Nesse primeiro cenário, a central de co-geração proposta e a correspondente rede de grafos estão representados na figura 6.2.

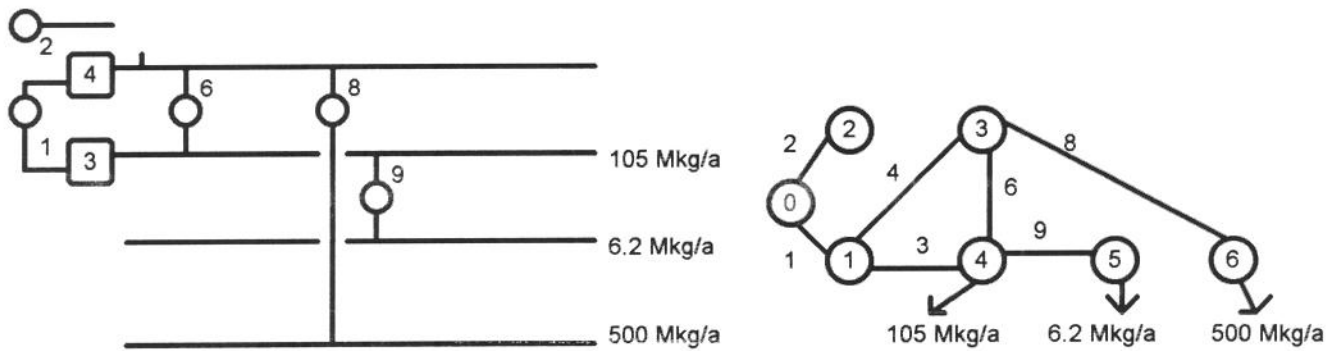


Figura 6.2- Central de cogeração e correspondente rede - setor Química - cenário 35 US\$/MWh

Para o cenário de 67 US\$/MWh, o vetor critério inicial é o mesmo do cenário anterior, a menos do valor do critério econômico; desse modo, o vetor de soluções ótimas individuais também não se altera. A Tabela 6.8 reproduz o vetor de decisão na primeira e segunda interações, bem como apresenta os valores auxiliares referentes à primeira interação, de tal modo a permitir melhor interpretação acerca da escolha do valor $T_k=0.2$ - observe como o *payback* e o LOLP dos pontos extremos são conflitivos e a escolha preferencial pela uma pequena melhoria no LOLP com pouco aumento do *payback*.

TABELA 6.8 VETORES DE DECISÃO - setor Química - cenário 67 US\$/MWh

----- Vetor de Decisao -----							
Tk Irreversib.	CO ₂	SO ₂	NOx	fluxo	(D-R)	U	
0.0	1269.38	130.35	1.11	0.30	606.20	-16.96	30.56
0.2	1269.77	145.23	0.90	0.33	633.24	-13.66	19.58
0.4	1270.16	160.11	0.70	0.35	660.28	-11.15	11.06
0.6	1270.55	174.99	0.49	0.38	687.32	-8.63	4.99
0.8	1270.95	189.87	0.28	0.41	714.36	-6.12	1.38
1.0	1271.34	204.75	0.08	0.44	741.40	-3.83	0.22
valor de Tk desejado: 0.2							
----- Vetor de Decisao -----							
Tk Irreversib.	CO ₂	SO ₂	NOx	fluxo	(D-R)	U	
0.0	1269.77	145.23	0.90	0.33	633.24	-13.66	19.58
0.2	1270.08	157.13	0.74	0.35	750.11	-10.94	12.56
0.4	1270.40	169.04	0.57	0.37	866.98	-8.89	7.11
0.6	1270.71	180.94	0.41	0.39	983.86	-6.84	3.23
0.8	1271.02	192.85	0.24	0.41	1100.73	-4.78	0.93
1.0	1271.34	204.75	0.08	0.44	1217.60	-3.63	0.20

VALORES AUXILIARES

----- ponto extremo Tk= 0 -----

Potência Instalada = 32.05 [MW]
 Demanda Elétrica = 3.40 [MW]
 Excedente elétrico = 28.65 [MW]
 Potência em cada arco:
 Pot[5]= 0.0000 [MW]
 Pot[6]= 0.4523 [MW]
 Pot[7]= 0.0000 [MW]
 Pot[8]= 31.5919 [MW]
 Pot[9]= 0.0031 [MW]

LOLP = 1355.18 [h/a]
 LOLP (percentual) = 15.47 [%]
 Emissão de CO₂ = 549.30 [kgCO₂/MWh]
 Emissão de SO₂ = 4.68 [kgSO₂/MWh]
 Emissão de NOx = 1.26 [kgNOx/MWh]
 Custo equipamentos = 27.16 [10⁶US\$]
 Payback = 1.60 [anos]

----- ponto extremo Tk= 1 -----

Potência Instalada = 47.79 [MW]
 Demanda Elétrica = 3.40 [MW]
 Excedente elétrico = 44.39 [MW]
 Potência em cada arco:
 Pot[5]= 15.7126 [MW]
 Pot[6]= 0.6106 [MW]
 Pot[7]= 0.0000 [MW]
 Pot[8]= 30.0881 [MW]
 Pot[9]= 0.0150 [MW]
 Pot[10]= 1.3604 [MW]

LOLP = 1078.56 [h/a]
 LOLP (percentual) = 12.31 [%]
 Emissão de CO₂ = 557.80 [kgCO₂/MWh]
 Emissão de SO₂ = 0.21 [kgSO₂/MWh]
 Emissão de NOx = 1.19 [kgNOx/MWh]
 Custo equipamentos = 32.48 [10⁶US\$]
 Payback = 8.48 [anos]

Observe que a escolha do valor $T_k=0.2$ implica em assumir tal solução como a solução $T_k=0$ da nova interação; os valores obtidos nessa solução foram considerados satisfatórios e resultaram na solução de consenso apresentada na Tabela 6.9 (o LOLP percentual e o payback do extremo $T_k=1$ da segunda interação eram, respectivamente, 12.45% e 9.45 anos). A figura 6.3 apresenta a correspondente central de co-geração e rede de grafos.

TABELA 6.9 SOLUÇÕES ÓTIMAS E DE CONSENSO (10^6 kg/mês)
Análise Inicial - setor Química - tarifa 67 US\$/MWh

Tk	Irreversib.	CO ₂	SO ₂	NOx	fluxo	(D-R)	solução
1	46.75	41.12	0.00	40.00	0.00	41.12	32.90
2	0.00	0.00	76.40	1.40	76.40	0.00	15.28
3	18.00	1.12	0.00	0.00	0.00	1.12	0.90
4	28.75	40.00	0.00	40.00	0.00	40.00	32.00
5	0.00	0.00	76.40	1.40	76.40	0.00	15.28
6	131.20	593.80	605.00	605.00	611.20	100.00	107.00
7	300.00	6.20	6.20	6.20	0.00	0.00	0.00
8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	500.00	495.24
9	30.00	0.00	0.00	0.00	30.00	6.20	10.96
10	323.80	0.00	0.00	0.00	23.80	0.00	4.76
11	176.20	500.00	500.00	500.00	476.20	0.00	0.00
f.o. ideal	1139.94	130.35	0.08	0.30	1217.60	16.96	--
f.o. real	1269.77	145.23	0.90	0.33	633.24	13.66	--

solução de compromisso - cenário 67 US\$/MWh - parâmetros auxiliares

Potência Instalada	=	35.20 [MW]
Demanda Elétrica	=	3.40 [MW]
Excedente elétrico	=	31.80 [MW]
Potência em cada arco:		
Pot[5]	=	3.14 [MW]
Pot[6]	=	0.48 [MW]
Pot[8]	=	31.29 [MW]
Pot[9]	=	0.0055 [MW]
Pot[10]	=	0.27 [MW]
LOLP	=	1300.59 [h/a]
LOLP (percentual)	=	14.85 [%]
Emissão de CO ₂	=	553.19 [kgCO ₂ /MWh]
Emissão de SO ₂	=	3.44 [kgSO ₂ /MWh]
Emissão de NOx	=	1.24 [kgNOx/MWh]
Custo equipamentos	=	34.52 [10 ⁶ US\$]
Payback	=	2.53 [anos]

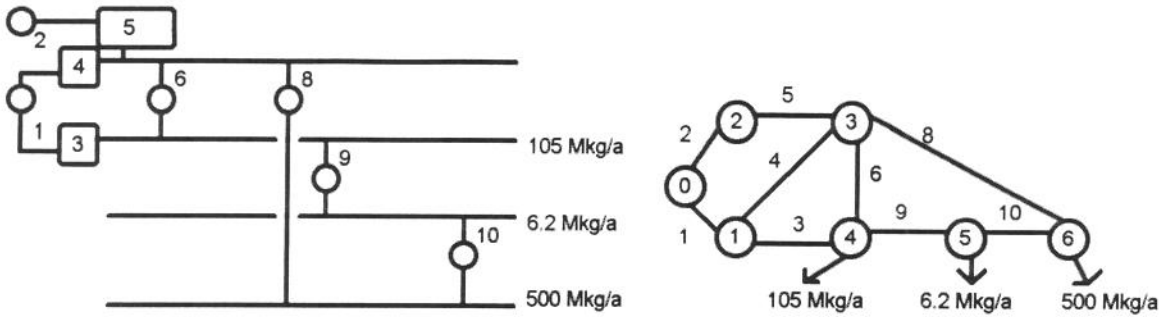


Figura 6.3- Central de cogeração e correspondente rede - setor Química - cenário 67 US\$/MWh

Os resultados para o cenário de 95 US\$/MWh são idênticos ao do cenário anterior, com variação no benefício líquido (de $24.23 \cdot 10^6$ US\$/a) e *payback* de 1.42 anos.

6.2.3 Análise Final de Expansão

A análise final para o problema da integração de uma planta de processo a uma central de cogeração faz uso dos resultados obtidos na análise inicial.

Desse modo, os resultados das tabelas das soluções ótimas e de consenso irão indicar quais os elementos que deverão iniciar essa fase da análise com possibilidades de serem empregados e os que devem ser sumariamente cancelados.

Para a análise final da integração, tomando-se por exemplo a solução de consenso do cenário de 67 US\$/MWh, conforme se observa dos resultados anteriores, apenas os arcos 7 e 11 devem ser cancelados. Os mesmos correspondem, respectivamente, à expansão do vapor da linha de Alta para Baixa Pressão e de Média Pressão para Condensação, as quais não deverão possuir turbinas a vapor nessa fase da análise. Tais acertos devem ser igualmente estendidos aos resultados ótimos individuais de cada critério considerado.

O procedimento é similar ao que se apresentou para a Análise Inicial; a solução ótima individual de cada critério e a solução de consenso na Análise Final está apresentado na Tabela 6.11; os valores das funções objetivo constam da Tabela 6.10. Aqui também se considera que a solução ótima individual do critério 6 seja a solução factível inicial do processo de pesquisa da solução de compromisso.

Os valores de demanda de vapor nos *headers* de Média e Baixa Pressões são, respectivamente, 10.0 e 0.60 (10^6 kg/mês) e para o condensador se estima que sejam enviados 41.70 (10^6 kg/mês). Esses valores correspondem ao pico registrado no ano típico considerado.

TABELA 6.10 COMPARAÇÃO ENTRE OS OBJETIVOS IDEAIS E REAIS (35 US\$/MWh)
setor Química

critérios	Irreversib.	CO ₂	SO ₂	NOx	Fluxo	D-R
f.o. ideal	1016.57	13.23	0.01	0.03	252.88	29.66
f.o. real	1401.91	13.23	0.09	0.03	103.40	18.67

----- valores da solução de consenso - cenário 35 US\$/MWh -----

Potencia Instalada = 31.09 [MW]

Excedente eletrico = 27.69 [MW]

Potencia em cada arco:

Pot[9]= 2.9126 [MW]

Pot[22]= 17.0284 [MW]

Pot[26]= 1.5880 [MW]

Pot[28]= 0.6468 [MW]

Pot[30]= 0.1910 [MW]

Pot[31]= 0.6468 [MW]

Pot[34]= 0.3056[MW]

Pot[35]= 0.2371 [MW]

Pot[38]= 7.4333 [MW]

Pot[39]= 0.1024 [MW]

LOLP = 1484.68 [h/a] = 16.95 [%]

Emissao de CO₂ = 900.49 [kgCO₂/MWh]

Emissao de SO₂ = 5.16 [kgSO₂/MWh]

Emissao de NOx = 1.77 [kgNOx/MWh]

Custo equipamentos = 62.53 [10⁶US\$]

Payback = 3.86 [anos]

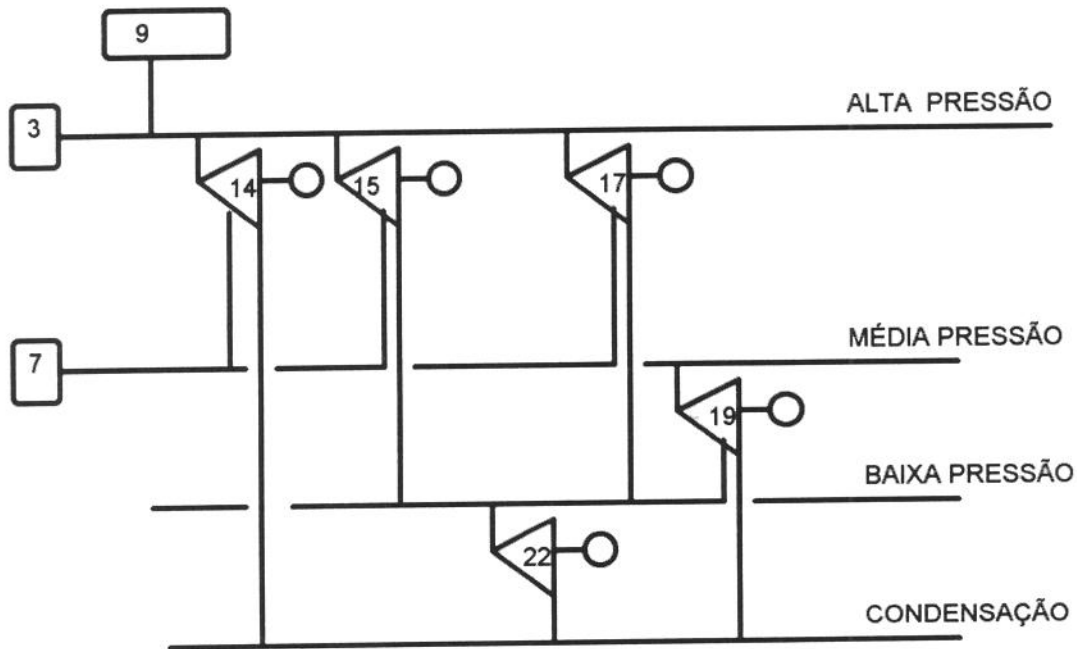


Figura 6.4 Configuração final de consenso para planta de processo químico - cenário de 35 US\$/MWh

O cenário de 67 US\$/MWh apresentou resultado diametralmente oposto, conforme se observa na solução de consenso apresentada na Tabela 6.12; a figura 6.5 apresenta a correspondente configuração.

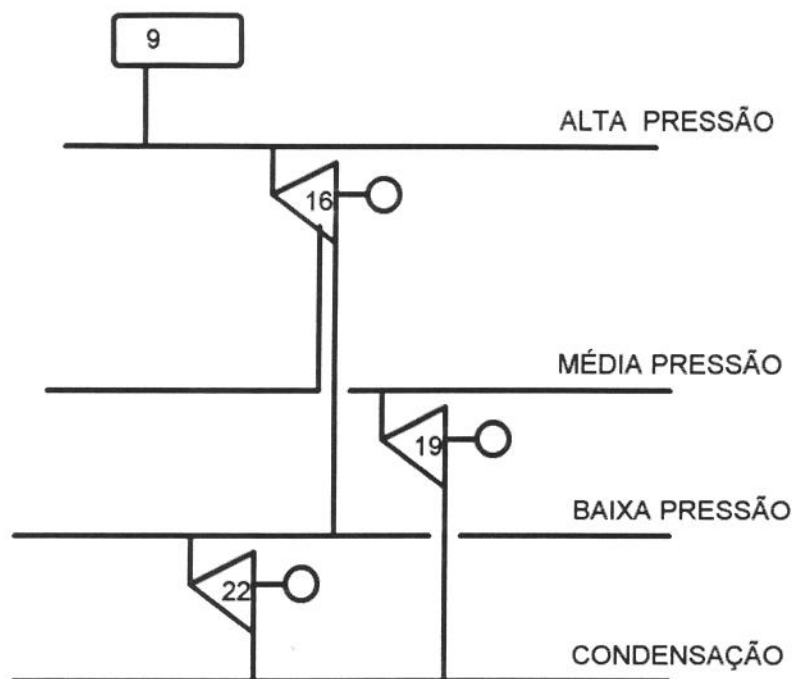


Figura 6.5 Configuração final de consenso para planta de processo químico - cenário de 67 US\$/MWh

TABELA 6.12 VALORES DE CONSENSO (10^6 kg/mês) PARA CENÁRIO DE 67 US\$/MWh

arco	vazão	arco	vazão
1	0.00	25	0.00
2	6.54	26	0.00
3	0.00	27	0.00
4	0.00	28	0.00
5	0.00	29	0.00
6	0.00	30	0.00
7	0.00	31	0.00
8	0.00	32	28.09
9	6.54	33	24.20
10	0.00	34	0.00
11	0.00	35	0.00
12	0.00	36	0.00
13	0.00	37	0.00
14	0.00	38	14.20
15	0.00	39	0.00
16	52.29	40	0.00
17	0.00	41	0.00
18	0.00	42	0.00
19	14.20	43	0.00
20	0.00	44	27.50
21	0.00	45	0.00
22	27.50		
23	0.00		
24	0.00		

----- solução de compromisso --- setor Química - cenário 67 US\$/MWh

Potência Instalada =	43.19 [MW]
Demanda Elétrica =	3.40 [MW]
Excedente elétrico =	39.79 [MW]
Potência em cada arco:	
Pot [9]=	14.5628 [MW]
Pot[22]=	17.0284 [MW]
Pot[32]=	1.5280 [MW]
Pot[33]=	1.1857 [MW]
Pot[38]=	8.8849 [MW]
LOLP	= 1166.84 [h/a]
LOLP (percentual) =	13.32 [%]
Emissão de CO ₂	= 649.88 [kgCO ₂ /MWh]
Emissão de SO ₂	= 0.24 [kgSO ₂ /MWh]
Emissão de NOx	= 1.39 [kgNOx/MWh]
Custo equipamentos =	44.32 [10 ⁶ US\$]
<i>Payback</i>	= 1.39 [anos]
Ben. Líquido	= 40.75 [10 ⁶ US\$/ano]

A solução de consenso do cenário 95 US\$/MWh consta da Tabela 6.13 e a respectiva configuração está na figura 6.6.

TABELA 6.13 SOLUÇÃO DE CONSENSO (10⁶ kg/mês) cenário 95 US\$/MWh - setor Química

arco	vazão	arco	vazão
1	1.79	24	0.00
2	3.40	25	0.00
3	1.58	26	0.00
4	0.21	27	2.11
5	0.00	28	7.92
6	0.00	29	0.00
7	0.00	30	0.00
8	0.00	31	7.92
9	3.40	32	0.00
10	0.00	33	7.15
11	0.00	34	14.61
12	0.00	35	12.58
13	0.00	36	0.00
14	10.03	37	0.00
15	7.92	38	14.20
16	7.15	39	11.28
17	27.19	40	0.00
18	0.00	41	0.00
19	25.58	42	0.00
20	0.00	43	0.00
21	0.00	44	27.50
22	27.50	45	0.00
23	0.00		

----- solução de compromisso --- setor Química - cenário 95 US\$/MWh

Potência Instalada	=	36.20 [MW]
Excedente elétrico	=	32.80 [MW]
Potência em cada arco:		
Pot[9]	=	7.5727 [MW]
Pot[22]	=	17.0284 [MW]
Pot[27]	=	0.1146 [MW]
Pot[28]	=	0.3881 [MW]
Pot[31]	=	0.3881 [MW]
Pot[33]	=	0.3504 [MW]
Pot[34]	=	0.7946 [MW]
Pot[35]	=	0.6166 [MW]
Pot[38]	=	8.8849 [MW]
Pot[39]	=	0.0614 [MW]
LOLP	=	1322.16 [h/a] = 15.09 [%]
Emissão de CO ₂	=	717.84 [kgCO ₂ /MWh]
Emissão de SO ₂	=	2.34 [kgSO ₂ /MWh]
Emissão de NO _x	=	1.46 [kgNO _x /MWh]
Custo equipamentos	=	60.11 [10 ⁶ US\$]
Payback	=	1.13 [anos]
Ben. Líquido	=	65.02 [10 ⁶ US\$/ano]

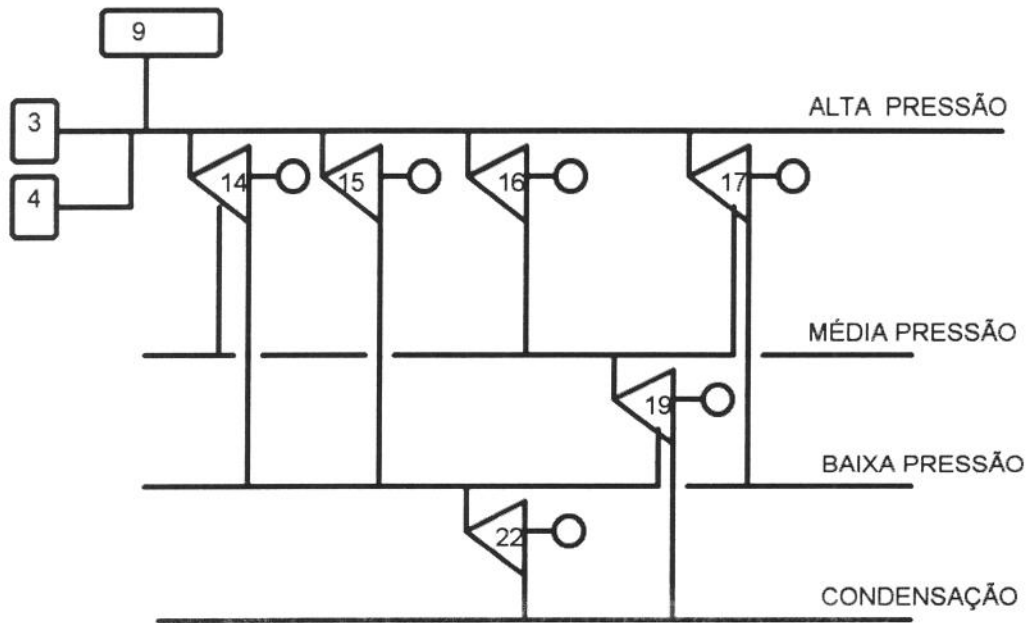


Figura 6.6 Configuração final de consenso para planta de processo químico - cenário de 95 US\$/MWh

6.3 Análise de Integração em Planta de Celulose e Papel

6.3.1 Introdução

A planta de celulose e papel analisada produz tanto a celulose (como insumo básico para seu processo industrial) quanto papel. Seu histórico de demandas anuais disponíveis vem registrando a manutenção dos valores das formas de energia utilizadas no processo industrial em um patamar aproximadamente constante; a razão (potência/calor) da unidade é apresentado na Tabela 6.14.

As demandas mensais para o ano de 1988 (considerado típico para os fins dessa análise) permitem constatar que há uma grande estabilidade nas demandas ao longo dos meses, que se reflete nas razões (potência/calor), sempre superiores à média anual ao longo dos doze meses, conforme Tabela 6.15

TABELA 6.14 DEMANDAS ANUAIS DE ENERGIA E RAZÃO (POTÊNCIA/CALOR) EM PLANTA DE CELULOSE E PAPEL

Ano	1987	1988	
Dem. Eletromecânica (GWh/ano)	316.19	310.30	
Demanda Térmica (10^6 kg/ano)	MP	1262.65	1196.50
	BP	1229.23	1207.38
	CD	166.86	174.04
razão (potência/calor) (%)	10.4	10.6	

Notas: /MP/ Média Pressão /BP/ Baixa Pressão /CD/Condensação

Igualmente ao que se observou no estudo de caso anterior, esses valores serão utilizados nas análises inicial e final de expansão na pesquisa de uma configuração de central de co-geração que atenda a determinadas condições de compromisso.

Os índices apresentados a seguir expressam a condição tecnológica dos equipamentos a serem utilizados na central de co-geração, assim como os padrões de custo e receita praticados no momento.

TABELA 6.15 DEMANDAS MENSAIS DE ENERGIA E RAZÃO (POTÊNCIA/CALOR) EM PLANTA DE CELULOSE E PAPEL - ano de 1988

Mês	Dem. Eletromecânica (GWh/m)	Dem. Térmica (10^6 kg/m)			razão potência/calor (%)
		MP	BP	CD	
Jan	28.11	108.04	108.36	19.37	16.8
Fev	25.57	101.26	97.97	16.37	16.6
Mar	25.63	95.86	102.83	15.69	16.8
Abr	26.87	104.52	103.55	15.58	16.8
Mai	27.42	102.77	111.81	18.08	16.6
Jun	27.30	101.92	106.70	17.20	17.0
Jul	27.67	106.92	106.92	16.14	16.8
Ago	27.91	106.13	111.90	14.58	16.6
Set	17.25	65.09	70.87	7.44	16.5
Out	19.23	71.13	76.07	13.12	17.0
Nov	28.39	103.46	110.45	14.92	17.2
Dez	29.51	112.47	103.95	19.09	17.7

Notas: /MP/ Média Pressão /BP/ Baixa Pressão /CD/ Condensação

Do ponto de vista técnico, admite-se que a planta de processo demande, em média anual, 1263 (10^6 kg/a) de vapor de média pressão (1.3 MPa / 275 C) e 1230 (10^6 kg/a) de vapor de baixa pressão (0.3 MPa / 170 C), supridas inicialmente por um grupo de caldeiras de alta pressão e turbina a vapor de condensação/extração; a demanda elétrica de 310.30 (GWh/a) é quase toda gerada na planta e uma pequena parcela é comprada da concessionária local.

A figura 6.7 apresenta as alterações implementadas no esquema de Análise Inicial para o setor de papel e celulose. No caso de empregar novos equipamentos para geração do vapor, devem ser de alta pressão (4.0 MPa / 350 C): grupos a gás com fator de conversão combustível-vapor da ordem de 8:1 ou caldeiras convencionais com fator de conversão da ordem de 15:1. Turbinas a vapor de condensação também podem ser empregadas, considerando que se destine 2500 (10^6 kg/a) para condensação. Os arcos 1, 2 e 12 representam os fluxos de combustíveis (óleo, gás e lixívia, respectivamente); os valores da tarifa de venda da energia elétrica foi calculado para os mesmos cenários do estudo de caso anterior.

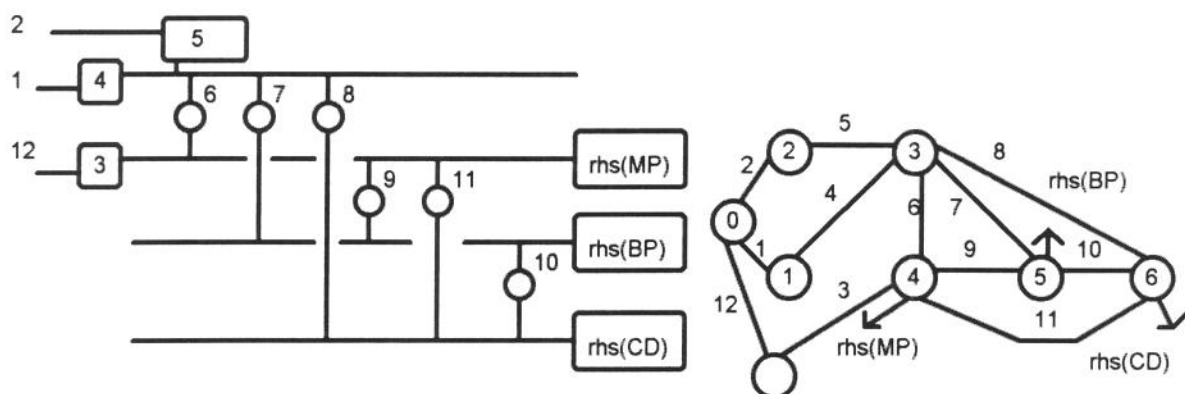


Figura 6.7- Planta genérica de central de cogeração e correspondente rede de grafos; os números dos arcos correspondem a equipamentos da planta

6.3.2 Análise Inicial de Expansão

A figura 6.8 apresenta a configuração original da unidade de geração e a correspondente rede da planta de processo analisada; há geração elétrica parcial na central de utilidades, com compra da parcela referente a déficit diretamente da concessionária local.

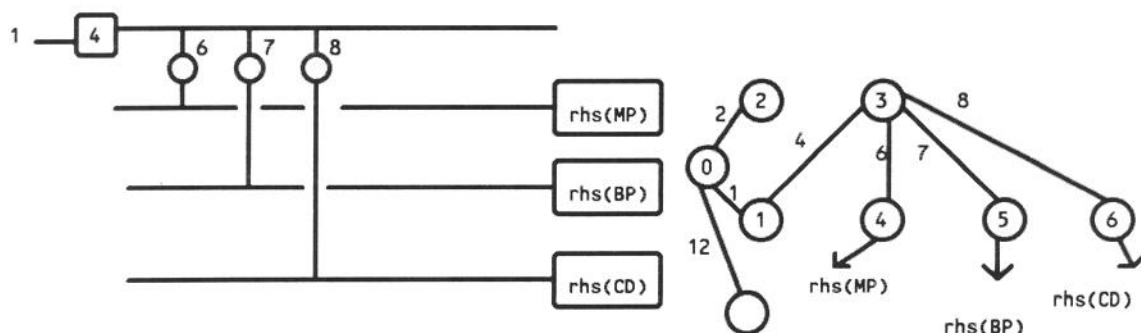


Figura 6.8- Central de Utilidades original e correspondente rede do setor Papel e Celulose

As soluções ótimas individuais foram calculadas para os diferentes critérios, onde seis configurações foram obtidas e apresentadas na Tabela 6.16. De acordo com esses resultados, os critérios 1, 2, 4 e 6 seguem o mesmo perfil, com queima de óleo combustível e lixívia; os critérios 3 e 5 enveredam pelo consumo de gás natural, ambos sem consumo de lixívia. Esses valores independem do cenário analisado, a menos da função objetivo do critério 6.

TABELA 6.16. SOLUÇÕES ÓTIMAS INDIVIDUAIS DOS CRITÉRIOS
Análise Inicial - (valores em 10^6 kg/ano) - setor Papel e Celulose

arco	Irreversib.	CO ₂	SO ₂	NOx	Fluxo	Desp- Rec
1	212.87	212.87	0	212.87	0	248.67
2	0	0	624.12	0	624.12	0
3	180.00	180.00	0	80.00	0	126.30
4	212.87	212.87	0	212.87	0	248.67
5	0	0	624.12	0	624.12	0
6	1193.00	1963.00	2500.00	1963.00	2500.00	2500.00
7	2000.00	1230.00	1230.00	1230.00	2000.00	1230.00
8	0	0	1263.00	0	493.00	0
9	800.00	0	0	0	800.00	0
10	1570.00	0	0	0	1570.00	0
11	930.00	2500.00	1237.00	2500.00	437.00	2500.00
12	180.00	180.00	0	180.00	0	126.30
fç. objet.	10049.05	1388.62	6.50	2.86	5862.27	97.99

Nota- tarifa de compra de en. elétrica (ref. fç. objet.): 95 US\$/MWh

O critério 6 foi também aqui considerado a solução factível inicial, x^0 ; a potência elétrica necessária para atender o processo é de 36 MW.

As condições de compromisso para a escolha da solução de consenso são: reduzir o retorno do investimento (*payback*) o mais possível, e alcançar uma probabilidade de perda de carga (excedente) - LOLP - da configuração inferior a 30%.

Os resultados da solução de consenso obtida, de acordo como as condições propostas, são apresentados para o cenário de 35 US\$/MWh na Tabela 6.17; a figura 6.9 apresenta a configuração proposta e a correspondente rede de grafos.

TABELA 6.17- SOLUÇÃO DE CONSENSO - DADOS GERAIS - setor Papel e Celulose

Fluxo nos arcos	1	182.00	Capacidade Instalada(MW) :	196.72
[10 ⁶ kg/ano]	2	90.50	Excedente Elétrico (MW) :	160.72
	3	153.90	LOLP (h/a) :	2306.85
	4	182.00	(%) :	26.33
	5	90.50	CO ₂ (kg/MWh) :	645.54
	6	183.14	SO ₂ (kg/MWh) :	3.94
	7	770.87	NOx (kg/MWh) :	1.45
	8	2500.00	Custo Invest. (10 ⁶ US\$) :	95.95
	9	459.13	<i>Payback</i> (anos) :	6.30
	10	0	Benef. Líquido (10 ⁶ US\$a) :	15.23
	11	0		
	12	153.90		

Nota- tarifa de compra de en. elétrica (crit. econômico): 35 US\$/MWh

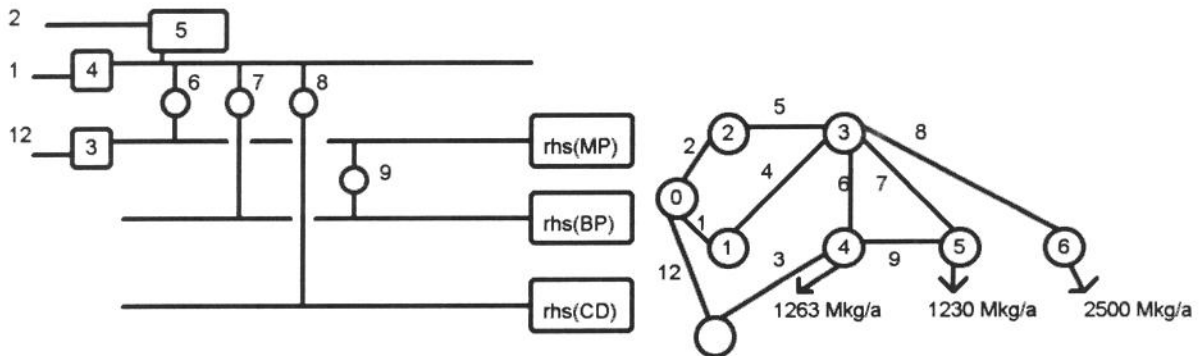


Figura 6.9- Central de cogeração obtida por consenso entre os objetivos e correspondente rede setor Papel e Celulose - cenário de 35 US\$/MWh

Os valores dos fluxos apresentam alteração para 67 US\$/MWh e tem seus valores de fluxo e parâmetros auxiliares reproduzidos na Tabela 6.18; a figura 6.10 apresenta a correspondente configuração e rede de grafos.

TABELA 6.18- SOLUÇÃO DE CONSENSO - DADOS GERAIS - setor Papel e Celulose

Fluxo nos arcos	1	65.39	Capacidade Instalada(MW) :	271.60
[10 ⁶ kg/ano]	2	432.29	Excedente Elétrico (MW) :	235.60
	3	55.30	LOLP (h/a) :	1781.87
	4	65.39	(%) :	20.34
	5	432.39	CO ₂ (kg/MWh) :	720.81
	6	1478.04	SO ₂ (kg/MWh) :	1.16
	7	1230.00	NOx (kg/MWh) :	1.55
	8	1732.00	Custo Invest. (10 ⁶ US\$) :	103.48
	9	0	<i>Payback</i> (anos) :	3.99
	10	0	Benef. Líquido (10 ⁶ US\$a) :	25.91
	11	768.00		
	12	55.30		

Nota- tarifa de compra de en. elétrica (critério 6): 67 US\$/MWh

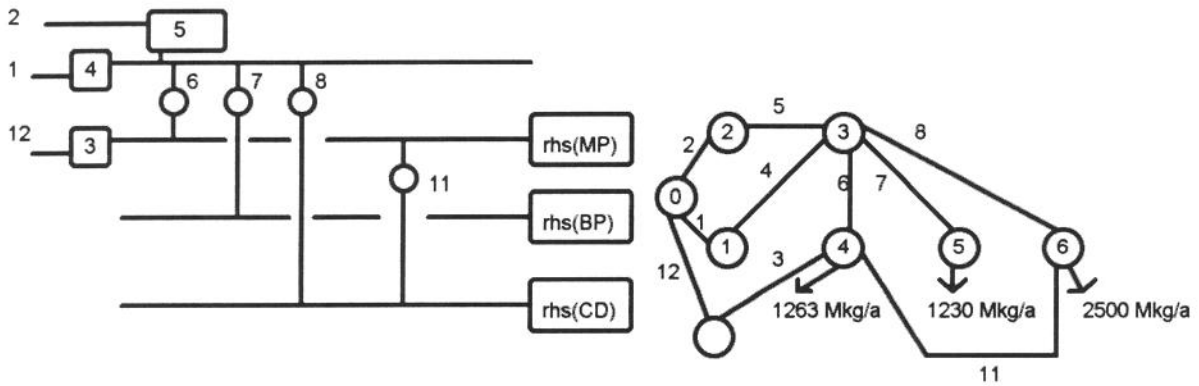


Figura 6.10- Central de cogeração obtida por consenso entre os objetivos e correspondente rede setor Papel e Celulose - cenário de 67 US\$/MWh

A solução para o cenário 95 US\$/MWh se encontra na Tabela 6.19 e figura 6.11.

TABELA 6.19- SOLUÇÃO DE CONSENSO - DADOS GERAIS - setor Papel e Celulose

Fluxo nos arcos	1	99.47	Capacidade Instalada(MW) :	259.69
[10 ⁶ kg/ano]	2	374.47	Excedente Elétrico (MW) :	223.69
	3	50.52	LOLP (h/a) :	1854.53
	4	99.47	(%) :	21.17
	5	374.47	CO ₂ (kg/MWh) :	735.45
	6	1757.80	SO ₂ (kg/MWh) :	1.71
	7	1230.00	NOx (kg/MWh) :	1.60
	8	1500.00	Custo Invest. (10 ⁶ US\$) :	104.61
	9	0	Payback (anos) :	1.07
	10	0	Benef. Líquido (10 ⁶ US\$a) :	97.99
	11	1000.00		
	12	50.52		

Nota- tarifa de compra de en. elétrica (critério 6): 95 US\$/MWh

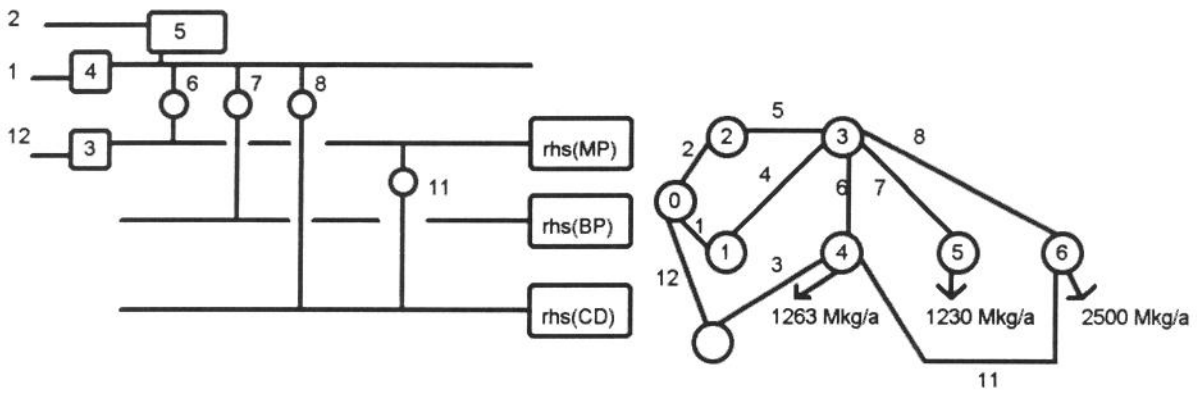


Figura 6.11- Central de cogeração obtida por consenso entre os objetivos e correspondente rede setor Papel e Celulose - cenário de 95 US\$/MWh

6.3.3 Análise Final de Expansão

Para a análise final da integração da central de co-geração a uma planta de celulose e papel valem as mesmas observações do item 6.2.3. Como, porém, se incorpora a esse estudo de caso um novo combustível, alterações devem ser feitas tanto no Módulo de Projeto quanto na rede de grafos para acomodar esse novo elemento. A figura 6.12 representa a nova rede de grafos, visto que não há alterações no Módulo de Projeto.

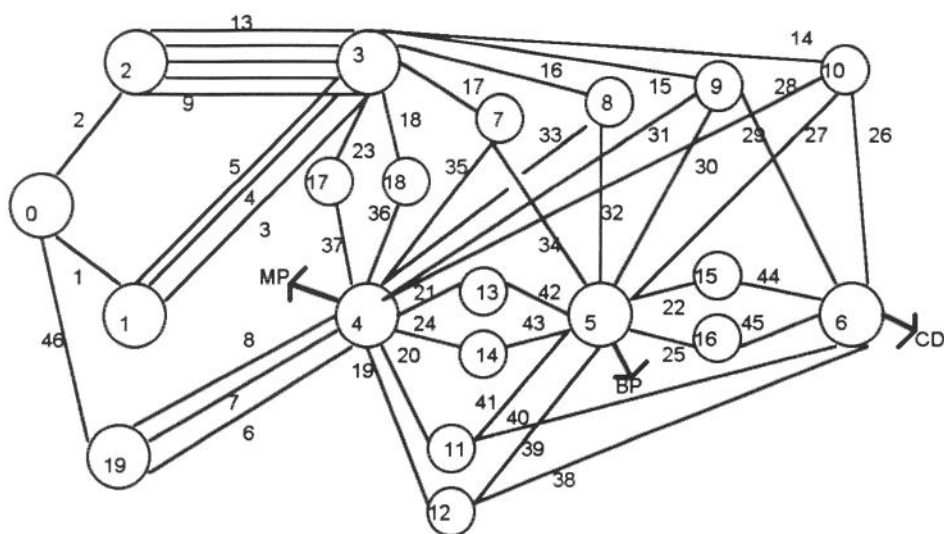


Figura 6.12 Rede de grafos para análise final - setor Papel e Celulose

A Tabela 6.20 fornece os resultados das funções objetivo no cenário de 35 US\$/MWh juntamente com os valores auxiliares da solução de consenso. A solução ótima individual de cada critério na Análise Final e a solução de consenso do cenário 35 US\$/MWh estão apresentados na Tabela 6.21. Aqui também se considera que a solução ótima individual do critério econômico seja a solução factível inicial do processo de pesquisa da solução de compromisso.

Os valores de demanda de vapor nos *headers* de Média e Baixa Pressões são, respectivamente, 108.04 e 108.36 (10^6 kg/mês) e para o condensador se estima que sejam enviados 208.33 (10^6 kg/mês). Esses valores correspondem ao pico registrado no ano típico considerado.

----- valores da solução de consenso - cenário 35 US\$/MWh -----
setor Papel e Celulose

Potência Instalada = 162.39 [MW]	LOLP = 2945.27 [h/a]
Demanda Elétrica = 36.00 [MW]	LOLP (percentual) = 33.62 [%]
Excedente elétrico = 126.39 [MW]	Emissão de CO ₂ = 1195.33 [kgCO ₂ /MWh]
Potência em cada arco:	Emissão de SO ₂ = 0.57 [kgSO ₂ /MWh]
Pot[18]= 5.5155 [MW]	Emissão de NOx = 2.29 [kgNOx/MWh]
Pot[32]= 5.3152 [MW]	Custo equipamentos = 141.70 [10 ⁶ US\$]
Pot[33]= 3.5571 [MW]	<i>Payback</i> = 1.55 [anos]
Pot[35]= 8.5556 [MW]	
Pot[38]= 93.5903 [MW]	
Pot[39]= 1.8160 [MW]	
Pot[40]= 44.0425 [MW]	

TABELA 6.20 COMPARAÇÃO ENTRE OS OBJETIVOS IDEAIS E REAIS (35 US\$/MWh)
setor Papel e Celulose

critérios	Irreversib.	CO ₂	SO ₂	NOx	Fluxo	D-R
f.o. ideais	4284.44	254.31	0.06	0.10	1545.68	145.88
f.o. reais	6845.48	148.81	0.05	0.21	1266.12	112.61

TABELA 6.21 SOLUÇÕES ÓTIMAS E DE CONSENSO (10^6 kg/mês) 35 US\$/MWh - Pap.e Celulose

arco	Irreversib.	CO ₂	SO ₂	NOx	Fluxo	D-R	solução
1	29.55	29.78	0.00	13.55	0.00	29.78	24.54
2	0.00	0.00	62.12	0.00	62.84	0.00	0.00
3	7.55	11.00	0.00	2.55	0.00	11.00	8.30
4	11.00	11.00	0.00	0.00	0.00	11.00	6.79
5	11.00	7.78	0.00	11.00	0.00	7.78	9.46
6	0.00	0.00	0.00	8.00	0.00	0.00	2.56
7	0.00	0.00	0.00	8.00	0.00	0.00	2.56
8	0.00	0.00	0.00	8.00	0.00	0.00	2.56
9	0.00	0.00	13.00	0.00	10.84	0.00	0.00
10	0.00	0.00	13.00	0.00	13.00	0.00	0.00
11	0.00	0.00	13.00	0.00	13.00	0.00	0.00
12	0.00	0.00	13.00	0.00	13.00	0.00	0.00
13	0.00	0.00	10.12	0.00	13.00	0.00	0.00
14	0.00	0.00	208.33	0.00	0.00	0.00	0.00
15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
16	0.00	124.73	108.36	108.36	0.00	124.73	116.22
17	0.00	300.00	0.00	0.00	0.00	300.00	44.00
18	424.73	0.00	108.04	92.37	424.73	0.00	92.83
19	0.00	316.69	0.00	208.33	316.69	316.69	193.68
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	66.67
21	300.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
22	208.33	0.00	0.00	0.00	92.14	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	16.69	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
26	0.00	0.00	208.33	0.00	0.00	0.00	0.00
27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
32	0.00	0.00	108.36	108.36	0.00	0.00	56.35
33	0.00	124.73	0.00	0.00	0.00	124.73	59.87
34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
35	0.00	300.00	0.00	0.00	0.00	300.00	144.00
36	424.73	0.00	108.04	92.37	424.73	0.00	92.83
37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
38	0.00	208.33	0.00	208.33	116.19	208.33	141.66
39	0.00	108.36	0.00	0.00	200.50	108.36	52.01
40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	66.67
41	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
42	300.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
43	16.69	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
44	208.33	0.00	0.00	0.00	92.14	0.00	0.00
45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
46	0.00	0.00	0.00	24.00	0.00	0.00	7.68

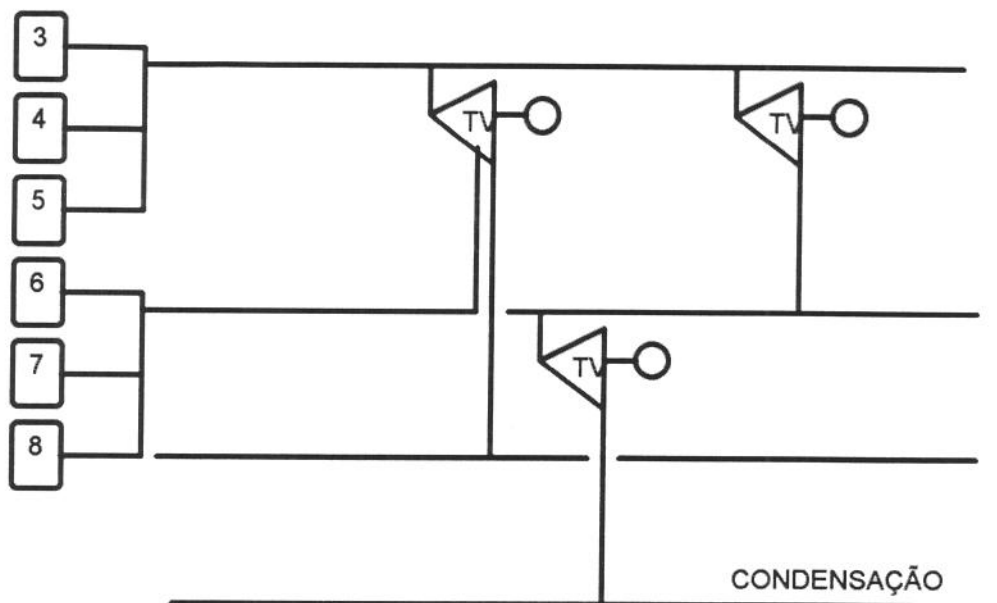


Figura 6.13 Configuração final de consenso para planta de papel e celulose cenário 35 US\$/MWh

Para o cenário de 67 US\$/MWh, os resultados são muito próximos a nível de fluxo para as soluções ótimas individuais do cenário anterior e para a solução de consenso, a menos do *payback*, que passa para 0.71 anos, visto que há um aumento na remuneração da venda de energia elétrica. Para o cenário de 95 US\$/MWh observam-se alterações significativas nos valores de fluxo (e consequentemente dos parâmetros auxiliares), como se verifica pela Tabela 6.22 e figura 6.14.

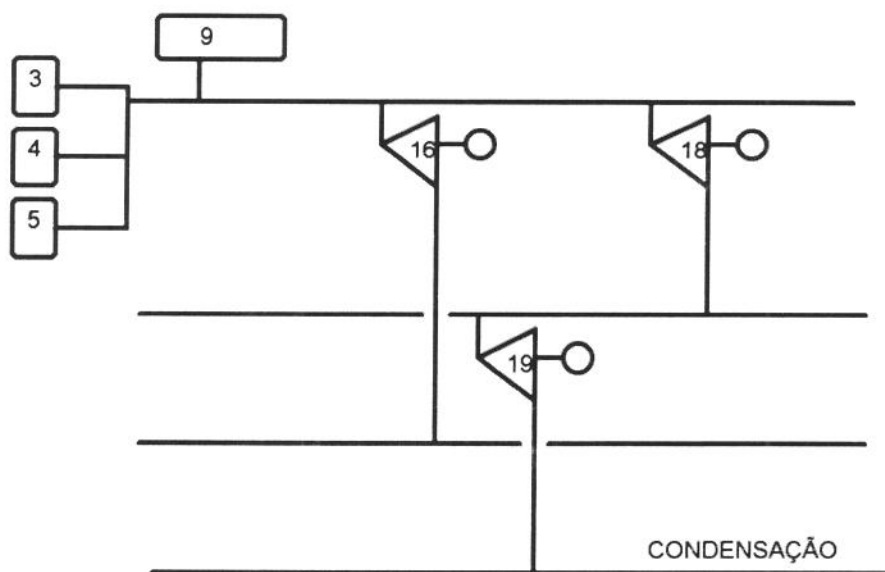


Figura 6.14 Configuração final de consenso para planta de papel e celulose cenário 95 US\$/MWh

TABELA 6.22 SOLUÇÕES ÓTIMAS E DE CONSENSO (10^6 kg/mês) cenário 95 US\$/MWh
setor Papel e Celulose

arco	vazão	arco	vazão
1	29.55	24	0.00
2	0.00	25	0.00
3	11.00	26	0.00
4	7.55	27	0.00
5	11.00	28	0.00
6	0.00	29	0.00
7	0.00	30	0.00
8	0.00	31	0.00
9	3.40	32	108.36
10	0.00	33	0.00
11	0.00	34	0.00
12	0.00	35	0.00
13	0.00	36	316.37
14	0.00	37	0.00
15	0.00	38	208.33
16	108.36	39	0.00
17	0.00	40	0.00
18	316.37	41	0.00
19	208.36	42	0.00
20	0.00	43	0.00
21	0.00	44	0.00
22	0.00	45	0.00
23	0.00	46	0.00

----- solução de compromisso --- setor Papel e Celulose - cenário 95 US\$/MWh

Potência Instalada = 166.65 [MW]

Excedente elétrico = 130.65[MW]

Potência em cada arco:

Pot[18]= 18.7967 [MW]

Pot[32]= 10.2215 MW]

Pot[38]= 137.6328 [MW]

LOLP = 2761.00 [h/a] = 31.52 [%]

Emissão de CO₂ = 561.05 [kgCO₂/MWh]

Emissão de SO₂ = 0.65 [kgSO₂/MWh]

Emissão de NOx = 2.61 [kgNOx/MWh]

Custo equipamentos = 131.79 [10⁶ US\$]

Payback = 0.60 [anos]

Ben. Líquido = 246.73 [10⁶ US\$/ano]

6.4 Comentários

Os resultados obtidos em ambos os estudos de caso merecem algumas considerações com respeito à viabilidade técnico-econômico demonstrada.

Com relação aos aspectos técnicos, é importante ressaltar que o gás natural foi confirmado em alguns dos cenários dos dois estudos de caso como a alternativa de consenso, como o comprova sua crescente penetração no mercado internacional. Em se considerando que, com a entrada do gás natural da Bolívia, pode-se contar com maior disponibilidade do produto a preços ainda mais competitivos, imagina-se as configurações anteriormente apresentadas possam ser alteradas com resultados mais favoráveis ainda para as centrais em ciclo combinado.

Observa-se uma discrepância nos valores obtidos para o *payback* de ambos os empreendimentos, notadamente no estudo de caso da indústria de papel e celulose. Os valores se encontram bem abaixo daquilo que poderia ser julgado razoável para o porte das instalações - isso significa que tanto os valores de custo de investimento podem estar subestimados quanto superdimensionados os benefícios líquidos. Em vista de terem sido os valores de custo de investimento dos equipamentos individuais aproximados de acordo com valores da literatura, e portanto não dotados de grande confiabilidade, acreditamos que resida nesse ponto o fator de desequilíbrio verificado nesse parâmetro.

Finalmente, observa-se que da passagem da Análise Inicial para a Final ocorre ligeiro aumento nos parâmetros auxiliares - custos e LOLP, este último especialmente no estudo de caso da indústria de papel e celulose.

As variações verificadas no que tange aos custos estaria relacionada à economia de escala que deve existir quando da escolha de equipamentos de maior porte, uma vez que na Análise Inicial consideram-se os equipamentos agrupados em um só, de capacidade igual ao total das capacidades individuais definidas na Análise Final.

No tocante ao LOLP, a eliminação de grande parte das alternativas de geração elétrica na Análise Final explicaria de modo convincente o grande aumento verificado nesse parâmetro na passagem entre as duas etapas de análise. Os valores de emissão obtidos em cada cenário pode ser considerado satisfatório em relação à ampla faixa em que se verificam os índices específicos.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES E COMENTÁRIOS

Os modelos de otimização matemática tem por característica essencial apresentar, no contexto de um conjunto de restrições impostas, a melhor solução para um certo problema.

Ainda que se observe um crescente emprego das técnicas de otimização para o planejamento de centrais de co-geração, em geral as propostas se resumem ao critério econômico para a definição de políticas ótimas de operação.

A metodologia para pré-dimensionamento de centrais de co-geração apresentada nesse trabalho se situa dentre os modelos de otimização matemática e, por sua característica multicritério, torna-se possível estabelecer uma relação de dependência entre os diferentes objetivos considerados.

Ainda que se aceite, por razões óbvias, que o critério econômico prepondere tanto na decisão acerca da configuração final a ser implantada quanto nas suas políticas operacionais, observa-se uma crescente preocupação com os efeitos das emissões de substâncias nocivas ao ambiente, com a confiabilidade da geração, a busca de tecnologias mais eficientes do ponto de vista termodinâmico e o modo como podem influir no empreendimento.

Nesse sentido, a proposta multiobjetiva realiza um deslocamento da visão economicista para uma abordagem globalizada em projetos de centrais de co-geração.

A representação dos diversos objetivos que concorrem para a definição do ciclo e dos equipamentos que devem compor a unidade permite ao decisor observar como os mesmos se comportam em face das mesmas restrições e num ambiente de iguais oportunidades, isto é, sem que haja de início qualquer influência das suas preferências sobre os mesmos. Em seguida, é dado ao decisor a oportunidade de expressar suas preferências e desse modo novas soluções eficientes são apresentadas, revelando as margens de negociação entre os critérios considerados; paulatinamente o modelo converge para uma solução de compromisso.

Como se pode observar dos estudos de caso do Capítulo 5, a metodologia multiobjetiva imprime uma grande flexibilidade na definição da configuração, uma vez que a alocação dos equipamentos é feita dinamicamente em cada interação a partir das informações de preferência expressadas pelo decisor. Uma função de critério global, assumida a título de função utilidade, apresenta para cada solução intermediária seu afastamento em relação às soluções ótimas individuais de cada critério.

Outra observação importante é quanto à capacidade de fixação da configuração inicial pelo modelo apresentado. A análise das centrais de co-geração modeladas em diversas das referências listadas no Capítulo 3 partia de uma configuração inicial definida por critérios heurísticos; no modelo multiobjetivo não existe, de início, uma configuração básica sobre a qual se analisam as vantagens e desvantagens de uma certa política operacional. Após a análise inicial, em que são confrontadas diferentes alternativas de geração (tanto em termos de tecnologia quanto de aproveitamento das quedas entálpicas) apresentam-se seis diferentes alternativas que priorizam individualmente cada critério e a alternativa de consenso que se obtém da negociação entre os critérios, e que será a base da análise final.

A metodologia de apoio à decisão então desenvolvida faz uso de modelos auxiliares de simulação para as avaliações de emissões específicas, índices econômico-financeiros, índices de confiabilidade e de geração elétrica. Tal fato impôs a pesquisa desses índices em diferentes fontes e permitiu que fosse reunido, nesse trabalho, um conjunto de informações até então disperso, assim como a pesquisa de índices adequados e atuais para a composição das funções objetivo, apresentados nos Anexos da tese.

A coexistência dos seis critérios considerados segue, necessariamente, a uma ordem de valores; em geral, o critério econômico-financeiro prevalece sobre os demais; a confiabilidade assume importante papel na decisão quando da análise de alternativas que apresentam valores muito próximos nas variáveis do primeiro critério. Os demais critérios, de emissão de poluentes e as irreversibilidades das máquinas, são critérios de desempate, caso persista a proximidade entre as alternativas consideradas, ainda que devam sempre ser testados frente aos parâmetros normatizados, quando existentes.

Do ponto de vista da formulação matemática, o desenvolvimento de um modelo multiobjetivo interativo integrado às técnicas de programação inteira mista e grafos generalizados permitiu constatar que o conagraçamento entre os mesmos apresenta algumas restrições de formulação.

Os modelos multiobjetivos conduzem o problema a soluções eficientes pela ponderação entre os diversos objetivos por meio de pesos, tornando-o desse modo em um novo problema, agora monobjetivo, permitindo então uma solução pelas técnicas usuais de otimização.

No caso do problema linear emprega-se usualmente o tableau Simplex para a pesquisa da solução monobjetiva. No presente trabalho empregou-se, contudo, a técnica de grafos generalizados, especialmente pela redução do esforço computacional que se obtém com o emprego desse recurso, mas também pela simplificação verificada no caso em que se considera paridade térmica com otimização dos fluxos energéticos e pela continuidade e consolidação da linha de pesquisa do Departamento de Energia da FEM em Otimização de Sistemas Energéticos.

A escolha do modelo multiobjetivo interativo STEM se revelou de início incompatível com a estrutura de grafos empregados na solução do problema monobjetivo; a cada nova solução proposta pelo modelo, novas restrições são adicionadas ao problema original, descaracterizando a estrutura de grafos generalizados, que apenas admitem dois elementos não nulos em cada coluna da matriz. Considerou-se a alternativa da dualização do problema a partir da Relaxação Lagrangeana, além da possibilidade de emprego de outro modelo interativo que não apresentasse tais características.

O método de pesquisa das novas soluções no modelo GDF segue a estrutura do algoritmo de Frank-Wolfe, o que permite o emprego dos grafos generalizados sem adição de outros recursos; ademais, em sendo o problema em estudo considerado linear, as penalidades de cada arco se equivalem aos gradientes da função utilidade. Desse modo, deu-se preferência ao emprego desse último, aproveitando-se do primeiro algumas das suas particularidades, tal como a pesquisa de cada solução ótima individual.

Cumpre-nos, ainda, ressaltar que os índices empregados procuram expressar as melhores informações disponíveis mas devem ser vistos com alguma reserva, especialmente aqueles que se referem a custos de equipamentos, uma vez que não existem garantias de que os mesmos sejam realmente tal como se expressou nesse trabalho. Tais considerações, contudo, não invalidam os resultados perseguidos, de demonstrar o emprego da técnica multiobjetiva no planejamento de centrais de co-geração.

Desenvolvimentos Futuros

Do conjunto de informações que foram levantadas, assim como das constatações acerca do potencial de utilização da técnica multiobjetiva no pré-dimensionamento de centrais de co-geração, futuros desenvolvimentos podem ser visualizados, tanto a título de complementação quanto para imprimir continuidade a este trabalho:

- * os índices básicos que deram origem aos modelos de simulação demandam constante atualização para aferição do estágio tecnológico dos equipamentos no que concerne às eficiências de conversão de energia, índices de confiabilidade e emissões específicas, bem como o comportamento das curvas de custo de investimento;
- * novas tecnologias vem sendo desenvolvidas, a nível de gaseificação e ciclos combinados, cujos resultados podem ser avaliados e incorporados futuramente ao modelo apresentado; cabe, ainda, na modelagem das unidades a gás um desenvolvimento que considere a existência de queimadores auxiliares nas caldeiras de recuperação, responsáveis por um maior volume de vapor sem aumento na geração de energia elétrica;
- * curvas estatisticamente ajustadas para cada um dos setores industriais de interesse na prática da co-geração podem ser obtidas mediante análise das curvas de demanda de grupos representativos de empresas dos mesmos, levando-se em conta a capacidade produtiva, estágio tecnológico e idade média dos equipamentos, assim como uma avaliação prospectiva das possibilidades futuras de cada setor. Um banco de dados relativo a tais curvas deverá auxiliar sobretudo a avaliação de tendências e a análise de previsão de demandas, permitindo não apenas uma análise mais precisa no planejamento das centrais de co-geração mas também a isenção dos dados relativos a empresas existentes, o que é um fator importante no planejamento e projeto de novos empreendimentos;
- * as técnicas de Gestão de Cargas, especialmente as tarifas diferenciadas e a realocação de cargas, assim como a técnica de Pinch Point para alocação dos diferentes fluxos térmicos na planta de processo e definição mais precisa das condições termodinâmicas dos mesmos podem ser incorporadas ao modelo então desenvolvido, permitindo uma otimização tanto a nível operacional da planta quanto matemático para a maximização dos excedentes de energia elétrica;
- * a metodologia proposta pode ser comparada com as demais técnicas descritas na revisão bibliográfica, especialmente com a metodologia termoeconômica, também esta fundamentada em técnicas de otimização matemática e com potencial para considerações multiobjetivas.

Acredita-se que, com a incorporação desses novos desenvolvimentos, caminhar-se-á para uma metodologia ainda mais robusta e eficaz para o planejamento das centrais de co-geração.

ANEXOS

Os anexos que se apresentam a seguir servem para que sejam estabelecidas as bases para o recálculo dos valores que devem ser introduzidos como coeficientes das equações de otimização, no processo dinâmico que envolve a programação multiobjetiva interativa, assim como apresentar as alternativas para o emprego de tecnologias similares.

No primeiro módulo são estabelecidas as considerações termodinâmicas e de custo tecnológico que devem ser consideradas no projeto de centrais de co-geração; no segundo módulo apresentam-se as bases para o cálculo das emissões de poluentes no processo de combustão que envolve as máquinas térmicas, seguido dos aspectos matemáticos da confiabilidade de geração no terceiro apêndice, que se encerra com o módulo de custos, referentes aos equipamentos utilizados tanto na geração quanto no controle de emissões.

ANEXO 1

Módulo Termodinâmico

A1.1 Introdução

O módulo termodinâmico apresenta as características tecnológicas de algumas máquinas térmicas de interesse na análise multiobjetiva para projeto de centrais de co-geração. Constam, ainda, desse anexo, os rudimentos da análise energética e exergética aplicadas ao problema, com a descrição das considerações necessárias para que o haja uma perfeita equivalência entre a estrutura de grafos e os conceitos termodinâmicos empregados.

A1.2 Aspectos Gerais das Máquinas Térmicas

A1.2.1 Introdução

Do ponto de vista operacional, uma máquina térmica pode ser analisada segundo um modelo entrada-saída (*input-output*), que se revela vantajoso sob certas circunstâncias.

O modelo *input-output* para uma máquina térmica usualmente apresenta por entrada o aporte energético, expresso em MJ/h, e por saída o nível de geração de potência ativa da unidade (expresso em MW). No caso de equipamentos de combustão, o aporte energético é relativo ao combustível; a geração de potência pode ser relativamente à porção térmica ou elétrica.

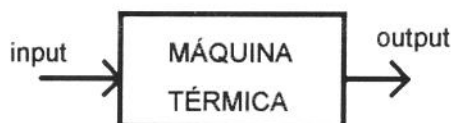


Figura A1.1. Representação esquemática de Máquinas Térmicas segundo modelo *input-output*

Como a análise do parâmetro de entrada pode requerer considerações econômicas, é interessante expressar-se tanto o custo do combustível quanto o *heat rate* em termos da capacidade elétrica da unidade, sendo a sua obtenção favorecida pelas relações apresentadas na Tabela A1.1.

TABELA A1.1 RELAÇÕES ÚTEIS NA TRANSFORMAÇÃO DE UNIDADES

Dados ...	Relação	Unidades	Denominação
Q, PCI	$mc = Q / PCI$	kg/h ou m ³ /h	vazão horária de combustível
mc, E'	$g = mc / E'$	kg/kWh ou m ³ /kWh	consumo espec. de combustível
mc, Cu	$Cv = Cu * mc$	\$/h	custo horário do combustível
Q, E'	$hr = Q / E'$	kJ/kWh	<i>heat rate</i>

onde	Q - aporte energético do combustível	[kJ/h]
	E' - potência elétrica ativa	[kW]
	Cu - custo unitário do combustível	[\$/m ³] ou [\$/kg]
	PCI - poder calorífico inferior	[MJ/m ³] ou [MJ/kg]
	Cv - custo horário do combustível	[\$/h]

A potência elétrica ativa deve ser convertida em seu valor líquido, que considera as necessidades energéticas dos equipamentos auxiliares dos quais a unidade depende para atender à demanda.

A1.2.2 Característica operacionais das máquinas térmicas de geração

O modelo *input-output* de máquinas térmicas pode ser apresentado na forma gráfica de uma curva convexa e suave, que pode apresentar na ordenada o *heat rate*, o custo horário, o consumo específico ou a vazão do combustível e na abscissa a potência elétrica ativa, conforme figura A1.2. Quando apresenta o custo variável na ordenada, suas informações se prestam a auxiliar nas considerações do Anexo 4.

Essas informações podem ser coletadas em planilhas de projeto ou de testes de desempenho, normalizados segundo padrões internacionais; quando esses últimos são utilizados, é usual verificar-se que os pontos não traduzem uma curva suave.

O prolongamento da curva apresentada na figura A1.2 corta a ordenada no ponto de aporte mínimo de combustível para operação do equipamento, ou de custo a vazão, C_0 , que corresponde à potência nula; observe que não se permite a uma unidade operar com potência nula, pois se a mesma estiver *on-line*, deverá ser carregada entre a mínima e a máxima capacidade.

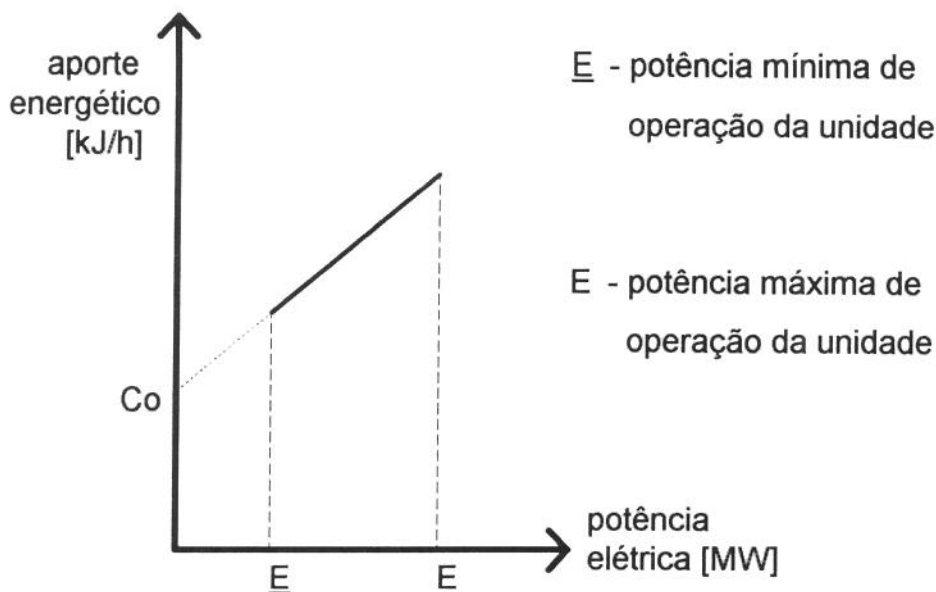


Figura A1.2 Característica do aporte energético do combustível x potência elétrica para unidade a vapor

Segundo Wood e Wollenberg, 1984, unidades com turbinas a vapor apresentam várias restrições operacionais críticas; geralmente, a carga mínima à qual a unidade pode operar é influenciada mais pelo gerador de vapor e pelo ciclo regenerativo do que pela turbina propriamente.

Turbinas a vapor de grande capacidade de geração apresentam um número considerável de válvulas de admissão de vapor que são abertas em sequência para que seja obtida uma potência sempre crescente da unidade; tal fato pode conduzir a uma característica *input-output* não-convexa, onde as técnicas de otimização que requerem características convexas não podem ser utilizadas. A adoção de linhas de coleta única de vapor (*common-headers*) pode ser solução técnica para esse problema, uma vez que a combinação de várias caldeiras e turbinas a vapor pode resultar em diferentes características tanto de entrada quanto de saída.

As limitações de carga mínima em unidades a vapor são impostas, em geral, pela necessidade de se manter estável a combustão na fornalha do gerador de vapor, bem como por restrições próprias do projeto, como é o caso de caldeiras supercríticas (unidades com pressão superior a 28 MPa), que não podem operar abaixo de 30% de sua capacidade de projeto, pois um fluxo dessa ordem é requerido para resfriar adequadamente os tubos que passam pela fornalha.

Turbinas a gás não são normalmente operadas em cargas parciais, considerando-se a princípio que estejam a plena carga todo o tempo em que se encontram disponíveis. Quando componentes de Ciclos Combinados, podem operar como ciclo simples, estando a caldeira de recuperação e/ou turbinas a vapor indisponíveis, pelo by-pass dos gases exaustos.

A1.2.3 Características tecnológicas das máquinas térmicas

As caldeiras apresentam níveis máximo e mínimo de capacidade de geração de vapor dentre os quais se recomenda sejam operadas.

Segundo Cavalieri *et al*, 1972, a capacidade mínima de um gerador de vapor pode ser assumida como cerca de 20 % da capacidade máxima. Além das questões técnicas relativas à eficiência, é prática operacional respeitar o limite mínimo devido às dificuldades de atuação dos geradores de vapor em baixas cargas.

Dentro destes limites, a eficiência dos geradores de vapor é admitida constante; essa consideração é razoável, visto serem as oscilações de eficiência sob cargas variáveis pequenas e pelo fato de se estar utilizando de tais valores no pré-dimensionamento de centrais de co-geração.

As turbinas a vapor são caracterizadas pela razão entre a vazão de vapor que lhes é entregue e a potência gerada nos terminais do alternador; tal razão se apresenta descrita em diagramas de consumo.

De modo geral, esses diagramas para turbinas a vapor de condensação têm por característica o fato de serem convexos e por apresentarem um valor mínimo de vazão abaixo do qual não há geração elétrica (ponto A da figura A1.3)

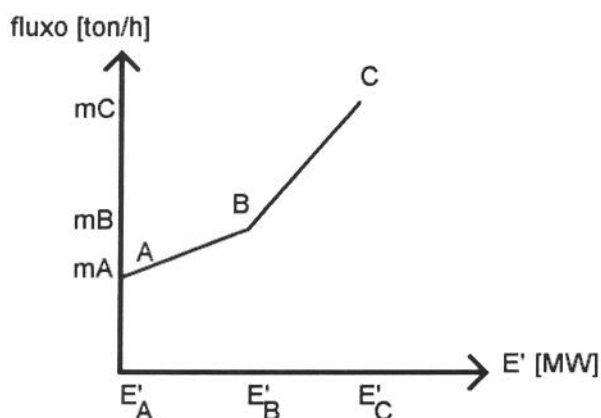


Figura A1.3 Diagrama de consumo-turbina a vapor (condensação)

O ponto B representa a condição de máxima eficiência (m/E' é máxima) e o segmento BC representa faixa de operação forçada com válvula aberta, assumindo-se que o equipamento a possua.

As turbinas a vapor de contrapressão apresentam diagramas similares, exceto por consistirem de segmentos ligeiramente curvos; para aplicação de programação matemática assumem-se segmentos retos, com erros mínimos para a análise.

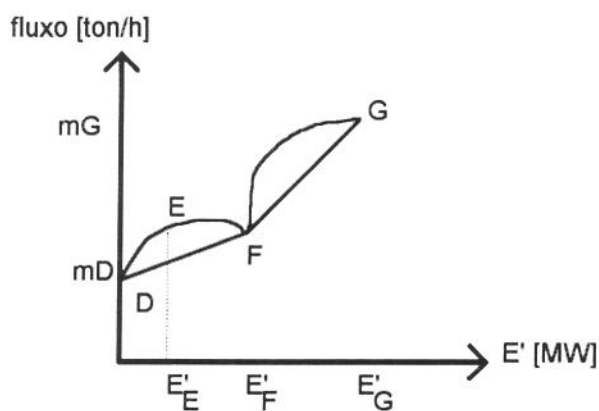


Figura A1.4 Diagrama de consumo-turbina a vapor (contrapressão)

Turbina mista é a denominação que se emprega para o equipamento a vapor com condensação e extrações; nesse caso, o diagrama de consumo consiste de um grupo de linhas paralelas, cada uma relativa a uma extração de pressão controlada, sendo uma delas referente à condensação.

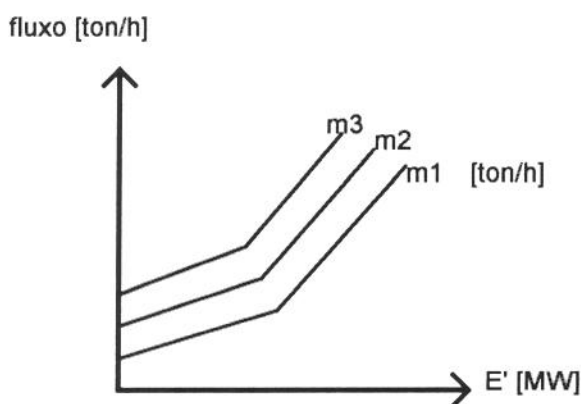


Figura A1.5 Diagrama de consumo de turbina a vapor mista

Para esses casos, uma alternativa simplificadora para análise operacional seria considerar-se a turbina a vapor mista como composta de duas unidades, uma de condensação e outra de contrapressão, sob o mesmo eixo; desse modo, valem as seguintes condições:

- i) o fluxo na unidade de condensação não pode ficar abaixo de um valor mínimo, necessário para o resfriamento do casco, e não pode estar parada se a unidade de contrapressão estiver rodando;
- ii) a potência gerada é a soma da potência das duas unidades;
- iii) o fluxo de vapor na unidade de condensação é a diferença entre o fluxo que entra na unidade de contrapressão e o fluxo das extrações para processo;
- iv) o fluxo de vapor nas extrações controladas pode variar desde zero até seu valor máximo, de acordo com o projeto de cada máquina.

A1.3 Aspectos Energéticos das Centrais de Co-Geração

A1.3.1 Introdução

A avaliação energética de centrais de co-geração deve ser feita tanto mediante o levantamento da capacidade de geração de energia (análise pela Primeira Lei da Termodinâmica) quanto pela minimização da perda de exergia (análise pela Segunda Lei da Termodinâmica).

Para que seja possível precisar esses valores, assim como especificar os equipamentos que deverão fazer parte das centrais de co-geração, são apresentadas as principais características de máquinas térmicas no que se refere a fluxo, bem como definem-se os níveis entálpicos da configuração genérica proposta para o Módulo de Projeto e finalmente são conceituadas exergia e energia tal como se aplicará na função objetivo do critério termodinâmico.

A1.3.2 Levantamento de fluxos em máquinas térmicas

A análise dos fluxos, assim como a definição de índices que possibilitem expressar a relação entre os mesmos, é de fundamental importância para a análise de otimização a partir da estrutura de grafos generalizados, visto que os mesmos nada mais são do que os ganhos (ou produtividades) dos arcos, e apresentam por significado físico as taxas de conversão de um vetor energético em outro.

Os principais fluxos analisados nas centrais de co-geração são os que se referem a vapor, combustíveis e gases de exaustão. A tabela A1.2 apresenta os valores referentes às vazões de combustível (M_c) e gases exaustos (M_{ge}), assim como as correspondentes razões, para turbinas a gás de produção comercial.

Na tabela A1.3 são apresentadas características de vazão de combustível e de vapor, assim como as correspondentes razões, para caldeiras a vapor. No caso em que se considera os conjuntos turbina a gás e caldeira de recuperação, os valores levantados se situam nas faixas apresentadas na tabela A1.4.

TABELA A1.2 VAZÕES EM TURBINAS A GÁS DE DIFERENTES FABRICANTES

Denominação	Mc (kg/s)	Mge (kg/s)	(Mc / Mge)	(Mge / Mc)
Allison 570 KA	0.3769	18.7930	0.0200	49.86
Allison 571 KB	0.4043	20.2266	0.0199	50.03
Brown Boveri 13 D	6.2335	378.1855	0.0165	60.67
Solar Saturn	0.0886	6.2576	0.0142	70.63
Solar Centaur	0.2629	17.8626	0.0147	67.94
Sulzer Type 10	1.3964	73.8817	0.0189	52.91
Turbo Power FT4C-3F	2.1493	139.1365	0.0154	64.73
General Electric PG6531	2.6934	139.2270	0.0193	51.69
Kongsberg KG 5	0.3215	20.9603	0.0153	65.19
Kraftwerk Union V94	8.8162	490.9930	0.0180	55.69
MÉDIAS	-----	-----	0.0172	58.93

Nota: $Mge = Mc + Mar$

Fonte: Cogeneration, diversos números

TABELA A1.3 FLUXOS E TAXAS DE FLUXO EM CALDEIRAS A VAPOR

Descrição	Modelo	Mv (ton/h)	Mc (ton/h)	(Mv/Mc)
caldeira queimando gás siderúrgico /1/	-----	255.56	252.32	1.01
caldeira aquatubular - (bagaço de cana) /2/	AZ 380	80.00	33.86	2.36
	AZ 365	65.00	27.60	2.36
	AZ 353	53.00	22.50	2.36
	AZ 340	40.00	17.00	2.35
caldeira aquatubular (lenha em toras) /2/	PCT 2400	16.00	6.80	2.35
	PCT 1500	10.00	4.10	2.44
	PCT 800	6.00	2.30	2.61
caldeira aquatubular (óleo BPF) /2/	MZL 16	20.00	1.54	13.00
	MZL 15	15.00	1.15	13.00
	MZL 10	6.00	0.46	12.99
	MZL 5	1.50	0.12	13.04
	MZL 1	0.25	0.02	13.16
caldeira flamotubular com fornalha interna (óleo n. 6) /3/	-----	5.00	0.37	13.40
	-----	4.00	0.25	13.40
	-----	3.00	0.22	13.40
	-----	2.00	0.15	13.40
	-----	1.00	0.08	13.40
	-----	0.50	0.04	13.40

Fontes: (1) Donatelli e Horta Nogueira, 1990 / (2) Catálogos Zanini / (3) Pera, 1966

TABELA A1.4 TAXAS DE FLUXO EM CONJUNTOS TURBINA A GÁS-CALDEIRA DE RECUPERAÇÃO (sem queima suplementar)

Fabricante	Mv1 kg/s	Mv2 kg/s	Ma / Mc	Mc / Mge	Ma / Mv1	Ma / Mv2	Mc / Mv1	Mc / Mv2	Mge/ Mv1	Mge/ Mv2
Eur. Hurricane	7.0	0.13	53.32	0.018	6.44	5.44	0.12	0.10	6.56	5.54
Dresser KG2-3E	14.8	0.25	58.40	0.017	7.59	6.20	0.13	0.11	7.72	6.30
N. Pignone PGT2	10.0	0.16	61.50	0.016	7.76	6.24	0.13	0.10	7.88	6.30
Allison 501 KB5	15.4	0.29	53.02	0.018	6.82	5.61	0.13	0.10	6.95	5.72
N. Pignone PGT10	41.0	0.70	58.75	0.017	0.85	7.89	0.18	0.13	11.03	8.02
Solar T14000	37.9	0.65	58.43	0.017	---	7.00	---	0.12	---	7.12
Cooper Royce 2000	78.0	1.14	70.04	0.014	---	10.15	---	0.14	---	10.30
N. Pignone PGT 25	66.0	1.27	52.08	0.019	8.32	6.47	0.16	0.12	8.43	6.60
Turbo Power FT8	83.0	1.46	56.97	0.017	---	9.15	---	0.16	---	9.33
GE LM 5000 PC	119.8	2.07	57.84	0.017	---	9.70	---	0.17	---	9.87
GE PG 6541B	136.5	2.44	55.96	0.018	8.03	6.37	0.14	0.11	8.17	6.49
GE LM 6000 PA	124.7	2.31	53.91	0.018	---	9.16	---	0.17	---	9.33
Westingh. 251B12	169.6	2.98	57.02	0.017	9.28	7.01	0.16	0.12	9.45	7.14
ABB GT11N	310.3	5.70	54.39	0.018	8.95	6.96	0.16	0.13	9.12	7.08
Westingh. 501D5	357.9	6.55	54.67	0.018	8.74	6.76	0.16	0.12	8.91	6.90
GE MS7001 E/F	409.2	7.33	55.82	0.018	8.12	6.49	0.14	0.12	8.26	6.61
Westingh. 501 F	427.3	8.84	47.94	0.020	6.78	5.42	0.14	0.11	6.92	5.54
Turbo Power V84.4	414.2	8.73	47.46	0.021	7.74	6.20	0.16	0.13	7.90	6.33
GE PG7201 F	417.3	8.84	7.23	0.021	6.62	6.57	0.14	0.12	6.76	5.68
European 9101 F	600.1	12.42	48.31	0.020	6.62	5.54	0.14	0.11	6.75	5.65
MÉDIA	----	----	5.09	0.018	7.91	6.97	0.12	0.12	8.06	7.09

Notas:

a) $Mge = Mc + Ma$, sendo Ma a vazão de ar engolida na turbina

b) valores para geração na base, a 15 C, nível do mar, sendo gás natural o combustível utilizado com pressão de 993 Pa na entrada (perda de carga no filtro) e 2.48 kPa de perda na saída (contrapressão da caldeira)

c) condições do vapor: Mv1 a (8.1 MPa / 470 C) - Mv2 a (2.1 MPa / 315 C)

d) caldeiras de recuperação com queima suplementar podem ter sua produção de vapor até dobrada se comparadas a esses valores

Fonte: 1991 Gás Turbine World Handbook, vol. 13

A1.3.3 Considerações energéticas para avaliação de centrais de co-geração

Do modo como se apresenta desenvolvido o Módulo de Projeto, são possíveis configurações que se utilizam de até quatro níveis de pressão.

Cada nível do Módulo de Projeto deve ser caracterizado por um par pressão/temperatura, para os quais se associam os valores de entalpia específica correspondentes.

As diferenças entálpicas decorrentes da passagem de fluxo de vapor entre os níveis são definidas a seguir, conforme a figura A1.6.

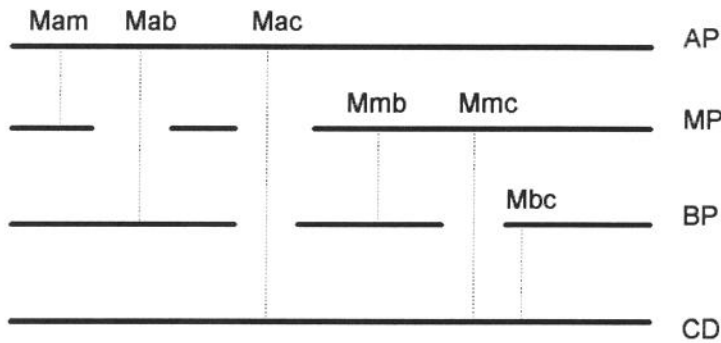


Figura A1.6 Níveis entálpicos do Módulo de Projeto

$$DH_{am} = H_{ap} - H_{mp}$$

$$DH_{ab} = H_{ap} - H_{bp}$$

$$DH_{ac} = H_{ap} - H_{cd}$$

$$DH_{mb} = H_{mp} - H_{bp}$$

$$DH_{mc} = H_{mp} - H_{cd}$$

$$DH_{bc} = H_{bp} - H_{cd}$$

Com base nas diferenças entálpicas, é possível calcular-se a energia gerada, como segue:

$$E_{cc} = \sum_{i=1..5} M_{ci} * DH_{ci} * (M_{ge} / M_{c})_i$$

$$E_{tv} = (\sum M_{am}) * DH_{am} + (\sum M_{ab}) * DH_{ab} + (\sum M_{ac}) * DH_{ac} +$$

$$+ (\sum M_{mb}) * DH_{mb} + (\sum M_{mc}) * DH_{mc} + (\sum M_{bc}) * DH_{bc}$$

que abertas para análise individual de cada turbina a vapor resultam:

$$E_{tv} = M_{ac} * DH_{ac} + M_{am} * DH_{am} + M_{ab} * DH_{ab, i = 1, 2}$$

$$E_{tv} = M_{am} * DH_{am} + M_{ab} * DH_{ab, i = 3, 4}$$

$$E_{tv} = M_{mb} * DH_{mb} + M_{mc} * DH_{mc, i = 5, 6}$$

$$E_{tv7} = M_{tv7} * DH_{am}$$

$$E_{tv8} = M_{tv8} * DH_{mb}$$

$$E_{tv9} = M_{tv9} * DH_{bc}$$

A1.4 Análise Exergética para Avaliação de Centrais de Co-geração

A1.4.1 Introdução

A energia existe em muitas formas; quantitativamente, a Primeira Lei da Termodinâmica permite conceituar a conservação da energia sobre as diversas formas; qualitativamente, é pela Segunda Lei que se avaliam os sistemas energéticos.

A exergia pode ser definida como a máxima quantidade de energia entre dois estados, que pode ser teoricamente convertida em trabalho puro. Ela é sempre menor ou igual à energia e expressa uma medida qualitativa da mesma. Enquanto a energia é sempre conservada, a exergia é destruída em qualquer processo real.

Para a análise de Segunda Lei, é preciso que se defina um estado de referência; a energia útil existe apenas onde há um desequilíbrio entre dois estados, e portanto há possibilidade de interação.

Para os fins dessa análise, consideram-se por estado de referência as condições de pressão e temperatura

$$P_0 = 0.1 \text{MPa} \quad T_0 = 293 \text{K} (= 25 \text{C})$$

que apresentam, por conseguinte, as condições seguintes de entalpia e entropia:

$$H_0 = 105 \text{kJ/kg} \quad S_0 = 0.3652 \text{kJ/kgK}$$

Para a avaliação exergética das configurações de centrais de co-geração serão utilizados por variáveis fundamentais os fluxos de massa da rede e a irreversibilidade (I), definida a partir da conceituação de exergia (ex), que é dada por:

$$ex = M * [(H - H_0) - T_0(S - S_0)]$$

onde: $I = M * T_0 * (S - S_0)$ é a irreversibilidade.
 $en = M * (H - H_0)$ é a energia.

A1.4.2 Modelagem para otimização da exergia

No problema de otimização, a combinação dos diversos componentes da central de co-geração devem conduzir a uma configuração de mínima irreversibilidade. Sendo a vazão mássica a variável do problema, cabe ao modelo selecionar um conjunto de vazões tais que conduzam a redes tais que representem soluções eficientes de mínima irreversibilidade.

Em um problema de otimização, a formulação deve combinar com a descrição dos componentes, com as informações das interconexões, com os níveis mínimos de saída requeridos pelos equipamentos e o estabelecimento de uma função objetivo num formato que possa permitir ao problema uma solução em que os fluxos em cada arco ou nó garantam o melhor valor para a função em questão.

No problema em análise, a vazão de energéticos (combustíveis, gases exaustos e vapor) é a variável de otimização. Do ponto de vista termodinâmico, pretende-se selecionar o conjunto de vazões tais que a função objetivo baseada na Segunda Lei da Termodinâmica seja minimizada.

O problema se resume, portanto, em pesquisar os níveis operacionais de cada componente, dentro de limites impostos *a priori* (canalizações dos arcos). Os equipamentos são disponíveis em capacidades discretas, contudo é razoável admitir-se que possam ser infinitamente variáveis, uma vez que os resultados obtidos são apenas básicos para um projeto e deverão passar pelo crivo de um analista que selecionará as capacidades adequadas aos equipamentos reais.

De acordo com Kotas, 1985, o balanço exerético para uma região definida a partir de um volume de controle conduz à relação

$$I = \sum_e ex - \sum_s ex$$

que é condizente com o modelo apresentado por Chinneck e Chandrashekar, 1984a. Para a especificação da função objetivo, a definição de um fator de exergia permite o cômputo da irreversibilidade (ou taxa de perda exerética) na rede de vapor de cada configuração.

O fator de exergia é definido pela relação

$$\chi = \Delta ex / \Delta en = 1 - T_o(s_j - s_i) / (h_j - h_i)$$

para índices *i* e *j*, respectivamente, dos nós predecessor e sucessor.

Esse parâmetro varia no intervalo [0,1]. Quando o fator se iguala ao limite inferior, evidencia-se que a exergia é nula e que toda a energia se converteu em irreversibilidade; para o limite superior, a irreversibilidade é nula, admitindo-se que toda energia se converteu em exergia. De acordo com Chinneck e Chandrashekar, 1984, os combustíveis e as formas de trabalho apresentam fatores de exergia iguais à unidade.

Desse modo, a função objetivo pode ser expressa por

$$\text{Min } z1 = \sum_{i=1}^k (\chi_i * \Delta H_i) * M_i$$

com o produto $(\chi_i * \Delta H_i)$ em [MJ/kg].

Para a fase de expansão inicial, em que M é fornecido em [Mkg/ano], então

$$\chi * \Delta H = [1 - T_o * (\Delta S / \Delta H)] * [\Delta H / (8.76 * 3600)] \quad \text{em [MJ a/Mkg s]},$$

válido para os arcos de uma rede de grafos genérica que representem unidades de geração elétrica
Para caldeiras a vapor e conjuntos (turbina a gás - caldeira de recuperação):

$$\chi \Delta H = [1 - T(\Delta S / \Delta H)] * [\Delta H / (8.76 * 3600)] * (Mv / Mc) \quad \text{em [MJ a/Mkg s]}.$$

A partir da pesquisa da rede de mínima perda exergética é possível a formulação de propostas de configurações com menores intensidades de uso da energia, refletindo-se as oportunidades de conservação e uso racional da mesma.

A1.5 Bibliografia

- CAVALIERI, F. *et al.* Use of mixed integer programming to investigate optimum running conditions for a thermal power station and possible extension to capacity. *Op. Res. Quart.*, v. 22, n. 3, p. 221-236, 1972.
- CHINNECK, J.W., CHANDRASHEKAR, M. Models of Large-Scale Industrial Energy Systems - I. Simulation. *Energ.*, v. 9, n. 1, p. 21-34, 1984a.
- CHINNECK, J.W., CHANDRASHEKAR, M. Models of Large-Scale Industrial Energy Systems - II. Optimization and Synthesis. *Energ.*, v. 9, n. 8, p. 679-692, 1984b.
- DONATELLI, J.L.M., HORTA NOGUEIRA, L.A. Análise exergética de uma caldeira de grande porte empregando gases siderúrgicos. In: Encontro Nacional de Ciências Térmicas, 3, Itapema. Anais, p. 1061-66, 1990.
- GAS TURBINE WORL HANDBOOK, n. 13, 1991.
- KOTAS, T.J. The exergy method of thermal plant analysis. London: Butterworths, 1985.
- PERA, H. Geradores de vapor de água. São Paulo: Escola Politécnica da USP, 1966.
- WOOD, A.J., WOLLENBERG, B.F. Power Generation, Operation and Control. New York: John Wiley, 1984.

ANEXO 2

MÓDULO EMISSÃO DE POLUENTES

A2.1 Introdução

O problema da emissão de poluentes por parte dos equipamentos térmicos de geração é inerente ao processo de combustão neles realizado.

Dentre os diversos elementos que são gerados nesse processo, merecem menção os óxidos de nitrogênio (NOx) e os de enxofre (SOx), os particulados e o dióxido de carbono (CO₂), que conjuntamente com o metano é responsável pelo efeito estufa.

Diversas tecnologias vêm sendo desenvolvidas, com custos e eficiências distintas, para permitir a redução dos índices de emissão; a escolha acertada das mesmas determina, em cada projeto, a capacidade do sistema de geração térmica de origem fóssil alcançar os níveis prescrito nas legislações.

Neste Anexo são tecidas considerações acerca da emissão de poluentes na operação de máquinas térmicas de combustão a nível de desenvolvimento metodológico para sua quantificação.

A2.2 Emissões: tipos, origens, efeitos

São apresentadas, a seguir, informações relativas à formação de alguns dos principais elementos poluentes presentes no processo de combustão, especialmente no que se refere às suas origens e efeitos.

Os óxidos de carbono produzidos no processo de combustão são o dióxido de carbono (CO₂), que resulta da queima completa do combustível, e o monóxido de carbono (CO), um produto altamente tóxico, oriundo das queimas incompletas de qualquer combustível. Ao contrário desse último, o CO₂ é um elemento natural do ar, necessário no processo de síntese de energia das plantas, mas que contribui com grande peso para a ocorrência do chamado efeito estufa.

Conjuntamente com o CO₂, tomam parte no efeito estufa os níveis de CH₄ e N₂O eliminados no processo de combustão, ainda que maiores informações acerca da participação desses elementos seja objeto de pesquisas recentes [Wilson, 1990].

A combustão em geral resulta 95% de NO e 5% de NO₂; em sua maior porcentagem, o óxido nítrico reage na atmosfera com hidrocarbonetos e pela radiação solar forma ozônio, um constituinte do *smog* (uma névoa pesada, associada à fumaça industrial); de sua oxidação resulta dióxido de nitrogênio, que combinado à atmosfera forma ácido nítrico diluído (HNO₃), um constituinte da chuva ácida.

O nível de NOx de um certo combustível é combinação de duas fontes:

-NOx térmico, produzido pela alta temperatura de fixação de nitrogênio atmosférico e oxigênio. Esse efeito é exponencial com o aumento da temperatura, porém com temperaturas de chama inferiores a 1500 C o nível de emissão do NOx térmico é desprezível; logo, seu controle é feito pela redução da temperatura de chama.

-NOx de constituição, gerado pela oxidação dos átomos de nitrogênio das moléculas do hidrocarboneto a partir do oxigênio livre do ar. O nível de emissões dessa forma de NOx é função do tipo de combustível, e varia de zero para o gás natural (ausência de nitrogênio) a 60-80 % da emissão total de certos carvões.

O teor de emissão de SOx depende da taxa de enxofre contida no combustível. O dióxido de enxofre (SO₂), em especial, provém da oxidação do enxofre contido nos combustíveis fósseis durante a sua queima; a oxidação do SO₂ na atmosfera resulta em SO₃, o anidrido sulfúrico que, dissolvido em água, produz ácido sulfúrico, de ação destrutiva sobre plantações, construções e monumentos.

A2.3 Controle de Emissões

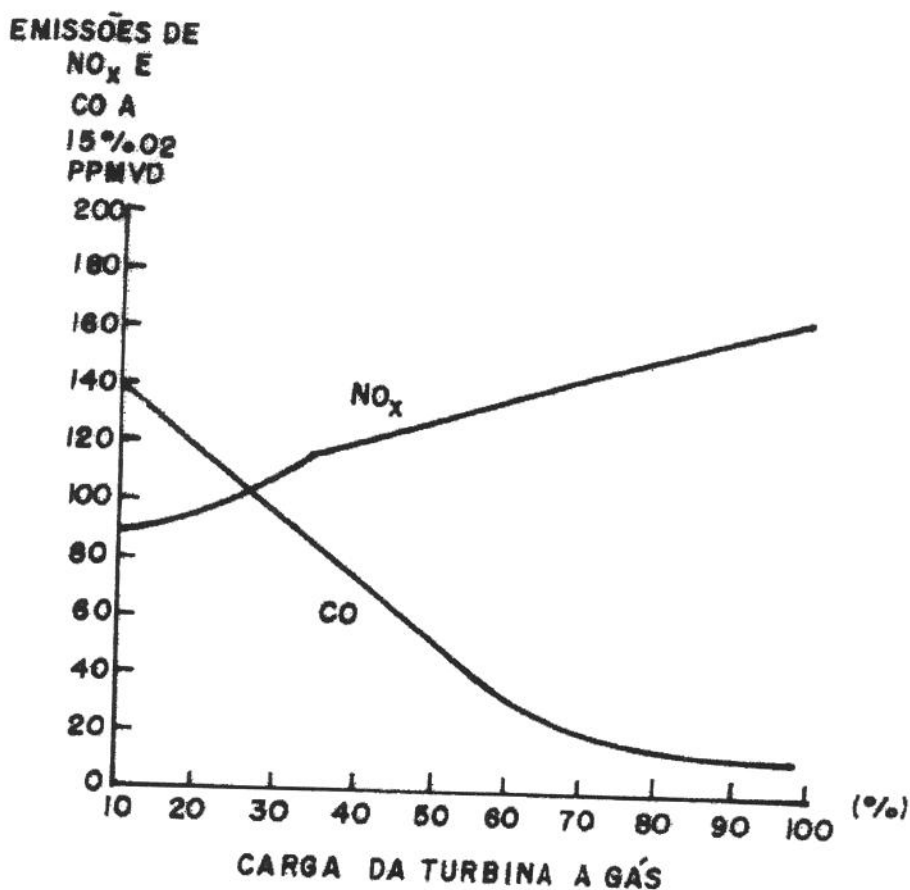
O controle das diferentes emissões pode se dar através de equipamentos/técnicas exclusivas de cada poluente, ou por meio de equipamentos/técnicas com maior espectro de controle de emissões.

Em geral, empregam-se para o controle do NOx:

- queimadores secos de baixo NOx;
- queimadores convencionais com injeção de vapor ou água;
- redução seletiva catalítica (SCR);
- redução seletiva não-catalítica (SNCR);
- recirculação dos gases escape (FGR).

Os chamados queimadores de baixo NOx atuam no elemento de constituição e apresentam em seu projeto registros duais, que permitem o controle da estequiometria e vorticidade do combustível na válvula interna enquanto a externa controla o formato e o comprimento da chama; pelo controle da entrada de ar no registro externo é possível equalizar a estequiometria e minimizar o excesso de ar. Isso se explica pelo fato de, na fase inicial da combustão ocorrer em meio deficiente de oxigênio, o nitrogênio liberado do combustível competir com o carbono e com o hidrogênio por uma quantidade insuficiente de oxigênio; o nitrogênio perde a competição por oxigênio, reduzindo a quantidade de óxido nítrico formado, e o nitrogênio oriundo do combustível irá interagir para formar moléculas de nitrogênio.

Com o aumento da carga, ocorre um aumento das emissões de NOx ao mesmo tempo em que as emissões de CO diminuem, como pode ser observado no diagrama apresentado na figura A2.1.



Fonte: Schorr, 1992

Figura A2.1 Emissões versus carga (óleo combustível)

O desenvolvimento de queimadores de baixo NO_x secos é particularmente importante nas aplicações de ciclo combinado, onde as máquinas devem operar preferencialmente na base do sistema térmico de geração. A injeção de água ou vapor nos queimadores, que podem reduzir as emissões de NO_x para a faixa inferior a 25 ppm, reduz a eficiência do ciclo combinado em 1,5 a 2,5 %.

A injeção de água ou vapor nos queimadores enfrenta o dilema da diminuição da eficiência termodinâmica. Como se sabe, os fabricantes de turbinas a gás vem tentando aumentar os limites de temperatura de queima (com limites referentes aos materiais empregados) de modo a aumentar a eficiência termodinâmica; contudo, o aumento da temperatura de queima também resulta em maior produção de NO_x e com isso resultando na necessidade de maiores injeções para que sejam alcançados os mesmos níveis de emissão de NO_x. Os impactos que o aumento da injeção causa na frequência de inspeção e manutenção podem ser avaliados através da seguinte informação: a primeira inspeção de uma unidade (Frame 6) nos EUA ocorreu com 3500 horas para um limite de emissão de NO_x da ordem de 25 ppmvd (partes por milhão, base volumétrica seca) [Schorr, 1992].

No caso de ciclos combinados, a aplicação de vapor deve ser preferível em relação à água como diluente a ser injetado no combustível para maximizar a eficiência termodinâmica da planta. No entanto, a decisão pelo uso de água ou de vapor para injeção nos combustores é de ordem econômica e irá depender do ponto de vista adotado no projeto, se para o processo em análise o vapor apresenta maior importância para geração de energia ou para controle do NO_x.

A redução seletiva catalítica (SCR, *Selective Catalytic Reduction*) consiste na injeção de amônia anidrido ou aquosa (NH_3) nos gases de escape em uma etapa anterior à sua entrada no reator catalítico. A amônia, ao reagir com o NO_x presente nos gases, produz água e nitrogênio.

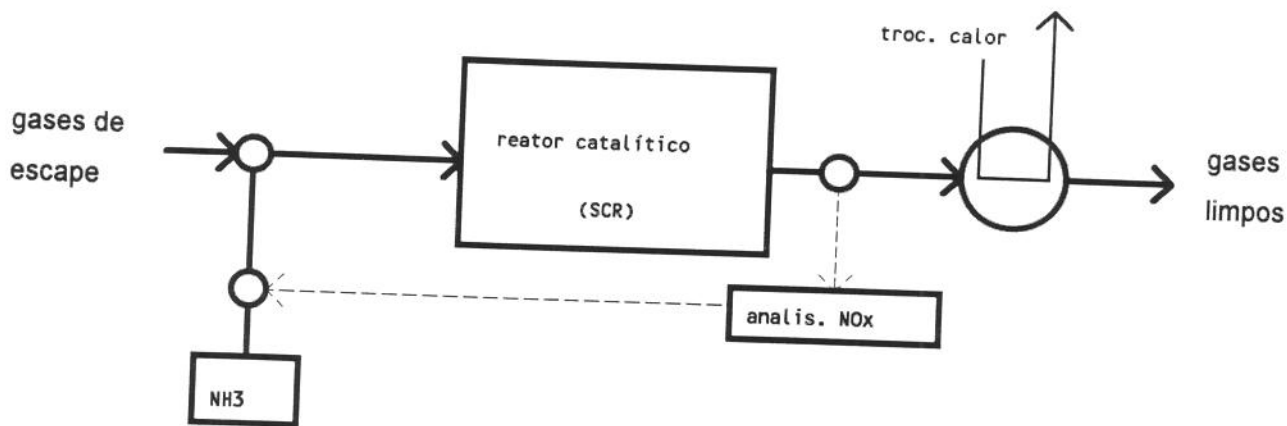


Figura A2.2 Esquema básico da Redução Seletiva Catalítica

O reator catalítico consiste de um conjunto de placas com células de tamanho em torno de $150 \times 150 \times 1000$ (mm) que recebe a mistura NO_x/NH_3 ; o NO_x e o NH_3 se combinam na superfície do catalisador, formando um sal de amônia intermediário que, a seguir, se decompõe para produzir água e nitrogênio.

Com o aumento na proporção dessa mistura, verifica-se tanto o aumento na eficiência de redução do NO_x quanto o aumento da conversão do SO_2 em SO_3 , o que é indesejável. As proporções devem, portanto, ser bem dimensionadas para o aproveitamento ótimo desse equipamento.

Em geral, o catalisador é o pentóxido de vanádio, um produto que opera bem na faixa entre 315 e 400 C, apresentando perda de amônia pela chaminé (*ammonia slip*) para temperaturas abaixo dessa faixa e sinterização do catalisador em temperaturas acima de 427 C. Essa dependência à temperatura faz com que o sistema SCR tenha que ficar localizado na caldeira de recuperação, onde a temperatura pode ser controlada dentro da faixa ótima; como os gases escape de uma turbina a gás tipicamente excedem os 540 C, as configurações de turbinas a gás em ciclo simples não devem utilizar a tecnologia SCR, uma vez que não seria prático acrescentar uma caldeira simplesmente para controlar a temperatura do catalisador.

O processo seletivo catalítico é uma das opções mais caras e mais eficientes. Os custos relativos a essa tecnologia se devem, precisamente, ao manuseio e disposição final dos resíduos de óxidos de vanádio e titânio, que apresentam riscos à saúde humana e ao meio ambiente.

A redução seletiva não-catalítica (SNCR, *Selective Non-Catalytic Reduction*) é um método de controle pós-combustão que reduz o NO_x a partir da injeção de amônia ou uréia nas câmaras de combustão ou em outro local posterior à formação dos gases.

Esse processo, que não emprega elementos catalisadores, é útil somente a elevadas temperaturas, o que a impede de ser empregada em unidades de turbinas a gás, tal como no sistema SCR. Comparativamente a este outro sistema, o processo de redução não-catalítica tem por vantagem o fato de ser intrinsecamente seguro no que tange à manipulação da amônia, apresentando eficiências da ordem de 60 a 80%.

Pela recirculação dos gases de escape (FGR, *Flue Gas Recirculation*), que consiste na reinjeção de parte dos mesmos na fornalha ou queimadores, ocorre diminuição da temperatura de chama com consequente diminuição da formação de NOx térmico. A admissão dos gases escape também reduz o conteúdo de oxigênio no ar de combustão, limitando sua reação com nitrogênio.

A taxa de recirculação dos gases escape se encontra limitada pela instabilidade de chama e a diminuição do aporte térmico gerado na caldeira; taxas da ordem de 15% são utilizadas em caldeiras a gás natural, com reduções entre 70 e 80% [*California South Coast Air Quality Management District*, 1987, apud McInnes *et al*, 1990d]; caldeiras queimando óleo destilado alcançam 10 a 12% e consequentes menores reduções do NOx. Em geral, não se emprega esse sistema em unidades que queimam carvão ou resíduos de petróleo pelos altos teores de nitrogênio apresentados.

Para o controle do SOx empregam-se, em geral:

- dessulfurização dos gases escape (FGD);
- lavadores de gases (*scrubbers*).

De acordo com os resíduos gerados com a remoção do SOx, os processos podem ser classificados como descartáveis, quando o resíduo requer sua eliminação como rejeito, e os que geram produtos comercialmente interessantes, tais como enxofre, ácido sulfúrico e sulfato de amônio. Esses últimos apresentam maior custo de investimento, porém são mais atrativos financeiramente por apresentarem a possibilidade de venda dos subprodutos.

Existem diversos processos de dessulfurização a seco, muitos deles descartáveis; três dos principais processos FGD (*Flue Gas Dessulfurization*) são enquadrados nessa categoria, e consistem no emprego da cal, soluções à base de sódio ou duplo fluxo de soluções de sódio. Basicamente, os processos compreendem o contato entre as substâncias empregadas e o fluxo de gases de escape que, por reação química, captam o SOx formando novas substâncias, sólidas ou líquidas, que são removidas e descartadas.

Os lavadores de gases a seco usam um fluxo de reagente cáustico para remover o SOx, alguns removendo os particulados simultaneamente. Existem modelos tipo *spray*, fole, bandeja e torre compacta e, portanto, as eficiências de remoção do SOx também são variadas.

Embora igualmente liberado pela queima de combustíveis, o CO₂ apresenta um controle institucional menos rígido se comparado ao SOx e ao NOx.

Uma vez que sua emissão é razão direta com o teor de carbono do combustível, as maiores atenções se voltam para a queima do carvão. Alguns métodos de controle e remoção do CO₂ vem sendo propostos e testados a nível experimental, comprovando em alguns casos a possibilidade de virem a ser empregados nas próximas décadas.

As principais alternativas são:

- remoção do CO₂ por lavagem dos gases; e
- controle por modificações no processo de conversão.

A lavagem de gases de escape na fonte apresenta vantagens se comparada à remoção direta do CO₂ na atmosfera; três principais processos são apresentados:

- **Absorção química:** largamente utilizado para remoção de SO_x e NO_x de gases de escape, começa agora a ser empregado experimentalmente na remoção do CO₂. Vários absorventes vem sendo testados, mas há consenso no uso de aminas regenerativas para tais aplicações. Block *et al*, 1989/1991, estimam o custo de processo e as necessidades energéticas, partindo de uma planta original a carvão com eficiência de 41% que se reduz a 29.7% se as emissões de CO₂ forem reduzidas de 0.23 para 0.03 kg C/kWh para a planta com o lavador. Os custos elétricos se elevariam cerca de 80% com custo de 140 US\$/ton C removido.

- **Separação criogênica:** envolve o resfriamento dos gases de escape a baixíssimas temperaturas, de tal modo que o CO₂ solidificado possa ser separado; tem por vantagens potenciais a possibilidade de se dispor os blocos congelados de CO₂ nas profundezas do oceano e a elevada pureza do gás separado e por desvantagem a elevada necessidade energética para alcançar temperaturas criogênicas. Schubler e Kummel, 1989, estimam que uma planta original a carvão com 38% de eficiência, com a separação criogênica se reduziria a 26% se as emissões se reduzissem de 0.26 para 0.04 kg C/kWh.

- **Separação por membranas:** inclui diversas alternativas, porém a mais frequente escolha é a membrana de polímeros não-porosos. Golomb *et al*, 1989, estimam que uma planta a carvão com eficiência de 35% teria decréscimo para algo entre 9 e 18% se cerca de 80% do CO₂ fosse removido dos gases de escape. O custo estimado seria de 270 US\$/ton C removido.

O desenvolvimento de novas tecnologias de conversão de energia deve se confirmar como a forma mais viável de controle das emissões de CO₂. Recentes inovações no projeto e integração de novas plantas tem garantido melhorias na eficiência de conversão e redução nas emissões. Algumas delas, contudo, ainda se encontram em fase de experimentação.

O desenvolvimento de novos materiais tem permitido a operação de centrais de ciclos combinado na base do sistema, apresentando atratividade econômica associada a alta disponibilidade (95%) e eficiências de conversão superiores a 53%. As seguintes tecnologias de "combustão limpa" do carvão vem revelando oportunidades de uso em futuro recente:

- **Combustão em Leito Fluidizado:** ocorre em um vaso dotado de um base composta de grande número de orifícios; ar de combustão é ventado por meio desses orifícios num leito de material inerte que, acima de certo nível de velocidade do ar, adquire um comportamento semelhante à ebulição de líquidos. Carvão pulverizado é lançado nesse leito por meio de aberturas inferiores; no leito, cada partícula de carvão é envolvido por material inerte aquecido, propiciando condições ideais para combustão. O leito contém ainda dolomita ou cal para favorecer a dessulfurização dos gases, simultaneamente à combustão.

- **Ciclo Combinado com Gaseificação Integrada (IGCC, *Integrated Gasification Combined Cycle*):** integra ciclo combinado e carvão; carvão é gaseificado por combustão parcial em um forno pressurizado. O estágio de gaseificação envolve a queima da mistura carvão-água-ar para produção do gás de síntese. O calor perdido do processo de gaseificação é usado na geração de vapor, com a unidade *bottom* de um ciclo combinado, ou para aquecimento da água de alimentação da caldeira regenerativa.

- **Turbinas com Queima Direta de Carvão:** carvão é lançado no combustor na forma pulverizada, seco ou em meio líquido. Após combustão inicial, um fluxo contendo carbono

completamente oxidado é enviado à turbina de expansão através de separadores, ciclones, filtros cerâmicos, etc, enquanto outro fluxo contendo carvão incombusto é retornado ao combustor após remoção de cinzas.

- **Turbinas com Queima Indireta de Carvão:** esse processo evita várias das restrições técnicas da proposta anterior, onde os produtos de combustão passam através da turbina. Nesse caso, o ar do compressor é aquecido pelos gases de escape num trocador de calor cerâmico; desse modo, ar limpo é o único fluxo de massa a entrar na turbina de expansão. O uso de material cerâmico se deve ao comportamento altamente hostil dos gases de escape do carvão aquecido.

- **Células Combustíveis com Carvão:** células combustíveis se assemelham a baterias, isto é, ambos são sistema onde energia química é armazenada para posterior conversão em eletricidade (corrente contínua). A diferença reside no fato de as células operarem com suprimento externo contínuo de combustível, ao contrário das baterias, onde a quantidade de energia é fixa.

As células combustíveis operam a elevadas temperaturas e por isso são menos sensíveis às impurezas do carvão. São consideradas pertencentes às tecnologias de terceira geração e que deverão ser melhor difundidas no próximo século.

- **Processo Hidrocarb:** consiste em separar o hidrogênio do carbono no carvão, armazená-lo e usar o hidrogênio como combustível limpo. Isso se faria em duas etapas, primeiro hidrogenizando carvão em metano para então decompô-lo termicamente em carbono "negro" e hidrogênio (esse carbono seria um composto de baixa afinidade ao oxigênio, o que permitiria ser estocado por períodos praticamente indefinidos). É um processo mais indicado para carvões com elevadas taxas H/C, bem como tem sido proposto seu uso na conversão de biomassas em combustíveis ricos em hidrogênio.

A2.4 Análise Quantitativa de Emissões

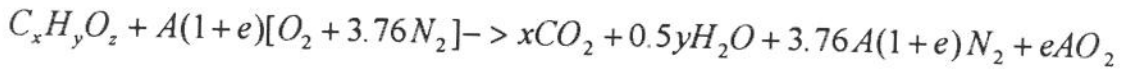
As emissões de poluentes variam de acordo com o combustível empregado e com as características dos combustores associados às máquinas térmicas.

O desenvolvimento de novos combustores, especialmente os de baixo-NOx para aplicações em turbinas a gás, constitui uma área específica de pesquisa que vem sendo explorada com grande apoio dos fabricantes de equipamentos térmicos; contudo, os resultados obtidos até o momento não permitem que sejam feitas generalizações aproveitáveis para os fins dessa tese. A título de menção, a previsão das emissões de NOx em função do tipo de combustor depende dos seguintes parâmetros [Sattelmayer *et al*, 1992]: tipo de combustível empregado, temperatura na entrada do combustor, tipo de queimador, tipo de atomizador e suas dimensões, ângulo do jato.

Com relação ao tipo de combustível empregado, as emissões podem ser modeladas como segue:

A2.4.1 Emissões de carbono

Considerando-se a equação de balanço genérica para combustíveis fósseis em reação com excesso de ar (e) dada por Goodger, 1977:



com $A = (x + 0.25y - 0.5z)$ e que todo carbono do combustível, se adequadamente oxidado, resultará em CO_2 , então é possível, para cada combustível, obter-se a correspondente equação para cálculo de emissão de carbono, normalizada por unidade de tempo.

Para o GÁS NATURAL, face a diferentes composições, sejam:

a1 - teor de metano (CH_4) (% em massa)

a2 - teor de etano (C_2H_6) (% em massa)

a3 - teor de propano (C_3H_8) (% em massa)

e considerando os demais componentes como traços, tem-se

$$(\text{tonC/h})_{GN} = [(a1/100) * (12/16) + (a2/100) * (24/30) + (a3/100) * (36/44)] * F_g \quad (\text{B1})$$

onde

F_g é a vazão de gás natural consumido (em ton/h)

Para ÓLEOS COMBUSTÍVEIS, a equação B2 expressa a emissão de carbono horária.

$$(\text{tonC/h})_{OC} = (a4/100) * F_o \quad (\text{B2})$$

onde

F_o - vazão de óleo combustível consumido (em ton/h)

a4 - teor de carbono do óleo combustível (em % massa)

Para um gás natural médio com 93.7% em massa de metano e 3.6% em massa de etano, conforme Tabela A2.1, a equação (B1) se reduz a

$$(\text{tonC/h})_{GN} = 0.731 * F_G \quad (\text{B3})$$

e para um óleo combustível médio com 86% em peso de carbono, a equação B2 se reduz a

$$(\text{tonC/h})_{\text{oc}} = 0.860 * F_o \quad (\text{B4})$$

A Tabela A2.1 fornece a composição de outros combustíveis gasosos que também podem ser utilizados em centrais de co-geração. Na Tabela A2.2 são apresentadas as composições médias de alguns combustíveis líquidos de petróleo.

TABELA A2.1 COMPOSIÇÃO MÉDIA EM MASSA DE GASES COMBUSTÍVEIS

	H ₂	CO	CH ₄	C ₂ H ₆	CO ₂	N ₂	PCI	ar esteq.
							kJ/m ³	m ³ ar/m ³ gás
Gás Natural	---	---	93.7	3.6	2.7	---	40186	9.50
Gás Nat. Rico	---	---	67.6	30.0	2.4	---	28050	0.40
Gás de Carvão	3.2	12.5	45.1	22.9	7.7	9.6	4186	7.25
Gás Siderúrgico	0.1	12.9	---	---	5.8	81.2	4186	0.80
Gás de Madeira	0.3	12.9	0.2	---	4.8	81.8	41860	0.60
	3.2	51.6	6.9	---	38.3	---		1.20
Biogás	---	---	53.0	---	16.4	30.6	29300	8.5

Fonte: Poulallion, 1986 (com adaptações)

TABELA A2.2 - COMPOSIÇÃO TÍPICA DE COMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS DE PETRÓLEO

Composição (%)	No. 1	No. 2	No. 4	BTE	ATE
	41.5	33.0	23.2	12.6	15.5 API
Carbono	86.4	87.3	86.47	87.26	84.67
Hidrogênio	13.6	12.6	11.65	10.49	11.02
Oxigênio	0.01	0.04	0.27	0.64	0.38
Nitrogênio	0.003	0.006	0.24	0.28	0.18
Enxofre	0.09	0.22	1.35	0.84	3.97
Cinza	< 0.01	< 0.01	0.02	0.04	0.02
Taxa C/H	6.35	6.93	7.42	8.31	7.62

Fonte: Perry, 1980

A2.4.2 Emissões de CO₂

A emissão de CO₂ pode ser obtida pela multiplicação dos resultados obtidos para o Carbono pelo fator 3.67, conforme Wilson, 1990 e Penner *et al*, 1992. Isso se explica pelo fato de 12 moles de Carbono se converterem em 44 moles de CO₂, onde 3.67 é a razão entre 44 e 12 (Schvets *et al*, 19--). Desse modo, para o GÁS NATURAL médio a 93.7% em massa de metano e 3.6% em massa de etano:

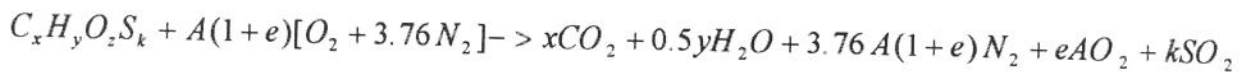
$$(\text{tonCO}_2)_{\text{GN}} = 2.683 * F_G \quad (\text{B5})$$

e para o ÓLEO COMBUSTÍVEL a 86% em mass de carbono:

$$(\text{tonCO}_2)_{\text{oc}} = 3.156 * F_o \quad (\text{B6})$$

A2.4.3 Emissões de SO₂

Para o caso de CARVÕES e ÓLEOS COMBUSTÍVEIS com alto teor de enxofre, o cômputo da emissão de SO₂ é feito com base na equação:



com $A = (x + 0.25y - 0.5z + k)$; se a razão entre os pesos moleculares de SO₂ (64) e de enxofre do combustível (32) é igual a 2, conforme Schvets *et al*, 19--, então a equação é:

$$(\text{tonSO}_2/\text{h}) = (2 * a_5 / 100) * F_c \quad (\text{B7})$$

onde

F_c - vazão de carvão ou óleo combustível consumido (em ton/h)

a₅ - teor de enxofre (em % massa)

Para ÓLEO COMBUSTÍVEL No. 1, onde a₅ vale 0.09 %, tem-se:

$$(\text{tonSO}_2/\text{h}) = 0.0018 * F_o \quad (\text{B8})$$

A2.4.4 Emissões de NO_x

A produção de CO e NO_x apresenta forte dependência com relação aos níveis de excesso de ar (e) praticados nos equipamentos de combustão; excesso de ar é a diferença entre o volume de ar realmente

necessário para assegurar uma combustão completa e aquele necessário para garantir exatamente as necessidades estequiométricas.

As concentrações de oxigênio e nitrogênio livres nos produtos de combustão, assim como a temperatura de combustão são os principais fatores necessários para a avaliação do nível de NOx; ambos são controlados pelo excesso de ar.

A relação entre a temperatura de combustão e o excesso de ar para uma combustão completa é dada por:

$$T = PCI / [c_p(1 + e V_{teor})]$$

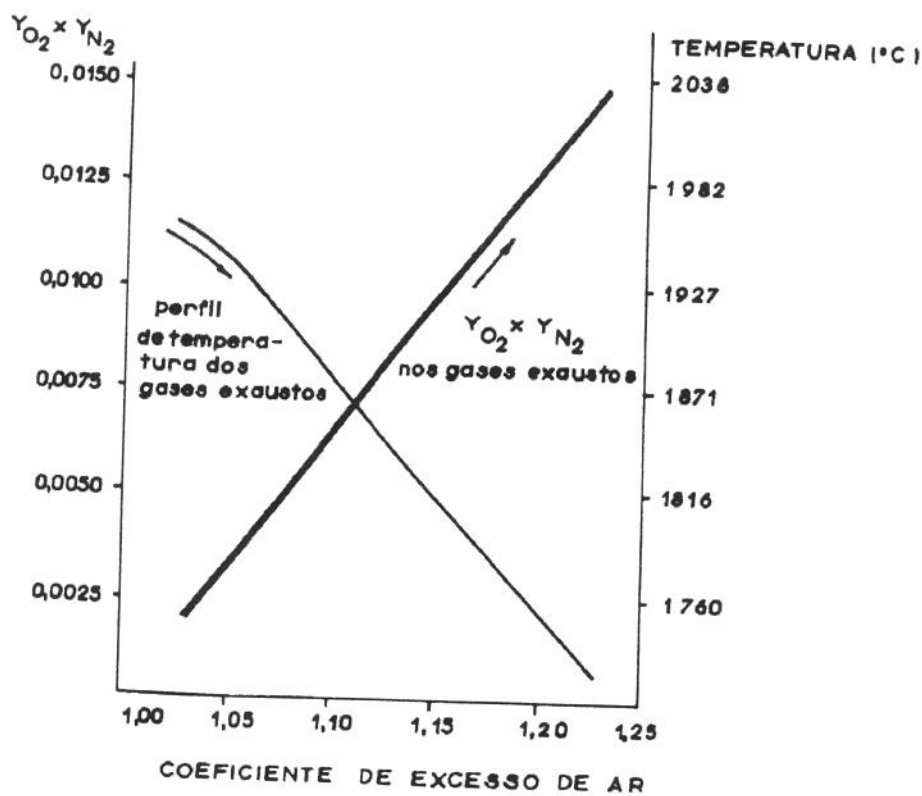
com c_p - calor específico a pressão constante
 V_{teor} - volume de gases teórico

e as concentrações de oxigênio e nitrogênio livres dadas por suas concentrações molares, como segue:

$$y_{O_2} = \frac{(x + 0.25y - 0.5z) e}{x + 0.25y + A(3.76 + 4.76 e)}$$

$$y_{N_2} = \frac{3.76 * (x + 0.25y - 0.5z) e}{x + 0.25y + A(3.76 + 4.76 e)}$$

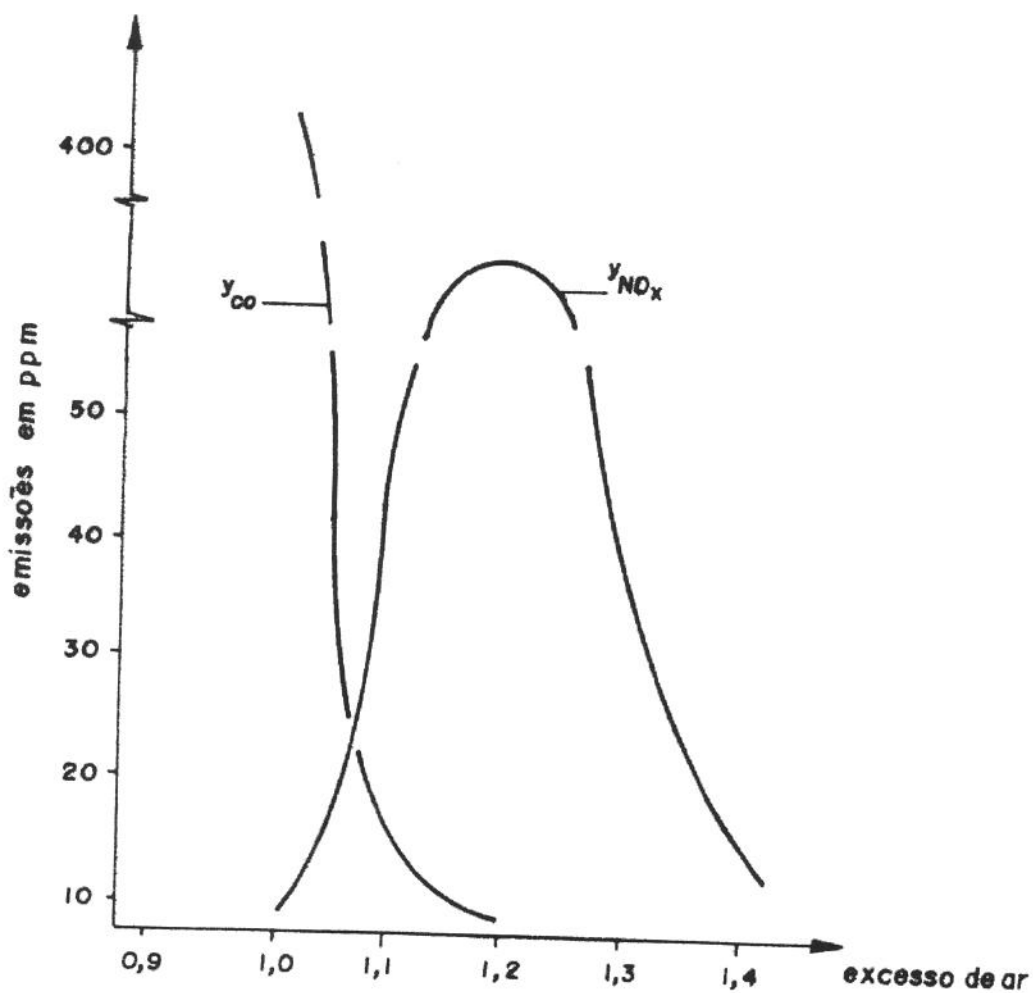
com $A = (x + 0.25y - 0.5z + k)$; graficamente se percebe a queda da temperatura de combustão e o aumento das concentrações de O_2 e N_2 livres com o aumento do excesso de ar (figura A2.3).



Fonte: Burd, 1992

Figura A2.3 Comportamento da concentração de O₂ e N₂ pelo excesso de ar

Como o NO_x apresenta por componentes o NO_x de constituição e o NO_x térmico, é de se esperar que tanto valores elevados quanto valores baixos de excesso de ar devem contribuir para sua redução, no primeiro caso pela diminuição do oxigênio e nitrogênio livres, e no segundo caso pela redução da temperatura de chama; nessa última condição, se a temperatura de chama se situar abaixo de 1500 C a formação de NO_x térmico cai drasticamente. Esse fato permite antever um comportamento parabólico para a formação de NO_x em função do excesso de ar, conforme se apresenta na figura A2.4.



Fonte: Burd, 1992

Figura A2.4 Comportamento da formação de NOx pelo excesso de ar

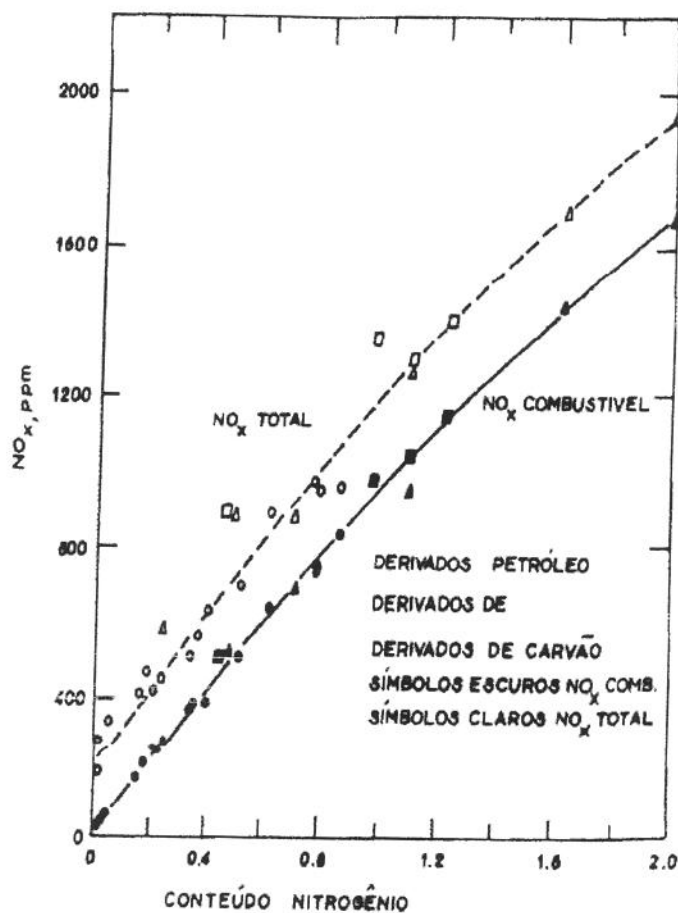
Em situações práticas reais, de acordo com Burd, 1992, um balanço térmico e levantamento dos níveis de emissão para a condição operacional devem ser realizadas no sistema de combustão; com base nesses valores, uma plotagem dos níveis de NOx e CO levantados para diversas regulagens de excesso de ar deve ser providenciada e anotados os limites de emissão de cada um, de acordo com as normas estabelecidas pelos órgãos estaduais e federais de controle ambiental.

Como não se dispõe de maiores informações a nível de equipamentos, consideram-se os efeitos da emissão de NOx no modelo de otimização a partir das estimativas da figura A2.5, no que se refere aos combustíveis fósseis líquidos, e na tabela A2.3 para o gás natural, ainda que melhores relações possam ser acrescentadas tão logo sejam estabelecidas.

TABELA A2.3 VALORES MÉDIOS DE PRODUÇÃO DE NO_x

	Gás Natural (ppm a 3% O ₂)	Óleo Combust. (ppm a 3% O ₂)	Carvão (ppm a 6% O ₂)
caldeiras até 6 MW	33 (5 - 92)	122 (15 - 387)	nd
caldeiras entre 6 e 30 MW	91 (45 -149)	258 (214-282)	nd
caldeiras acima de 60 MW	205 (75 -320)	420 (275-600)	612 (valor médio) a 321 (modernas)
turbinas a gás			
-sem injeção de vapor ou NH ₃	200 (a 15% O ₂)	200 (a 15% O ₂)	nd
-com injeção de vapor ou NH ₃ e redução seletiva catalítica	35 (a 15% O ₂)	35 (a 15% O ₂)	nd

Nota: nd - não disponível
Fonte: Smith e Delaby, 1991



Notas: Conteúdo de nitrogênio em % (por peso); combustão com 5% de excesso de ar

Fonte: Seinfeld, 1986.

Figura A2.5 Emissões de NO_x de combustíveis líquidos

A2.4.5 Relações finais para otimização

Com base nos equacionamentos obtidos nesta seção, é possível definir as relações finais que devem nortear o processo de otimização.

As funções objetivo da emissão de poluentes é referendado pelas equações:

$$Z_i = CE_{j,o} * F_o + CE_{j,c} * F_c$$

para os pares (i,j) correspondentes a (2,CO₂), (3,SO₂) e (4,NO_x), onde os valores dos coeficientes de emissão considerados são apresentados na tabela abaixo:

TABELA A2.4 VALORES DE COEFICIENTES DE EMISSÃO CONSIDERADOS
(em ton poluente / ton combustível)

	CO ₂	SO ₂	NO _x
Óleo	3.156	0.0018	0.007279 /1/
Gás	2.683	0.0010	0.006814 /2/
Lixívia /3/	1.380	0.0680	0.0

/1/ equivale a 420 ppm /2/ equivale a 200 ppm /3/ Greco (apont. de aula)

A2.5 Verificação de Resultados

As equações apresentadas se apresentam concordantes com O'Callaghan,1993, que fornece as seguintes relações:

1 ton óleo (CH₂) produz 3.1428 ton CO₂

1 ton carvão (C₆H) produz 3.6164 ton CO₂

1 m³ gás natural = 0.8 kg (CH₄) produz 2.2 kg CO₂

1 toe carvão = 1579 ton carvão produz 5.70085 ton CO₂

1 toe GN = 0.964 ton GN = 1182.29 m³ GN produz 2.60104 ton CO₂

Além disso, os valores apresentados na Tabela A2.5 para três combustíveis fósseis permite que sejam procedidas as verificações quanto à pertinência dos resultados obtidos para um certo projeto, no que tange às emissões decorrentes de processo de combustão.

Combustível	gC/MJ	gCO ₂ /MJ	gCH ₄ /MJ	mgSO ₂ /MJ	mgNO _x /MJ	mgNO ₂ /MJ
Carvão	30.6 (1)	87.0 (2)	0.32 (2)	600.0 (3)	40.0 (4)	301.0 (6)
Betuminoso	23.7 (2)	88.7 (5)	0.35 (7)	1200.0 (5)	191.0 (7)	
	25.0 (3)	91.4 (5)		2100.0 (5)		
		98.5 (7)		516.0 (6)		
				1060.0 (7)		
Óleo	24.6 (1)	73.0 (2)	0.22 (2)	100.0 (3)	35.0 (4)	129.0 (6)
Combustível	19.9 (2)	107.0 (5)	0.20 (7)	200.0 (5)	193.0 (7)	
	21.0 (3)	82.4 (7)		344.0 (6)		
				990.0 (7)		
Gás Natural	17.2 (1)	49.0 (2)	0.64 (2)	> 2.0 (3)	40.0 (4)	86.0 (6)
	13.5 (2)	53.1 (5)	0.19 (7)	5.0 (7)	111.0 (7)	
	15.0 (3)	66.0 (5)				
		56.4 (7)				
GLP	20.4 (7)	74.8 (7)	0.21 (7)	80.0 (7)	121.0 (7)	nd

Notas: g - grama / mg - miligrama

Fontes: /1/ Mills *et al*, 1991 /2/ Wilson, 1990 /3/ Gustavsson *et al*, 1992 /4/ Haas e Wirl, 1992
/5/ Trimm, 1991 /6/ Dorf, 1978 /7/ Martin *et al*, 1992

Admite-se, também, para efeito de cálculos os seguintes valores médios para o Poder Calorífico dos principais combustíveis empregados:

$$\text{PCI (GN)} = 61500 \text{ kJ/kg} = 61500 \text{ MJ/ton}$$

$$\text{PCI (OC)} = 42190 \text{ kJ/kg} = 42190 \text{ MJ/ton}$$

$$\text{PCI (CV)} = 18840 \text{ kJ/kg} = 18840 \text{ MJ/ton}$$

Os fatores de emissão da Tabela A2.4 podem ser utilizados em estimativas mensais e anuais das emissões de uma certa planta de geração termelétrica multiplicando-os pela energia (MJ) correspondente a cada combustível utilizado; as emissões totais são expressas pela soma das emissões de cada gás decorrente dos combustíveis empregados.

A verificação da emissão de Carbono pode ser ainda efetuada mediante os resultados de emissões específicas, cujos valores médios da OCDE constam da Tabela A2.6.

Para o cômputo das emissões específicas em termos de energia elétrica gerada, fornecidas em termos de [kg poluente/MWh], utilizou-se a informação de que a central de co-geração pode fazer uso concomitante de dois ou mais combustíveis; seu cálculo se faz, portanto, a partir da seguinte expressão:

$$\text{ind}[i] = (1/IC) * \sum_1^n ((m_i * PCI_i * EF_i) / 8760)$$

- onde: n- número de arcos que conduzem combustível
 m- vazão de combustível no arco i [Mkg/tempo]
 PCI- poder calorífico do combustível do arco i [kJ/kg]
 EF- fator de emissão do poluente considerado [g pol/MJ]
 IC- potência elétrica instalada [MW]

TABELA A2.6 VALORES TÍPICOS DE EMISSÃO ESPECÍFICA (em [kg pol/MWh])

	C /1/	CO ₂	SO ₂ /2/	NO _x /2/
Carvão	250 - 400	958.10 /2/ 450-1200 /1/	6.16 a 23.40	5.02
Óleo	200 - 300	750.80 /2/ 400-1080 /1/	9.59	3.20
Gás Natural	175 - 225	509.25 /2/ 300-826 /1/	0.0023	2.85

Nota: valores específicos em termos de energia elétrica gerada
 Fonte: /1/ Tabors e Monroe III, 1991 /2/ OCDE, 1985

Vale observar ainda que os valores do CO₂ apresentam grande oscilação na comparação acima, o que evidencia que o mesmo deve ocorrer para os demais poluentes.

A2.6 Padrões para Emissão de Poluentes

Os padrões internacionais para emissão de poluentes apresentam seus limites de NO_x, SO_x e demais componentes em diferentes unidades, a saber:

- . ppm - partes por milhão;
- . mg/m³ - miligramas por metro cúbico;
- . lb/MBtu - libras por milhão de Btu (*British Thermal Units*)
- . g/MJ - gramas por Mega Joule

As relações apresentadas a seguir definem fatores de conversão entre as diferentes unidades.

SO₂: 1 ppm = 2.86 mg/m³

1 lb/MBtu = 0.43 g/MJ

TABELA A2.7 CONVERSÃO DOS NÍVEIS DE NO_x

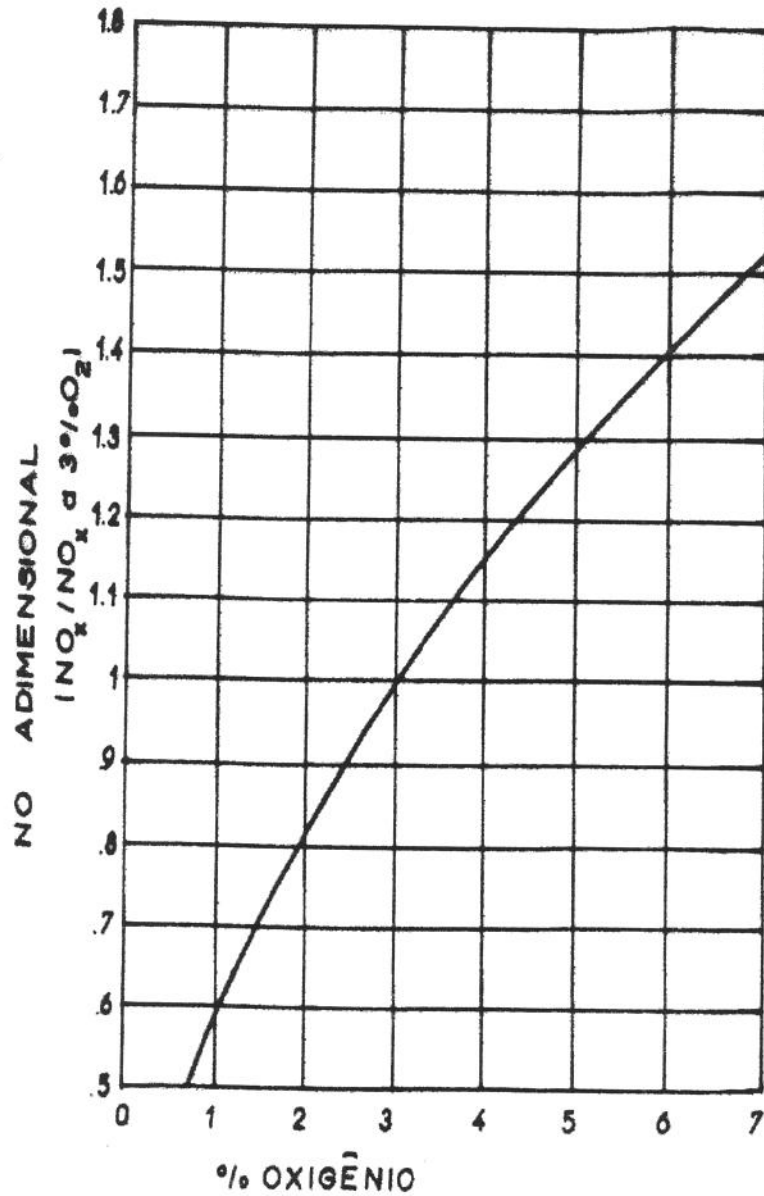
	mg/Nm ³	ppm	lb/MBtu carvão	lb/MBtu óleo	lb/MBtu gás	g/GJ carvão	g/GJ óleo	g/GJ gás
mg/Nm ³	1	0.487	0.000814	0.000651	0.000628			
ppm	2.05	1	0.00167	0.00134	0.00129	0.718	0.575	0.554
lb/MBtu								
carvão	1230	598	1	1	1			
óleo	1540	748	1	1	1			
gás	1590	775	1	1	1			

Fonte: /1/ Allen, 1990 /2/ Smith e Delaby, 1991

A transformação da concentração C de um poluente i de ppm para g/m³ pode ser obtida pela relação (Seinfeld, 1986):

$$C_i(\text{ppm}) = [(8.314 * T) / (p * M * F)] * C_i(\text{g/m}^3)$$

com p em (mbar), T em (K), sendo M o peso molecular de i e F um fator de conversão igual a 10⁹. Em geral, exprime-se as emissões em ppm a 3% O₂. Como nem sempre os valores são fornecidos para essa referência, a figura A2.6 permite a correlação da unidade ppm com outras porcentagens de O₂.



Fonte: Colannino, 1988

Figura A2.6 NO_x teórico adimensional versus concentração de O₂

- Padrões Franceses:

Os limites de emissão de poluentes por equipamentos de combustão diferem ligeiramente de país para país. Na França, os índices foram padronizados através da *Directive du 24 novembre 1988 sur les Grandes Installations de Combustion*, reproduzidos nas tabelas A2.8 e A2.9; os padrões de NO_x no Reino Unido é o mesmo da França (Allen, 1990), para plantas acima de 50 MW (baseado no PCS).

TABELA A2.8 VALORES LIMITES DE SO₂ NA FRANÇA E REINO UNIDO
(expressos em mgSO₂ eq/m³)

Potência Térmica	Comb. Sólido	Comb. Líquido	Comb. Gasoso
P ≥ 500	400	400	35
300 ≤ P < 500	(1)	(2)	35
100 ≤ P < 300	(2)	1700	35
P < 100	(3)	1700	35

Fonte: /1/ Leygonie, 1990 /2/ Allen, 1990

- Notas: (1) o valor limite, em mg/m³, vale (2400 - 4P)
 (2) o valor limite, em mg/m³, vale (3650 - 6.5P)
 (3) o valor limite é fixado por decreto municipal

TABELA A2.9 VALORES LIMITES DE NO_x NA FRANÇA
(expressos em mgNO₂ eq/m³)

Tipo de Combustível	Valores Limites
Sólidos, em geral	650
Sólidos, com proporção inferior a 10% de elementos voláteis	1300
Líquidos	450
Gases	350

Fonte: Leygonie, 1990

-Padrões Italianos:

A regulamentação italiana, através do Decreto DM 124 de 5/5/89 prevê para novas plantas de geração com capacidade térmica superior a 500 MW os limites apresentados na tabela A2.10.

TABELA A2.10 VALORES LIMITES DE NO_x E SO₂ NA ITÁLIA (1)
(expressos em mg/Nm³ de gases de escape)

Combustível	Padrão SO ₂	Padrão NO _x
carvão (O ₂ =6%)	400	200
óleo (O ₂ =3%)	400	200
gás (O ₂ =3%)	35 /2/	200 /2/3/

Fonte: Salvaderi, 1990

- Notas:
- /1/ para potência térmica superior a 500 MW
 - /2/ excluídos ciclos combinado e Brayton
 - /3/ na nova regulamentação, ciclos combinado e Brayton deverão passar a 400 mg/m³ (O₂ = 15%)

-Padrões Norte-Americanos:

A legislação americana está baseada na *Clean Air Act Amendments* (CAAA), de 15 de novembro de 1990. De acordo com esse conjunto de leis, que apresenta conceitos inovadores do ponto de vista da possibilidade individual de emissão de poluentes, prevê-se uma redução de 2 milhões de toneladas/ano de NO_x em centrais termelétricas para controle da chuva ácida (Schorr, 1992).

Numa primeira fase, que deverá se estender de 1995 a 1999, os limites de NO_x deverão se situar em 0.50 lb/MBtu (0.215 g/MJ) para caldeiras de queima em parede e 0.45 lb/MBtu (0.1935 g/MJ) para caldeiras com queima tangencial. O limite de SO_x fica restrito a 2.5 lb/MBtu (1.075 g/MJ).

Na segunda fase, a partir do ano 2000, as unidades térmicas com capacidade superior a 25 MW deverão se restringir a 1.2 lb/MBtu (0.516 g/MJ) de SO₂, devendo os padrões de NO_x serem revistos, caso haja novas tecnologias disponíveis.

-Padrões Brasileiros:

Os padrões brasileiros se encontram fixados pela Resolução 08, de 06 de dezembro de 1990, do Conselho Nacional do Meio Ambiente. Esta resolução estabelece, a nível nacional, os limites máximos de emissão de poluentes do ar para processos de combustão externa em fontes novas estacionárias, com potência nominal até e igual a 70 MW e superiores.

Para a classe até 70 MW, inclusive, permite-se um máximo de 2000 gramas por milhão de quilocalorias (equivalentes a 478 mg/MJ) para a emissão de SO₂ em áreas Classe I, áreas a serem atmosféricamente conservadas (lazer, turismo, estâncias climáticas, hidrominerais e hidrotermais); para as Classes II e III, o teto é de 5000 g/Mkcal (1194 mg/MJ) para emissão de SO₂.

Para novas fontes estacionárias com potências superiores a 70 MW, não se permite sejam instaladas tais unidades em áreas classificadas como pertencentes à Classe I; nas classes II e III, o teto é de 2000 g/Mkcal (478 mg/MJ) para emissão de SO₂.

O enquadramento das áreas nas Classes I, II e III cabe aos Órgãos Estaduais de Meio Ambiente; a mesma resolução esclarece, também, que é considerado combustão externa em fontes fixas toda a queima de substâncias combustíveis realizada nos equipamentos: geradores de vapor, centrais para a geração de

energia elétrica, fornos, fornalhas, estufas e secadores para a geração e uso de energia térmica, incineradores e gaseificadores.

Para as situações em que a legislação brasileira apresenta padrões definidos, utilizar-se-á os valores por ela fornecidos; nos casos em que for omissa, adotar-se-ão os padrões internacionais.

A2.7 Bibliografia

- ALLEN, J. Low NO_x Burner Systems. *Energ. World*, n. 183, p. 13-15, 1990.
- BLOCK, K., HENDRIKS, C. & TURKENBURG, W. *The role of carbon dioxide removal in the reduction of greenhouse effect: energy technologies for reducing emissions of greenhouse gases.* Experts' Seminar, Paris. OECD, abril, 1989.
- BLOCK, K., FARLA, J., HENDRIKS, C. & TURKENBURG, W. *Carbon dioxide removal: a review.* International Symposium on Environmentally Sound Energy Technologies and their Transfer to Developing Countries and European Economies in Transition, San Donato Milanese. ENI, Outubro, 1991.
- BURD, V. Squeezing clean energy from boilers and heaters. *Chem. Engin.*, v. 99, n. 3, p. 145-149, 1992.
- COLANNINO, J. Low-cost techniques reduce boiler NO_x. *Chem. Engin.*, v. 100, n. 2, p. 100-106, 1993.
- DORF, R.C. *Energy, resources, and policy.* California: Addison-Wesley Publ., 1978.
- GOLOMB, D., HERZOG, H., TESTER, K/ WHITE, D. & ZEMBRA S. *Feasibility, modeling and economics of sequestering power plant CO₂ emissions in the Deep ocean.* MIT-EL-89-003, MA, Institute of Technology, Cambridge, 1989.
- GOODGER, E.M. *Combustion calculations.* The MacMillan Press, 1977.
- GUSTAVSSON, L. *et al.* An environmentally benign energy future for Western Scania, Sweden. *Energ.*, v. 17, n. 9, p. 809-822, 1992.
- LEYGONIE, R. L'Impact environnemental des combustions industrielles. *Rev. de L'Energie*, v. 41, n. 422, p. 359-363, 1990.
- MARTIN, P.K., O'CALLAGHAN, P. and PROBERT, D. Environmental auditing: estimating and reducing corporate greenhouse-emissions using monitoring and targeting software systems. *Applied Energ.*, v. 42, n. 4, p. 269-288, 1992.
- McINNES, R. *et al.* Cutting toxic organics. *Chem. Engin.*, v. 97, n.9, p. 108-113, 1990a.
- McINNES, R. *et al.* Scrubbing toxic inorganics. *Chem. Engin.*, v. 97, n.9, p. 116-121, 1990b.
- McINNES, R. *et al.* Dessulfurizing fluegases. *Chem. Engin.*, v. 97, n. 9, p. 124-127, 1990c.

- McINNES, R. *et al.* Cleaning up NO_x emissions. *Chem. Engin.*, v. 97, n.9, p. 130-135, 1990d.
- MILLS, E. *et al.* No-regrets strategies for reducing greenhouse gas emissions. *Energ. Policy*, v. 19, n. 6, p. 526-542, 1991.
- O'CALLAGHAN, P.W. Energy resources, CO₂ production and energy conservation. *Applied Energ.*, v. 44, n. 2, p. 65-91, 1993.
- PENNER, S.S. *et al.* Long-term global energy supplies with acceptable environmental impacts. *Energ.*, v. 17, n. 10, p. 883-899, 1992.
- PERRY, R.H. *Manual de Engenharia Química*. Rio de Janeiro: Guanabara Dois, 1980.
- POULALLION, P. *Manual do Gás Natural*. Rio de Janeiro, Coleção José Ermirio de Moraes, vol.19, 1986.
- SALVADERI, L. The emission control: problems, measures, effects of the future ENEL generating system. *Rev. de L'Energie*, v. 41, n. 422, p. 367-376, 1990.
- SATTELMAYER, T. *et al.* Second-generation low-emission combustors for ABB gas turbines burner development and tests at atmospheric pressure. *Trans. of the ASME, Jour. of Engin. for Gas Turb. Power*, v. 114, n. 1, p. 118-125, 1992.
- SCHORR, M.M. *NO_x emission control for gas turbines: a 1992 update on regulations and technology*. In: Intern. Confer. on Gas Turbines in Cogeneration and Utility Industrial and Independent Power Generation, 6, Houston. Proceedings, v. 7, p. 1-12, 1992.
- SCHUBLER, U. & KUMMEL, R. *Carbon dioxide removal from fossil fuel power plants by refrigeration under pressure*. Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, 24, Washington, 1989.
- SCHEVTS, I. *et al.* *Thermal Engineering*. Moscou: Peace Publ., 19??.
- SEINFELD, J.H. *Atmospheric Chemistry and Physics of Air Pollution*. N.York: John Wiley, 1986.
- SMITH, R. e DELABY, O. Targeting flue gas emissions. *Trans. Inst. Chem. Eng.*, v. 69, n. 11, part A, p. 492-505, 1991.
- TABORS, R.D. & MONROE III, B.L. Planning for future uncertainties in electric power generation: an analysis of transational strategies for reduction of carbon and sulfur emissions. *Trans. on PAS*, v. 6, n. 4, p. 1500-1507, 1991.
- TORRENS, I.M. *et al.* The 1990 Clean Air Act Amendments: overview, utility industry responses, and strategic implications. *Ann. Rev. Energ. and Environ.*, v. 17, p. 211-233, 1992.
- TRIMM, V.D. Environmental considerations for UK steam plant in the 1990's - a manufacturer's review. *Proc. Inst. Mech. Engrs.*, v. 205, n. A2, p. 111-121, 1991.
- WILSON, D. Quantifying and comparing fuel-cycle greenhouse-gas emissions. *Energ. Policy*, v. 18, n. 6, p. 550-562, 1990.

ANEXO 3

MÓDULO DE CONFIABILIDADE

A3.1 Introdução

O uso de índices que atestem a confiabilidade dos equipamentos e seus componentes vem sendo confirmado, a cada dia, como um novo e importante parâmetro de projeto.

No caso específico dos projetos térmicos de geração, a utilização de técnicas de análise quantitativas que se baseiam nestes índices estatísticos tem sido propostas especialmente como auxiliares dos programas de manutenção preditiva a serem implantados, assim como na avaliação entre alternativas equivalentes.

O projeto de centrais de co-geração têm sido realizado com base em diferentes técnicas, porém não é usual que seja mencionada a preocupação com o uso dos índices de confiabilidade para a avaliação da capacidade das unidades. Apresentam-se, portanto, neste apêndice, as metodologias baseadas na probabilidade de perda de carga para avaliação da confiabilidade da capacidade estática de geração, discutindo-se suas possibilidades de emprego no presente estudo, os principais índices disponíveis para caracterização dos equipamentos empregados em uma planta de geração termoelétrica, bem como procura-se apresentar valores que permitam balizar a definição de configurações com base no critério de fluxo máximo.

A3.2 Índices Básicos de Confiabilidade

Os índices básicos normalmente considerados na análise da confiabilidade dos equipamentos de geração são:

MTBFO - tempo médio entre saídas forçadas : razão entre as horas de operação e o número de saídas forçadas ocorridas neste período (unidade: horas/falha);

FOF - fator de saída forçada : razão entre a soma de horas de saída forçada, horas indisponíveis por reserva de capacidade e horas relativas a falhas na partida, com relação ao período em operação (unidade: hora/hora ou %);

AVLB - disponibilidade : razão entre a diferença do período em operação e as horas indisponíveis (por saída forçada, falha na partida, manutenções programada e não-programada) com relação ao período em operação (unidade: hora/hora ou %).

O tempo médio entre saídas forçadas é um elemento importante na programação de manutenções preditivas, uma vez que permite a atuação sobre os componentes antes da ocorrência de falhas nos mesmos; a indisponibilidade, complemento da disponibilidade, permite que se preveja o tempo total em que as unidades de geração, ou a central de co-geração como um todo, irá permanecer sem possibilidade de operar. O conhecimento dessas duas variáveis permite, portanto, um melhor tratamento das incertezas associadas à geração de energia.

Como nem sempre são disponíveis ao nível de equipamentos, o tempo médio entre falhas e a disponibilidade cedem ao fator de saída forçada a primazia na determinação da capacidade estática de geração.

A pesquisa desses índices, para o caso de novos projetos, deve ser feita preferencialmente entre os fabricantes dos principais componentes do ciclo a ser considerado, ainda que estes mostrem certa relutância em fornecê-los; na falta destes, deve-se proceder uma pesquisa entre os índices fornecidos pelos bancos de dados privados e/ou governamentais, tais como o GADS/NERC (*Generating Availability Data System/North American Electric Reliability Council*), NPRDS (*Nuclear Plant Reliability Data System*), *IEEE Nuclear Reliability Data Manual*, dentre outros.

Os valores constantes da tabela A3.1 e A3.2 representam compilação de valores apresentados em diferentes publicações, e constituem valores médios relativos aos três índices anteriormente apresentados. Para o nível de planejamento do projeto de centrais de co-geração, tal como se pretende nesta tese, estes valores se revelam suficientes.

TABELA A3.1 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DOS CICLOS TÉRMICOS

CICLO	MTBFO (h/falha)	FOF (%)	AVLB (%)
a vapor	****	10.5 / 8.5 / 9.3 [b/1]	84 [b]
a gás	4300 [a/d/2]	3.3 [a/d/3]	92.4 / 95.0 [a/d/4]
combinado	****	1.0 / 1.5 [c]	90.5 [b]
		3.0 / 5.0 [b]	96.6 [c]

Fontes: (a) Gas Turbine World, v. 19, n. 4, p. 16-20, 1989
 (b) Power Engineering, v. 95, n. 7, p. 35-39, 1991
 (c) Power Engineering, v. 95, n. 5, p. 17-22, 1991
 (d) Smith, 1993

Notas:

- (1) óleo/gás/carvão
- (2) 1 a 5 MW: 224 (faixa 142-2268) / 5 a 25 MW: 470 (210-1510) / >25 MW: 970 (545-1912)
- (3) 1 a 5 MW: 4.8 (faixa 0.6-14.6) / 5 a 25 MW: 6.5 (0.2-36.7) / >25 MW: 2.1 (0.3-10.8)
- (4) 1 a 5 MW: 92.7 (faixa 84 - 99) / 5 a 25 MW: 90.0 (63- 99) / >25 MW: 93.3 (87 - 98)

CICLO	COMPONENTE	FOF (%)	AVLB (%)
a vapor	turb. vapor + gerador	1.0 / 1.5 [a/2]	> 92 [b/3] / > 90 [b/4]
	caldeira convencional	5.8 / 3.9 / 5.5 [a/1]	**
	demaís componentes	3.2 / 3.1 / 2.3 [a/1]	**
a gás	turbina a gás	0.80 [a]	> 95 [b]
	cald. de recuperação	0.23 [a]	**
	demaís componentes	1.23 [a]	**

Fontes: (a) Power Engineering, v. 95, n. 7, p.35-39, 1991
 (b) Energy Policy, v. 20, n. 9, p. 884-892, 1992

Notas: (1) óleo/gás/carvão
 (2) ciclo combinado/ciclo a vapor
 (3) turbina a vapor de contrapressão
 (4) turbina a vapor de condensação/extração

A3.3 Metodologias para Determinação da Confiabilidade

Quando do planejamento da instalação de uma central de co-geração, a determinação da confiabilidade da capacidade estática de geração assume grande importância na análise das alternativas de projeto.

As necessidades estáticas de geração consistem na capacidade instalada que deve ser arquitetada e efetivamente construída para que as demandas possam ser satisfeitas. Reservas de capacidade devem ser consideradas para permitir inspeções e manutenção nos equipamentos, saídas não programadas e programadas, assim como o crescimento não previsto de cargas.

A metodologia empregada, neste caso, será a Probabilidade de Perda de Carga - LOLP (*Loss Of Load Probability*), cujos fundamentos remontam os trabalhos de Calabrese, 1947. Não serão consideradas as indisponibilidades das unidades geradoras em decorrência da falta de combustíveis, levando-se em conta apenas as saídas forçadas ou paradas para manutenção e/ou inspeção.

Nem toda capacidade indisponível resulta perda de carga, visto que esta depende tanto da reserva quanto do nível da carga demandada pelo processo; a perda de carga ocorre apenas quando a capacidade de geração é suplantada pelo nível da carga.

Seja, então, a curva de duração da carga demandada por um certo processo, conforme a figura A3.1, onde a capacidade instalada representa o somatório da capacidade presente na instalação, já se considerando a reserva.

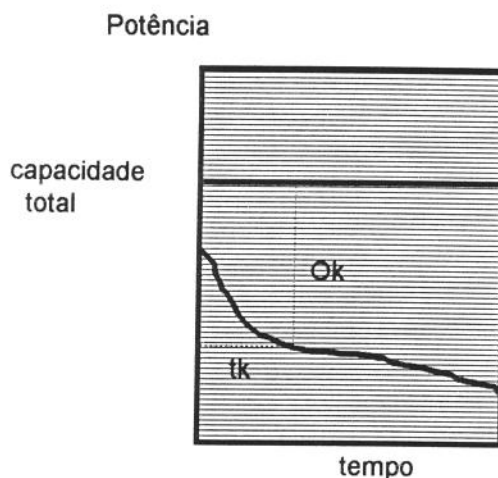


Figura A3.1 Curva de duração de carga de uma forma de energia em um certo processo

Onde

O_k - magnitude da k-ésima saída na tabela probabilística de capacidade de saída

P_k - probabilidade de uma saída com capacidade igual a O_k

t_k - número de unidades de tempo no intervalo em estudo em que uma saída de magnitude O_k iria causar perda de carga

A contribuição para a perda de carga do sistema de geração devido à indisponibilidade O_k é igual ao produto da probabilidade de existência dessa indisponibilidade pelo intervalo de tempo, no período em estudo; matematicamente, o valor esperado total de perda de carga para o intervalo em estudo será:

$$LOLP(t) = \sum (P_k * t_k) \quad (C1)$$

Para o cômputo do LOLP de uma unidade de geração emprega-se o fator de saída forçada em tabelas de probabilidade baseadas na distribuição binomial, que somente pode ser aplicada quando se tem tentativas repetidas com idênticas probabilidades de sucesso, tal como ocorre na avaliação da confiabilidade de unidades geradoras com componentes idênticos.

A3.3.1 Modelo Clássico do LOLP em Unidades de Geração

O cálculo do LOLP depende tanto da existência de uma curva de cargas demandadas pelo processo quanto da avaliação da capacidade instalada, decorrente do número e capacidade individual dos equipamentos escolhidos.

Esse procedimento que ora se apresenta pode ser utilizado tanto para a expansão, com base nas curvas de carga mensais, quanto para a operação, em que se utilizam curvas diárias. É de nosso interesse

avaliar o LOLP referente à geração de energia elétrica, uma vez que a condição de factibilidade da programação matemática está condicionada a plena satisfação das demandas térmicas do processo, porém nada impede que se proceda a mesma análise com relação à curva de demanda térmica.

De posse da curva de carga elétrica, é levantada a curva de duração de carga e, verificados quais equipamentos estão sendo considerados na análise, em que quantidade e com quais capacidades individuais, é estabelecida a capacidade instalada da central de co-geração.

A função objetivo, que deve ser minimizada, está escrita em termos de vazões mássicas de vapor, onde para cada ramo gerador da rede dever-se-á calcular o respectivo FOF, de acordo com o tipo de equipamento, segundo as equações apresentadas a seguir, e cuja origem se encontra nas curvas descritas na figura A3.2, obtidas arbitrariamente de acordo com os valores da tabela A3.2; convém salientar que, em face da dificuldade na obtenção de curvas reais, adotou-se as mesmas segundo tendência apresentada em Camargo, 1981.

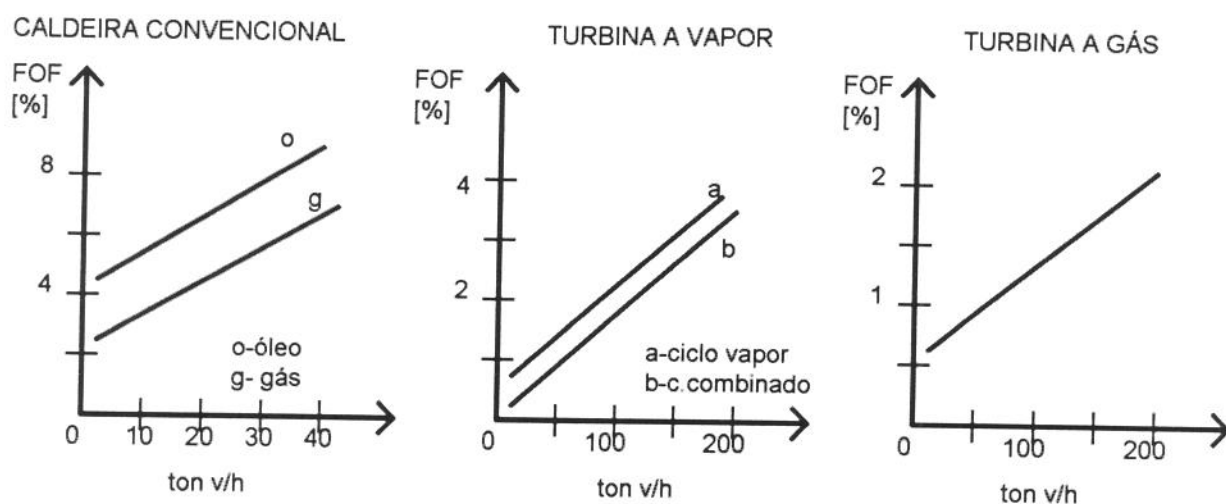


Figura A3.2 Curvas de fator de saída forçada com relação à vazão de vapor produzido ou consumido

As equações de regressão obtidas são:

caldeiras:	$FOF (C_O) = 0.11 * M + 4.4$	(a óleo)
	$FOF (C_G) = 0.11 * M + 2.6$	(a gás)
turb. vapor:	$FOF (TV_R) = 0.017 * M + 0.8$	(ciclo Rankine)
	$FOF (TV_C) = 0.017 * M + 0.2$	(ciclo Combinado)
turb. a gás:	$FOF (TG) = 0.0075 * M + 0.65$	

com M em ton/h e FOF em %.

Uma vez disponíveis os valores de FOF para cada um dos equipamentos empregados na proposta de centrais de co-geração, uma tabela de probabilidades deve ser organizada para o cálculo do LOLP.

Um conjunto de rotinas em PASCAL é apresentado a seguir para o cálculo da Probabilidade de Saída Forçada de Unidades em Paralelo, segundo a metodologia clássica até então apresentada.

A partir do fator de saída forçada (FOF) de unidades individuais, a probabilidade de saída forçada de combinações de um grupo de unidades conectadas em paralelo pode ser calculada, assumindo-se que as saídas forçadas de cada unidade individual é independente das demais.

Aplicando as regras formais da teoria de probabilidades na combinação de N unidades não-similares que apresentam por fator de saída forçada individuais q_1, q_2, \dots, q_n , a probabilidade de saída é dada por:

$$(p_1+q_1) (p_2+q_2) \dots (p_n+q_n) \quad (C.2)$$

sendo $p = (1 - q)$ a probabilidade individual de não falhar.

O termo geral da expansão da equação (C.2) é da forma

$$p_i p_j \dots q_e q_f \quad (C.3)$$

sendo que contém m valores de q e (N-m) valores de p, representando a probabilidade de que a e-ésima, f-ésima, ... unidades se encontrem simultaneamente fora de operação e as restantes (N-m) em serviço, durante certo período em que ocorra demanda energética do processo. A quantidade m assume sucessivamente todos os (N+1) valores (0,1,2,..., N) e para cada valor de m haverá [m! / (N-m)!] termos na expansão, cada qual correspondendo a uma combinação de m unidades fora de operação num total de N.

Para os equipamentos de geração elétrica constantes do Módulo de Projeto - fase final de expansão, que somam 14 elementos conforme discriminados na figura 3.3, a expansão da equação (C.3) se torna:

$$\begin{aligned} (p_1 + q_1) * (p_2 + q_2) * \dots * (p_{14} + q_{14}) = \\ &= p_1 p_2 p_3 p_4 p_5 p_6 p_7 p_8 p_9 p_{10} p_{11} p_{12} p_{13} p_{14} + p_1 p_2 p_3 p_4 p_5 p_6 p_7 p_8 p_9 p_{10} p_{11} p_{12} p_{13} q_{14} + \\ &+ p_1 p_2 p_3 p_4 p_5 p_6 p_7 p_8 p_9 p_{10} p_{11} p_{12} q_{13} q_{14} + p_1 p_2 p_3 p_4 p_5 p_6 p_7 p_8 p_9 p_{10} p_{11} q_{12} q_{13} q_{14} + \\ &+ p_1 p_2 p_3 p_4 p_5 p_6 p_7 p_8 p_9 p_{10} q_{11} q_{12} q_{13} q_{14} + p_1 p_2 p_3 p_4 p_5 p_6 p_7 p_8 p_9 q_{10} q_{11} q_{12} q_{13} q_{14} + \\ &+ p_1 p_2 p_3 p_4 p_5 p_6 p_7 p_8 q_9 q_{10} q_{11} q_{12} q_{13} q_{14} + p_1 p_2 p_3 p_4 p_5 p_6 p_7 q_8 q_9 q_{10} q_{11} q_{12} q_{13} q_{14} + \\ &+ p_1 p_2 p_3 p_4 p_5 p_6 q_7 q_8 q_9 q_{10} q_{11} q_{12} q_{13} q_{14} + p_1 p_2 p_3 p_4 p_5 q_6 q_7 q_8 q_9 q_{10} q_{11} q_{12} q_{13} q_{14} + \\ &+ p_1 p_2 p_3 p_4 q_5 q_6 q_7 q_8 q_9 q_{10} q_{11} q_{12} q_{13} q_{14} + p_1 p_2 p_3 q_4 q_5 q_6 q_7 q_8 q_9 q_{10} q_{11} q_{12} q_{13} q_{14} + \\ &+ p_1 p_2 q_3 q_4 q_5 q_6 q_7 q_8 q_9 q_{10} q_{11} q_{12} q_{13} q_{14} + p_1 q_2 q_3 q_4 q_5 q_6 q_7 q_8 q_9 q_{10} q_{11} q_{12} q_{13} q_{14} \\ &+ q_1 q_2 q_3 q_4 q_5 q_6 q_7 q_8 q_9 q_{10} q_{11} q_{12} q_{13} q_{14} \end{aligned}$$

onde q - representa o fator de saída forçada individual e

p - representa a probabilidade individual de não-falhar.

Para que possa ser empregado em conjunto com os demais módulos, devem ser desenvolvidas as seguintes rotinas, formuladas em PASCAL:

- rotina de entrada de dados

```

Procedure Entrada;
Begin
  for i:= 1 to 14 do    { são 14 unidades de geração }
  begin
    writeln (TG - unidades de 1 a 5);
    writeln (AP - 6 a 10 / MP - 11 a 13 / BP -14);
    writeln ( i );
    writeln ( 'entre com q= 1 se não existir a unidade' );
    readln ( q[i] );   { q = FOF }
    if  q[i] := 1 then p[i] := 1;
    else p[i] := 1 - q[i];
  end;
End;

```

- rotina para cálculo da probabilidade de falha

```

Procedure Probabilidade;
Begin
  for i := 0 to 15 do
  begin
    tp[i] :=1; tq[i] :=1;
    proj[i] :=1;
  end;
  for j = 14 to 2 do
  begin
    for i = 1 to (j-1) do tp[j] := tp[j] * p[i];
    for k = j to 14 do
    begin
      tq[k] := tq[k] * q[k];
      prod[j] := tp[j] * tq[k];
    end;
    prod[15] := tp[14] * p[14];    { todas operando }
    prod[1] := tq[2] * q[1];      { todas falhadas }
  end;
End;

```

- rotina para determinação da capacidade indisponível

Para o cálculo da capacidade indisponível é preciso, antes, saber-se a capacidade disponível, o que é feito mediante o uso das equações do Apêndice 1, referentes ao cálculo da energia elétrica gerada. Esses valores devem ser dispostos segundo uma curva cumulativa de capacidade; a rotina que a compõe segue a premissa de enumerar os valores do menor para o maior e proceder a soma, um a um.

- rotina para curva cumulativa de capacidade disponível

```

Procedure Cumulativa;
Begin
  a[0] := 0.0; cum[0] := 0.0;
  for i = 1 to 14 do
  begin
    a[i] := 9999.9;
    cum[i] := 0.0;
  end;
  for i = 1 to 14 do
  begin
    for j = 1 to 14 do { do menor para o maior }
      if (E[j] < a[i]) and (E[j] > a[i-1]) then a[i]:=E[j];
    end;
  end;
  for i = 1 to 14 do
  begin
    cum[i] := cum[i-1] + a[i]; { curva cumulativa crescente }
    writeln ( cum[i] );
  end;
End;

```

- rotina para composição da tabela de probabilidades

Para essa operação faz-se necessário o produto das probabilidades de falha, $proj[i]$, pelo tempo de solicitação de cada carga indisponível, $t_k[i]$, valor esse tirado da curva de duração de carga. O valor de $t_k[i]$ é obtido da curva de duração de carga e trabalha com a possibilidade de atender demandas de base e intermediária; para tanto, se vale da imposição de cargas mínima e máxima para demanda intermediária e admite probabilidade 100 % para $L < L_{min}$. Para situações reais, a curva de duração proposta pode ser utilizada sem maiores problemas, apenas afetada por um multiplicador de correção, obtido anteriormente a partir da utilização dos valores de demanda elétrica em um programa gerador de curvas de duração.

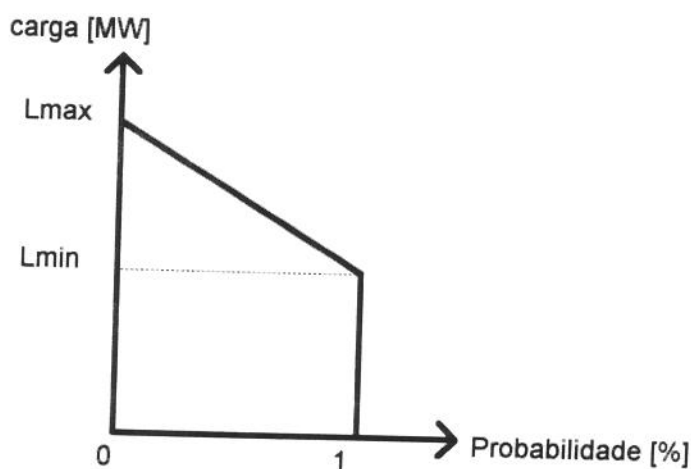


Figura A3.3 Curva de Duração da demanda elétrica de um processo

- rotina para composição da tabela do LOLP

```

Procedure LOLP;
Begin
  lolp := 0.0;
  for i= 1 to 15 do
  begin
    j := (15-i);
    lolp := lolp + prod[i] * tk[j];
  end;
End;

```

A3.3.2 Metodologia Recursiva para Cômputo do LOLP

Uma alternativa simplificadora para o cálculo do LOLP de configurações básicas propostas no Módulo de Projeto é proposta em Sullivan,1977, e aqui sumarizada.

Para que seja compreendida essa metodologia, faz-se necessário estabelecer um conceito inicial, qual seja o de carga fictícia.

Uma unidade de geração com capacidade C_i que é aleatoriamente disponível pode ser modelada como uma unidade fictícia de capacidade C_i que é 100 % confiável associada a uma carga fictícia aleatória de capacidade C_i , cuja disponibilidade é igual à taxa de saída forçada (FOF) da unidade real. Ambas as representações são equivalentes uma vez que, estando a unidade fictícia disponível, a demanda líquida injetada no sistema é zero, assim como o é quando a unidade real está desconectada do sistema por saída forçada.

Seja, então, o sistema composto por unidades de geração 1 e 2, assim como pela demanda aleatória L , cujas unidades reais foram trocadas por unidades perfeitamente confiáveis e cargas aleatórias fictícias. A carga efetiva é definida como a soma das cargas de saída aleatórias de cada unidade i com a carga aleatória L , isto é,

$$L_e = L + \sum_i L_{o_i}$$

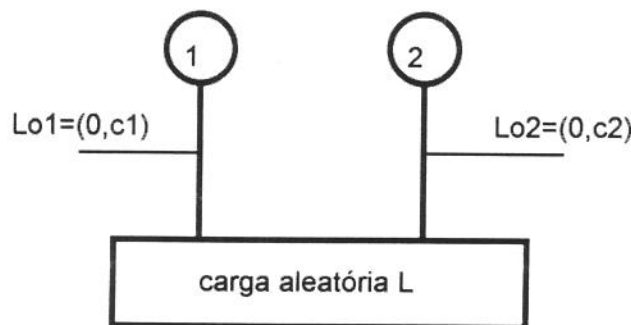


Figura A3.3 Sistema de carga e geração

Quando $Lo_i = C_i$, a demanda líquida injetada no sistema pela i -ésima unidade é zero, assim como a unidade real de capacidade C_i está em saída forçada. A capacidade instalada do sistema é, então:

$$IC = C_i$$

No caso especial onde as unidades reais são 100 % confiáveis, $Lo[i] = 0$ para $i = 1 \dots G$, e $Le = L$. Como isso nunca ocorre, deve-se obter $F(Le)$, a distribuição de probabilidade de carga efetiva, a partir de $F(L)$ e $f_{0,i}(Lo_i)$, sendo essa última parcela a função densidade de probabilidade da capacidade em saída forçada da unidade i .

Como Le é a soma de variáveis aleatórias independentes cujas distribuições são conhecidas, obtém-se $F(Le)$ por meio da equação de convolução recursiva

$$F^i(Le) = \int_{Lo_i} F^{i-1}(Le - Lo_i) * fo(Lo_i) dLo_i$$

onde $F^i(Le)$ é a distribuição de probabilidade de carga efetiva com capacidade de saída das i primeiras unidades convoluidas. Como $f_{0,i}$ é uma função de densidade discreta e

$$F^i(Le) = F(L) \quad \text{se } i=0$$

$$F^i(Le) = F(Le) \quad \text{se } i=G$$

então
$$F_i(Le) = \sum F_{i-1}(Le - Lo_i) * f_{0,i}(Lo_i)$$

Como se define a questão da capacidade de saída como um processo estocástico de dois estados, onde

$$f_{0,i}(Lo_i=0) = p_i \quad (\text{disponibilidade})$$

$$f_{0,i}(Lo_i=C_i) = q_i \quad (\text{taxa de saída forçada})$$

então

$$F^i(Le) = F^{i-1}(Le) * p_i + F^{i-1}(Le - C_i) * q_i \quad i=1..G$$

Como a meta de um planejador de sistemas energéticos é selecionar vários planos de expansão dentre um grande elenco de soluções factíveis que satisfaçam a um certo critério de confiabilidade estabelecidos por uma concessionária elétrica, o problema básico da análise de confiabilidade de um sistema isolado será avaliar mês a mês (ano a ano) a variação na confiabilidade de novas adições de unidades para atender à demanda crescente, de modo a determinar estratégias que tenham características aceitáveis de confiabilidade.

A distribuição de cargas em uma curva de duração de cargas revela a probabilidade de uma dada carga exceder um particular valor de capacidade dado na ordenada. Como o LOLP por definição é a probabilidade da carga efetiva (devido às saídas forçadas aleatórias das unidades de geração) exceder a capacidade instalada do sistema, avalia-se $F(Le)$ no ponto $Le = IC$ para obtê-lo no período de tempo considerado.

Como o resultado obtido na avaliação de $F(Le)$ é um número que expressa a probabilidade (valor entre 0 e 1) e, portanto, é dotado de pouco significado físico, é usual multiplicá-lo pelo fator 365, que permite exprimir o LOLP em (dias/ano) ou 8760, para obtê-lo em (hora/ano).

A3.3.3 Método de Redes para Cálculo do LOLP

O método de redes para o cálculo do LOLP se encontra baseado no problema de fluxo máximo associado ao processo binomial dos estados possíveis para cada arco, descrito em A3.3.2. Essa metodologia, apresentada em Camargo, 1981, se apresenta extremamente útil quando da avaliação de diferentes configurações propostas sob o ponto de vista da confiabilidade.

O problema de fluxo máximo em redes consiste em determinar a máxima quantidade de fluxo f que pode ser enviado da fonte (geração) S à carga L , impondo-se condições de conservação do fluxo nos vértices intermediários. Sua formulação é a mesma descrita no Capítulo 4, isto é,

Max f

s.a

$$\sum_j (X_{sj} - X_{js}) - f = 0$$

$$\sum_j (X_{ij} - X_{ji}) = 0 \quad i \neq S, L$$

$$\sum_j (X_{Lj} - X_{jL}) + f = 0$$

$$0 \leq X_{ij} \leq f_{ij}$$

onde X_{ij} representa o fluxo a ser determinado entre o nó i e o nó j , e que no presente caso representa fluxo de vapor e gases de exaustão.

As três primeiras restrições representam, respectivamente, a conservação do fluxo nos nós de geração, intermediários e de carga, enquanto a última implica em que o fluxo nos arcos não pode ser superior ao limite superior (f_{ij}) de cada um. Os valores de fluxo perseguidos são variáveis positivas com limite superior finito, e admite-se a situação de fluxo nulo em quaisquer arcos da rede.

Desse modo, o problema de fluxo máximo é sempre possível, podendo ser solucionado a partir de programação linear.

O emprego do algoritmo de fluxo máximo deverá garantir à configuração escolhida a máxima vazão de vapor possível em arcos que representem equipamentos de geração elétrica (turbinas a vapor e a gás com gerador); todos os arcos disputam em igualdade de condições a entrada na configuração final.

Uma vez definida uma certa configuração, o LOLP é calculado a partir da equação (C3), isto é:

$$\text{LOLP} = \sum f(X_i)$$

onde $f(X_i) = \prod_{m=1}^{nK} f(V_m)$

com $f(V_m) = p$ se $V_m = 1$ (operando)

$f(V_m) = q$ se $V_m = 0$ (fora de operação)

Desse modo, o índice de perda de carga é obtido indiretamente, em função das vazões estabelecidas na configuração a partir do algoritmo de fluxo máximo.

A3.4 Análise do Cálculo de LOLP no Módulo de Projeto

Basicamente, as metodologias apresentadas se equivalem uma vez que todas tem por origem o conceito binomial (disponível - indisponível) das Cadeias de Markov.

Para uso no Módulo de Projeto, utilizou-se o algoritmo de fluxo máximo para a função objetivo do critério confiabilidade visando garantir-se maior número de máquinas geradoras em operação, minimizando-se desse modo a probabilidade de a central de co-geração se encontrar indisponível.

Como o cálculo do LOLP só pode ser efetuado a partir da definição de uma configuração, forçosamente optou-se pelo cômputo indireto do mesmo, e apresentam-se seus valores a cada interação para as configurações referentes a $T_k = 0$ (configuração atual) e $T_k = 1$ (configuração candidata a entrar na base). Para tanto, empregou-se a metodologia recursiva de Sullivan, 1977, a qual se revelou computacionalmente mais adequada, de apresentação mais refinada e com maior portabilidade ao código computacional de otimização já implantado.

A curva de duração de carga foi arbitrada como sendo composta de uma área de base e outra intermediária, tendo por limite superior a potência instalada da configuração em análise, por limite inferior a demanda elétrica da planta de processo e, em todos os casos, calculou-se o LOLP para a condição de carga igual ao excedente disponível.

Uma vez que o LOLP representa a probabilidade (ou o correspondente valor em horas/ano) de uma certa carga não ser atendida, ao se considerar o valor do excedente de cada configuração igual a essa carga é possível computar a probabilidade de não-atendimento do processo em caso de flutuações da demanda de processo e, em sendo a demanda contratada para venda à concessionária, o próprio valor do excedente.

Admite-se que valores do LOLP até 30% sejam aceitáveis (cerca de 6000 horas de funcionamento ao ano) em face das características das centrais de co-geração.

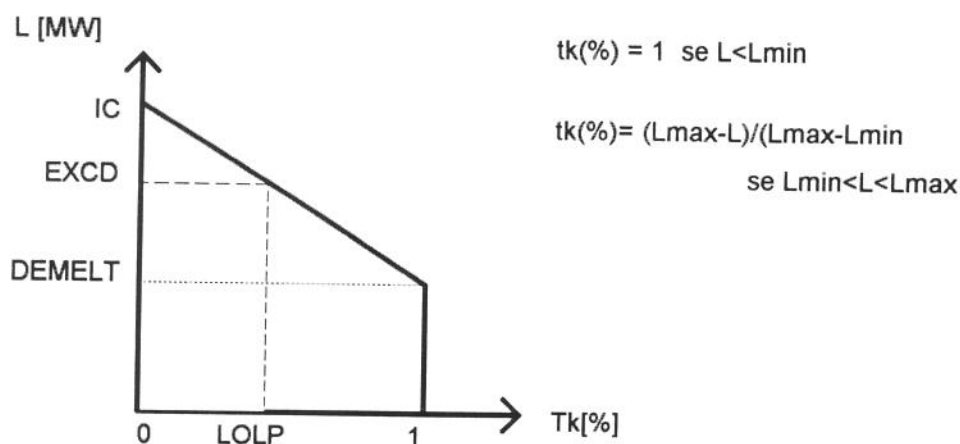


Figura A3.4 Curva de Duração empregada no Módulo de Projeto

A3.5 Comentários

A confiabilidade pode ser considerada uma variável importante para a decisão entre diferentes alternativas que apresentem índices econômico-financeiros em condições de empate técnico.

O sistema elétrico trabalha, tradicionalmente, com o critério de confiabilidade que prevê a possibilidade de falha em torno de um dia a cada dez anos, ou 2.4 (horas/ano), segundo Camargo, 1981. Contudo, as centrais de co-geração apresentam a particularidade de operarem em base contínua, em geral acima de 6000 - 7000 horas/ano. Desse modo, acredita-se que quaisquer resultados de LOLP que superem esse patamar possam ser considerados satisfatórios para o pré-dimensionamento da central de co-geração, assim como deverá garantir melhores condições na negociação do contrato de compra e venda da energia elétrica junto à concessionária.

A3.6 Bibliografia

- DRYDEN, I.G.C. (ed). *The Efficient Use of Steam*. U.K: IPC Science and Technology Press, 1975.
- CALABRESE, G. Generating reserve capacity determined by the probability method. *AIEE Trans.*, v. 66, p. 1439-50, 1947.
- CAMARGO, C.C.B. *Confiabilidade aplicada a sistemas de potência elétrica*. Rio de Janeiro, LTC/Eletróbrás/FEESC, 1981.
- KAUPANG, B.M. *et al.* How Many Gas Turbines? (Part I). *Power Engin.*, v. 95, n.7, p.35-39, 1991.
- POWER ENGINEERING. v.95, n.5, p.17-22, 1991a.

- SMITH, D.J. GRI: Cogeneration forced outage rates less than 6%. *Power Engin.*, v. 97, n. 2, p. 16, 1993.
- STAMBLER, I. EPRI seeks dramatic gains in maintainability and reliability. *Gas Turb. World*, v. 19, n. 4, p. 15-20, 1989.
- SULLIVAN, R.L. *Power System Planning*. New York: McGraw-Hill, 1977.
- VERBRUGGEN, A. Combined heat and power- a real alternative when carefully implemented. *Energ. Policy*, v. 20, n. 9, p. 884-892, 1992.

ANEXO 4

MÓDULO DE CUSTOS

A4.1 Introdução

Os índices econômico-financeiros relativos aos investimentos realizados em equipamentos para a central de co-geração, bem como seus custos de operação e manutenção e o retorno monetário por venda de excedentes são de fundamental importância no processo de decisão que envolve um projeto desse porte.

A decisão pela prática ou não da co-geração está intimamente relacionada com a questão dos custos de venda da energia cogenerada e os custos de geração, tema que é abordado neste apêndice para que sejam estabelecidos conceitos fundamentais para a análise.

São também apresentados índices gerais de custo obtidos junto a publicações diversas e comunicações pessoais com empresas fabricantes de equipamentos, de tal modo a se permitir avaliações coerentes das diversas configurações propostas para centrais de co-geração.

A4.2 A Questão dos Custos de Geração e de Venda

A co-geração traz consigo novos conceitos que devem ser perfeitamente assimilados pelas empresas que pretendem militar nessa área, de tal forma a bem aproveitar as suas vantagens.

O primeiro conceito que deve estar bem claro se refere à inserção da co-geração na planilha de custos da empresa: a energia vendida à concessionária passará a ser mais um produto comercializado, regido por contrato de fornecimento, e o grau de comprometimento expresso nesse contrato será função dos investimentos que forem operados na planta de geração.

A eletricidade passará a representar um novo fator de produção, e para a decisão entre produzi-la ou compra-la da concessionária quatro fatores se apresentam [Rose e McDonald,1991]: a) o custo incremental ou marginal do cogenerador, que é maior que o custo de uma caldeira convencional, para atender às demandas térmicas do processo; b) o preço da eletricidade comprada à concessionária; c) o retorno monetário pela venda da energia elétrica excedente à concessionária (*buyback rate*); d) a demanda eletromecânica da empresa.

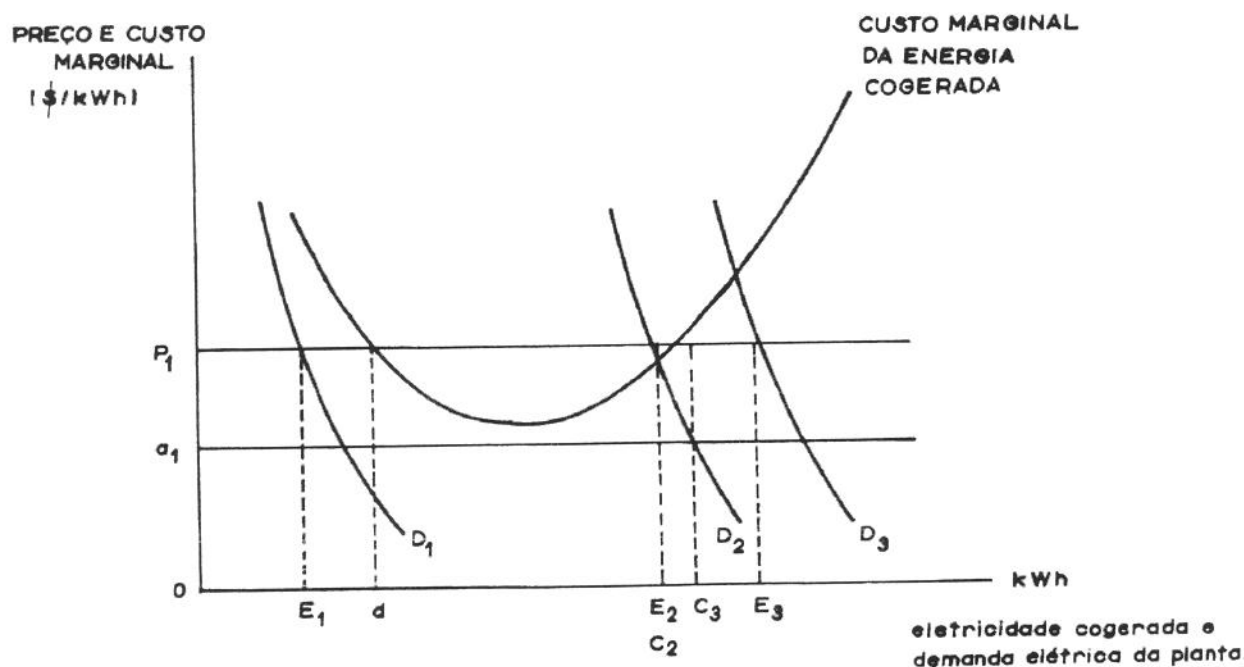
Como se apresentou no corpo da tese, toda central de utilidades deve considerar, ainda que disponha de uma planta de co-geração, a existência de unidades auxiliares para atendimento da demanda térmica. A empresa pode (e deve) planejar, de modo a otimizar seu processo de geração, o *mix* entre e

energia gerada na central de co-geração e aquela fornecida pela tecnologia convencional para que suas demandas térmica e eletromecânica sejam satisfeitas.

A figura A4.1 representa os custos envolvidos no processo de co-geração; a curva do custo marginal da co-geração se relaciona diretamente com a quantidade de energia cogenerada (produzida na central de co-geração), que apresenta por comportamento duas fortes inflexões onde a central opera fora de regime e uma faixa média em que a mesma alcança sua capacidade de projeto.

Uma outra questão importante se refere à relação preço e intensidade de uso da eletricidade, que nessa mesma figura vem representando três empresas diferentes (D1, D2 e D3). O fator de demanda apresenta tendência decrescente com respeito à quantidade e ao preço. Tais curvas representam a resposta de cada empresa (em termos de produção elétrica) a variações de preço e quantidade dos substitutos da eletricidade, podendo ser afetada por sua localização geográfica e eficiência do processo de fabricação dos produtos finais da empresa.

O preço da eletricidade vendida pela concessionária e o retorno pela venda da energia cogenerada são apresentadas como linhas constantes, isto é, não são afetadas pela quantidade suprida ou demandada pela concessionária. Em alguns países, o mercado de energia apresenta tais valores diferenciados por períodos específicos, de acordo com a curva de carga do sistema atendido pela concessionária, e que é conhecido por *spot price*. De acordo com Rose e McDonald, 1991, o retorno pela venda da energia cogenerada alcança aproximadamente 60 % do preço da eletricidade vendida pela concessionária.



Fonte: Rose e McDonald, 1991

Figura A4.1 Apresentação das relações entre os custos de uma central de co-geração

A4.3 Curvas de Custo de Investimento

A4.3.1 Introdução

As funções (custo de investimento x vazão) para equipamentos de geração se comportam de forma côncava, isto é, em sendo contínuas e diferenciáveis, a concavidade é indicada pela seguinte condição (Wood e Wollenberg, 1984)

$$h''(m) \leq 0 \quad \text{para qualquer ponto factível.}$$

Graficamente, isso se caracterizaria por curvas tais como as apresentadas nas figuras A4.2. Visualmente se atesta a concavidade desde que, para quaisquer dois pontos tomados aleatoriamente sobre a curva, o segmento de reta que os une se encontra sob ou na curva. O exemplo (a) reflete uma situação onde ocorre economia de escala, com o custo marginal declinante com o aumento da vazão; a solução nesse caso consiste em aproximações lineares sucessivas por partes.

O exemplo (b) representa uma função de custo, notadamente frequente nos custos operacionais; para fluxo nulo inexistente custo, porém quando o fluxo excede zero, uma parcela de custo operacional é acrescido ao custo fixo. A solução desse problema não apresenta resultados computacionalmente razoáveis no campo polinomial e deve ser resolvido por enumeração implícita adaptada de problema de programação inteira.

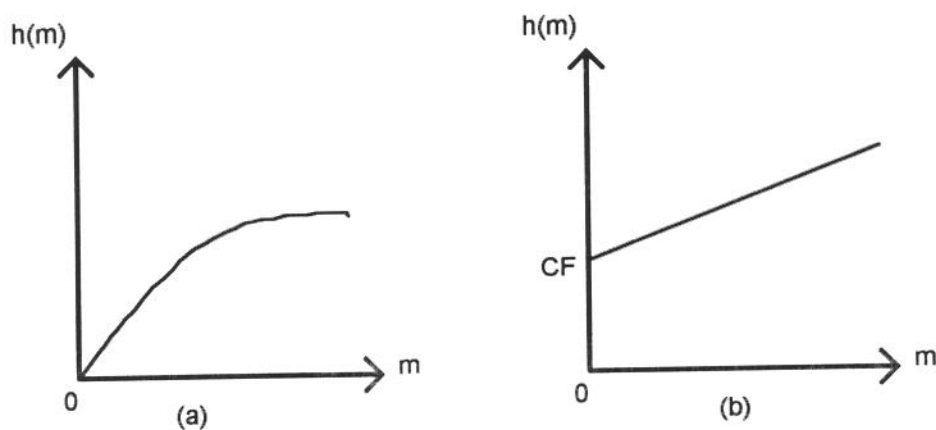


Figura A4.2 Exemplos de Funções Côncavas

A4.3.2 Índices Econômicos para Ciclos Térmicos

Para efeito da análise para adoção de um projeto de central de co-geração, é de grande importância que sejam disponíveis informações quanto a custos de investimento, de operação e manutenção, índices de confiabilidade, emissões de poluentes, razão potência/calor e eficiências por fabricante, para cada classe de equipamentos, ordenados segundo suas potências de geração elétrica nominal.

Com relação aos custos, os valores apresentados em artigos de divulgação de tecnologias e publicações específicas, em geral, são expressos em função da potência elétrica instalada (kW) para os custos de investimento e da energia elétrica gerada (MWh) para os custos de operação/manutenção.

São apresentadas, na tabela A4.1, as características econômicas dos principais ciclos empregados em projetos de centrais de co-geração, de acordo com diversas publicações; esses valores são apenas indicativos para as tecnologias empregadas.

TABELA A4.1 CARACTERÍSTICAS GERAIS DE CICLOS USADOS EM CO-GERAÇÃO

Ciclo e Combustível	Consumo Específico de Calor	Custo de Investimento	Custo do Combustível	Custo O&M Fixo	Custo O&M Variável
	kJ/kWh	US\$/kW	US\$/GJ	US\$/kW_a	US\$/MWh
Rankine carvão	10550 (a)	5/20 MW:3000-1800	1.61 (a)	16.0 (a)	4.0 (a)
	10097 (b)	20/40 MW:1800-1400 40/+ MW: 1200 (d)	1.42 (b)	28.1 (b)	2.7 (b)
Rankine Gás Natural	10022 (a)	5/20 MW:1800-1000 20/40 MW:1000-800 40/+ MW:800 (d)	2.37 (a)	2.0 (a)	2.0 (a)
Brayton Gás Natural	12027 (a)	1/5 MW:500-390	2.37 (a)	1.0 (a)	1.0 (a)
	12132 (b)	5/25 MW:430-360 25/60 MW:370-260 60/+ MW:210-180	2.51 (b)	0.7 (b)	7.3 (b)
Combinado Gás Natural	8176 (a)	2/10 MW:1200-1000	2.37 (a)	5.0 (a)	2.0 (a)
	7543 (b)	10/60 MW:1000-800 150/+ MW:550-650	2.51 (b)	3.7 (b)	3.3 (b)
IGCC carvão	9442 (b)	1700 (b)	1.42 (b)	38.8 (b)	3.7 (b)

FONTES:

(a) Gas Turb. World 18(5):12-20,1988 - CR 600 a 800 MW/ CC 300 MW/ CB 200 MW/ taxa inflação 6 % aa, tx retorno 11,7 % aa, vida útil 30 a,tx fixa 16,5 % aa, dolar 1990.

(b) Power Engineering 95(7):35-9,1991 -tx retorno 12 % aa, taxa fixa 18 % aa, custo escal. planta 4,5 % aa, idem custo O&M

(c) 1991 Gas Turbine World Handbook

(d) Cogeneration, v.3 n.5, 1986 (baseado no dólar de 1984)

Para os fins de análise desenvolvidos nesse trabalho, faz-se necessário proceder o levantamento dos custos de investimento desagregado para os componentes principais de cada central de co-geração proposto. Desse modo, foram coletadas informações diversas e agrupadas em forma de gráficos, tal como se apresenta a seguir (COPERSUCAR, 1991, Gas Turb. World Hbk, 1992/1993).

Vale frisar que os valores de custo de equipamentos industriais sofrem a influência de alguns fatores aqui desconsiderados, visto que o objetivo do trabalho é o pré-dimensionamento da central de cogeração, entre eles o fato de alguns serem tomados FOB (*Free of Board*) e outros não, disponibilidade de tecnologia de fabricação de certos componentes de maior complexidade e/ou potência concentrada em poucos fabricantes, etc. Cabe, portanto, a ressalva de que melhores resultados podem vir a ser alcançados na medida em que se dispuser de uma base de dados mais próxima dos preços praticados no mercado desses equipamentos.

Paralelamente, adotou-se ainda a prática de se apresentar os valores de forma contínua, sem se ater aos fabricantes, a partir de ajustes de regressão, com consistência conquistada a partir da seleção de níveis de pressão e temperatura semelhantes, quando tal se fez presente.

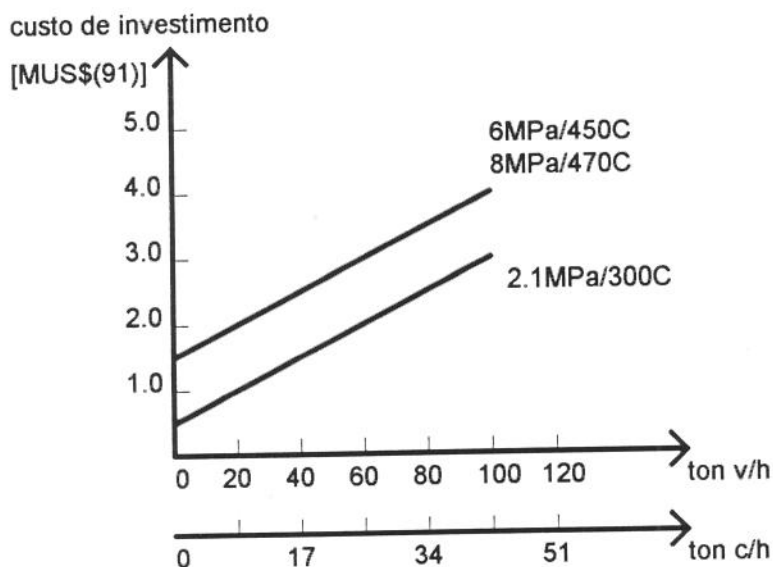


Figura A4.3- Custo de Investimento em Caldeiras Convencionais

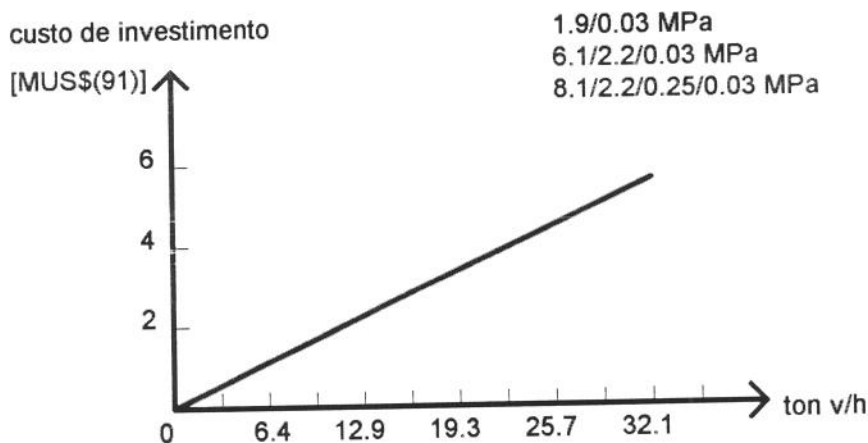


Figura A4.4- Custo de Investimento em Turbinas a Vapor
Tipo: Condensação/Condensação e Extração

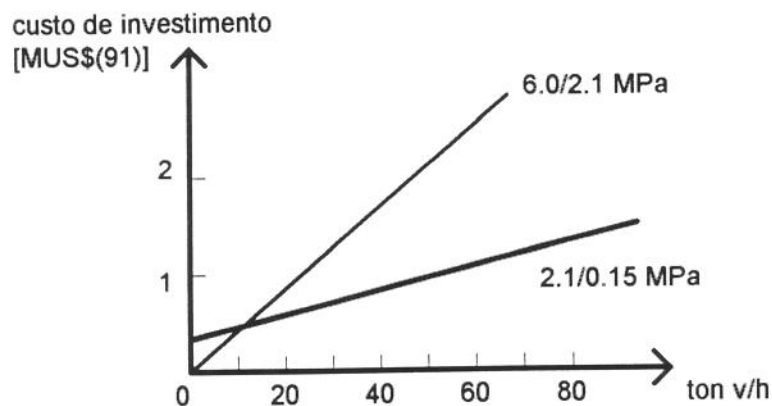
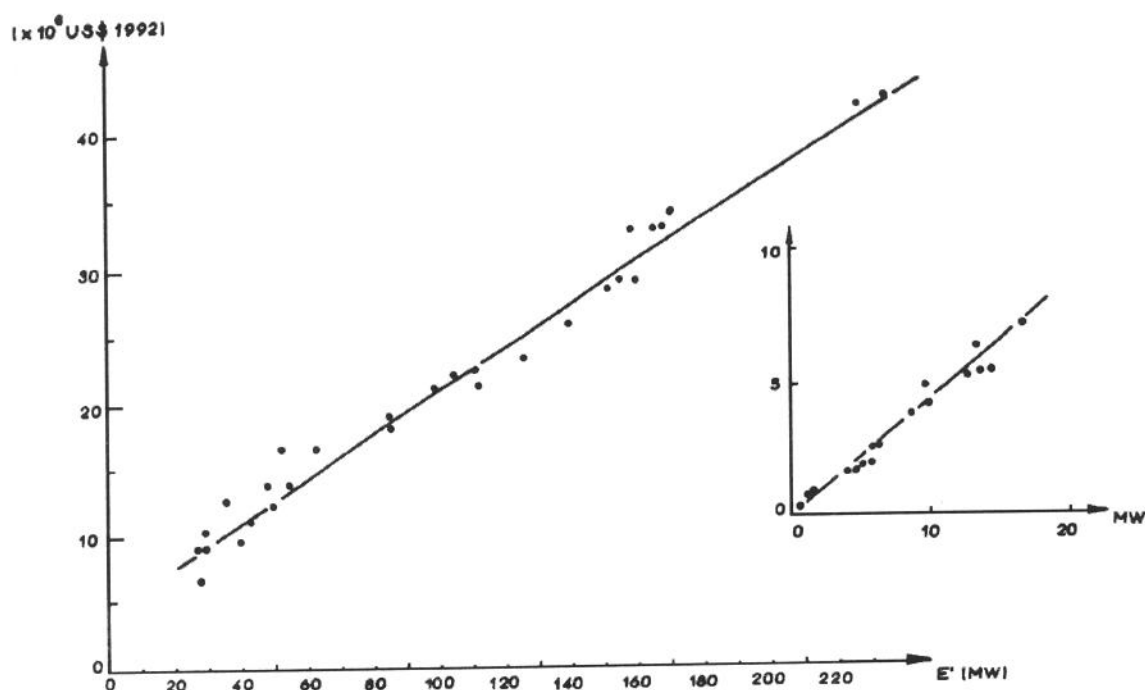


Figura A4.5- Custo de Investimento em Turbinas a Vapor
Tipo: Contrapressão



Fonte: Gas Turbine World Handbook, 1992/1993

Figura A4.6- Custo de Investimento em Conjuntos Turbina a Gás-Caldeira de Recuperação

Para os casos em que o ajuste a partir dos gráficos anteriores não se revelar satisfatório, pode-se utilizar as expressões analíticas apresentadas em Fresno *et al*, 1993:

$$\text{CICR} = 15205 - 6.8182 N_t$$

$$\text{CITV} = (302.6 - 2.877 N + 0.2484 N^2) 10^3$$

$$\text{CITV} = (241.0 - 0.49 N + 0.001 N^2) 10^3$$

$$\text{CITV} = 180.000$$

$$\text{CITG} = 77285 - 1158 N + 6.6299 N^2$$

$$\text{CITG} = 27036$$

N_t - potência térmica

($N < 50$ MW)

($50 < N < 250$ MW)

($N > 250$ MW)

($N < 80$ MW)

($N > 80$ MW)

com o custo de instalação (CI) expresso em (pta/kWh) e potência em MW (1 US\$ = 13.5 pta, cotação Folha de São Paulo, 31/10/93).

Como no Módulo de Projeto os valores a serem manipulados na função objetivo do critério de máximo benefício líquido devem ser apresentados em sua forma anualizada, são fornecidos a seguir valores apresentados em Grossmann & Santibanez, 1980, devidamente atualizados para o ano de 1992 a partir das tabelas constantes no Anexo 5. Observa-se que estes valores contrariam, para as turbinas a vapor, o coeficiente linear nulo apresentado nos gráficos (vide observação a respeito no Capítulo 4).

TABELA A4.2 CUSTO DE INVESTIMENTO ANUALIZADO PARA EQUIPAMENTOS

Equipamento	Custo de Investimento Anualizado (M US\$/a) , dólar de 1992
caldeira a vapor	0.0573 a 0.155
turbina a vapor - condensação	0.670 a 0.690
turbina a vapor - contrapressão	0.186 a 0.190
turbina a vapor - condensação/extração	0.836 a 0.879

Fonte: Grossmann & Santibanez, 1980 (atualizadas para dólar 1992)

Alguns valores indicativos, coletados em literatura, dos custos praticados em termos de controle das emissões de NOx podem ser visualizados na tabela A4.3.

McInnes *et al*, 1990, também apresenta para a tecnologia SNCR índices relativos a custo e eficiência, que se situam entre 5 a 15 US\$/kW instalado e 60 a 80 %, respectivamente. Hjmarsson, 1990, situa os custos da tecnologia SCR entre 40 a 120 US\$/kW instalado com eficiências da ordem de 70 a 80 %, e para a tecnologia SNCR de 10 a 25 US\$/kW instalado para eficiências de 30 a 50 %

Técnicas de baixo custo para a redução do NOx em caldeiras são apresentadas por Colannino, 1993, e têm seu custo discriminado a seguir:

- desligamento de queimadores:	1.000 a 5.000 US\$ (1990) por caldeira
- redução de marcha na caldeira:	1.000 a 7.000 US\$ (1990) por caldeira
- modificações nos queimadores:	2.000 a 11.000 US\$ (1990) por caldeira
- instalação de controladores de O2 e combustível:	5.000 a 20.000 US\$ (1990) por caldeira
- injeção de água ou vapor:	7.000 a 21.000 US\$ (1990) por caldeira
- combustores estagiados:	10.000 a 60.000 US\$ (1990) por caldeira
- recirculação de gases exaustos:	10.000 a 50.000 US\$ (1990) por caldeira
- queimadores de Baixo-NOx:	20.000 a 70.000 US\$ (1990) por caldeira
- uso de combustíveis alternativos:	1.000 a 100.000 US\$ (1990) por caldeira

TABELA A4.3 CARACTERÍSTICAS DAS TECNOLOGIAS PARA CONTROLE DE EMISSÕES DE NO_x

Tecnologias de Redução do NO _x e faixas operacionais	Custo Investimento (US\$/kW)	Custo Operacional (US\$/ano)	Eficiência (%)
Recirculação de Gases		16000 a 143000	10 a 50
7.5 MW	3.94 a		
15.0 MW	13.38		
44.0 MW	-----		
103.0 MW	85.28		
Queimadores Baixo-NO _x		-----	10-25-LEA 40-65-STA 50-70-STF
7.5 MW	9.97 a 10.66		
15.0 MW	6.35 a 6.38		
44.0 MW	3.07 a 3.76		
103.0 MW	-----		
Redução Seletiva Catalítica		98000 a 541000	50 a 90
7.5 MW	-----		
15.0 MW	102.40		
44.0 MW	----		
103.0 MW	48.73		

Fonte: McInnes *et al*, 1990

Notas: - potência térmica em todos os casos / LEA.: queimador com baixo excesso de ar / STA.: queimador estagiado a ar / STF.: idem a combustível

A tabela A4.4 apresenta valores para as tecnologias de controle do SO_x, para equipamentos médios completos, visto que especialmente os lavadores contam com grande diversidade de especificações.

TABELA A4.4 CARACTERÍSTICAS DE TECNOLOGIAS DE CONTROLE DE EMISSÕES DE SO_x

Tecnologias de Redução do SO _x	Custo Investimento (US\$/kW)	Custo Operacional (US\$/MWh)	Eficiência (%)
Dessulfurização de Gases (FGD)	174.0 (2,a) 70 - 180 (2)	5 -12 (2)	90.0
Lavadores de Gases (<i>scrubbers</i>)	/b/	-----	-----

Fonte: /1/ Finke & Rutledge, 1990. /2/ OECD, 1985.

Notas: /a/ 335 US \$/ton SO₂ /b/ vide texto a seguir

Para uma primeira estimativa do custo de investimento para lavadores de gases completo, tipo Venturi, com resfriador, separadores, bombas e controles pode ser obtida de acordo com a expressão desenvolvida em Licht, 1988:

$$C = 10200 + 0,582 Q_g - 1,21 \cdot 10^{-6} Q_g^2$$

para Q_g fornecido em [acfm] e $0 \leq Q_g \leq 200.000$. Nessa expressão, C é obtido em US \$ ao câmbio de 1981, o qual pode ser atualizado com as taxas de inflação americana constantes do Anexo 5; a eficiência é da ordem de 99.3 a 99.6 %.

Os custos de investimento são baseados nos custos do equipamento principal; uma porcentagem deve ser adicionada para que se considere outros custos envolvidos no projeto:

- contingências: 20 %;
- projeto de engenharia: 15 %;
- modificações na instalação existente: 10 %;
- administração de obras: 5 %;

o que totaliza 50 % (Porter e Mastanaiah, 1982). Estes valores podem sofrer variações de acordo com a estrutura de custos de cada empresa.

A4.4 Análise de Decisão Econômica das Configurações Propostas

A própria estrutura em que o modelo de análise multiobjetivo se encontra baseado conduz a uma análise de decisão econômica a partir do Método do Valor Atual.

De acordo com esse método, todos os custos, bem como os retornos obtidos da comercialização da energia elétrica devem ser transportados para um mesmo ponto, o ponto zero, e então comparados os valores atuais obtidos.

Esse mesmo método é largamente empregado em análises de decisão econômica de projetos de centrais de co-geração; Derbentli e Kuehn, 1987, apresentam-no de forma simplificada para a análise de factibilidade econômica de um certo sistema de co-geração, com base anual de comparação. Nesse caso, o ganho anual G é expresso por

$$G = \sum (p_e * u_e) - \sum (p_u * u_f / \eta_f) - \sum (CFIX - FRC) - M$$

- onde
- p_e - preço da eletricidade, em US\$/kWh
 - p_f - preço do combustível, em US\$/kWh
 - u_e - produção anual de eletricidade, em kWh/a
 - u_f - calor incremental anual requerido para o ciclo de co-geração, em kWh/a
 - η_f - eficiência do gerador de vapor
 - CFIX - custo de investimento, em 10^6 US\$
 - M - custo anual de operação e manutenção, em 10^6 US\$/a

e ainda FRC - fator de recuperação de capital, em (1/ano)

$$\text{FRC} = [(1+i)^n - 1] / [i \cdot (1+i)^n]$$

i - taxa de interesse anual,

n - tempo em anos para o empréstimo (em geral, vida útil)

Em verdade, essa equação é a simplificação resultante da análise de decisão econômica para um projeto de co-geração, que originalmente contém mais um termo de receita, e que equivaleria ao benefício da produção de vapor para o processo. Uma análise mais precisa pode ser obtida em Bullard e Pien, 1987.

Na análise de configurações a partir do modelo multiobjetivo proposto, a função objetivo do critério custos contém o somatório das receitas advindas da venda de energia elétrica e dos custos operacionais com combustíveis, devidamente sinalizados para se obter a maximização dos primeiros e a minimização dos segundos. Como a capacidade instalada é uma variável dependente do problema, arbitrou-se a entrada de dados com o fornecimento do *buyback rate* (valor pago pela concessionária pela energia excedente injetada na rede pelo cogenerador) e posteriormente é feito o recálculo para o excedente mediante o *purchase rate* (valor cobrado pela concessionária pela energia elétrica fornecida mediante contrato).

O vetor custo é uma composição de valores referentes à parcela de receitas advindas da venda de energia elétrica (pe) e do coeficiente angular das curvas que representam o custo unitário de cada equipamento empregado na configuração (vide figuras A4.2 a A4.5). Os valores referentes à receita foram calculados para tarifas de venda de energia elétrica a 67 e 95 US\$/MWh, com verificação para 35 US\$/MWh, valor alcançado em certo momento no ano de 1993, admitindo que o primeiro valor represente a política atual e o mais elevado represente as projeções mais desejáveis a nível internacional.

Do ponto de vista econômico, procurou-se definir para cada configuração o tempo de retorno do investimento com base no *payback*, ainda que o mesmo não represente a melhor alternativa de avaliação econômica de um projeto, visto que considera o tempo em que deverá ser recuperado o capital investido independente de taxas de juros, é uma prática rotineira a nível empresarial o seu emprego, além do fato de diversos autores o citarem com frequência, o que permite comparações para verificação da adequação dos resultados. Considerou-se por *payback* a relação

$$\text{payback} = \text{CFIX}/G \quad (\text{anos})$$

A4.5 Comentários

A análise econômica de um projeto ainda é, sem dúvida, o mais importante parâmetro de decisão entre configurações diferentes. No caso em questão, onde a ênfase é para com a definição de configurações para centrais de co-geração, o mesmo ocorre e ainda com maior importância, pois da decisão entre diferentes opções estão alguns milhões de dólares que podem vir a representar um reforço considerável no caixa da empresa.

Para efeito de pré-dimensionamento das centrais de co-geração, os índices empregados na análise podem ser considerados satisfatórios, especialmente porque o enfoque maior desta tese é demonstrar a potencialidade do uso de modelos multiobjetivos na tomada de decisão sobre configurações submetidas a critérios conflitantes. Contudo, para análises que possam decorrer a implantação real dessas unidades em

alguma planta de processo industrial, requer-se maior cuidado no levantamento dos custos, ainda que os valores ora empregados reflitam o que de melhor a literatura tem-nos proporcionado.

A4.6 Bibliografia

- BULLARD, C.W., PIEN, S.J. Optimal sizing of cogeneration systems. *ASHRAE Trans.* , v. 93, pt.2, p. 321-332, 1987.
- COLANNINO, J. Low-cost techniques reduce boiler NOx. *Chem. Eng.* , v. 100, n. 2, p. 100-106, 1993.
- COPERSUCAR. Geração de energia elétrica em usinas e destilarias. Relatório Técnico, Centro de Tecnologia Copersucar (Convênio Eletrobrás- Copersucar), Novembro, 1991.
- DERBENTLI, T., KUEHN, T.H. Thermodynamic and economic analysis of cogeneration steam cycles. *ASHRAE Trans.* , v. 93, pt. 2, p. 309-320, 1987.
- FINKE e RUTLEDGE, 1990. Natural gas co-firing for emission control - is it cost-effective? Apud SMOCK, R.N., *Power Eng.* , v. 95, n. 2, p. 9, 1990.
- FRESNO, M.V., CAVALLERO, J.M.B., CARRETERO, M.A.L. Analisis economico de sistemas de cogeneration com turbinas de vapor, turbinas de gas y motores alternativos. In: Congresso Iberoamericano de Ingenieria Mecánica, 1, Madrid. Anais, v. 2, p. 67-71, 1993.
- GAS TURBINE WORLD HANDBOOK, v. 13, 1992/1993.
- HJAMARSOON, A-K. Control of nitrogen oxide emissions from coal combustion. *Inst. Jour. Energ. Res.*, v. 14, n. 8, p. 813-20, 1990.
- LICHT, W. *Air Pollution Control Engineering*. New York: Marcel Dekker, 2nd. edt., 1988.
- McINNES, R. *et al.* Cutting toxic organics. *Chem. Engin.*, v. 97, n.9, p. 108-113, 1990a.
- McINNES, R. *et al.* Scrubbing toxic inorganics. *Chem. Engin.*, v. 97, n.9, p. 116-121, 1990b.
- McINNES, R. *et al.* Dessulfurizing fluegases. *Chem. Engin.*, v. 97, n.9, p. 124-127, 1990c..
- McINNES, R. *et al.* Cleaning up NOx emissions. *Chem.Engin.* , v. 97, n.9, p. 130-135, 1990d.
- OECD. Environmental effects of electricity generation. Report of the Group on Energy and Environment, Environment Committee, France, 1985.
- PORTER, R.W., MASTANAIAH, R. Thermal-Economic analysis of heat-matched industrial cogeneration systems. *Energ.*, v.7, n. 2, p. 171-187, 1982.
- ROSE, K., McDONALD, J.F. Economics of electricity self-generation by industrial firms. *The Energ. Jour.*, v. 12, n. 2, p. 47-66, 1991.
- WOOD, A.J., WOLLENBERG, B.F. Power generation, operation and control. New York, John Wiley.

ANEXO 5

TAXAS DE INFLAÇÃO E ATUALIZAÇÃO DO DÓLAR

Taxa de Inflação Anual dos Estados Unidos da América (%)

	-0	-1	-2	-3	-4	-5	-6	-7	-8	-9
193-	nd	nd	nd	- 2.2	nd	nd	nd	nd	nd	- 0.8
194-	2.0	6.2	6.6	2.6	1.4	2.9	22.9	13.9	7.0	- 0.5
195-	2.0	4.8	1.5	1.6	1.6	3.2	3.4	3.6	2.1	2.4
196-	1.6	1.0	2.2	1.6	1.5	2.7	3.6	2.6	5.0	5.6
197-	5.5	5.7	4.7	6.5	9.1	9.8	6.4	6.7	7.3	8.9
198-	9.0	9.7	6.4	3.9	3.7	3.0	2.7	3.3	3.3	4.3
199-	4.4	4.5	nd	nd	**	**	**	**	**	**

Fontes: 1. Department of Commerce, Bureau of Economic Analysis apud Economic Report of the President, United States Government Printing Office, Washington, 1989.
2. Conjuntura Econômica, vol. 44, no. 1, 1990, pp. 91 (inflação 1988 a 1991)

Tabela para Atualização do Dólar Americano pela Inflação

Para obter-se dólar (1992) multiplicar por:

	-0	-1	-2	-3	-4	-5	-6	-7	-8	-9
199-	1.0910	1.0450	nd	nd	***	***	***	***	***	***
198-	1.7607	1.6153	1.4725	1.3839	1.3319	1.2844	1.2470	1.2142	1.1754	1.1378
197-	3.4791	3.2977	3.1199	2.9798	2.7979	2.5646	2.3357	2.1952	2.0573	1.9174
196-	4.5543	4.4825	4.4382	4.3426	4.2742	4.2211	4.1004	3.9579	3.8576	3.6739
195-	5.8955	5.7799	5.5152	5.4337	5.3481	5.2639	5.1006	4.9329	4.7615	4.6636

Nota: os valores das décadas de 1930 e 1940 não são aqui apresentados, respectivamente, por falta de informações em alguns anos e pelas anomalias decorrentes da 2a. Guerra Mundial.

ANEXO 6

FUNÇÃO UTILIDADE

A definição de uma função utilidade para o estudo em questão envolve sérios problema conceituais; a abordagem multiobjetiva proposta para planejamento de centrais de co-geração tem por característica a busca da preferência do analista independente de função utilidade mas, como se verá nesse anexo, optou-se por uma função de critério global que serve de orientação para que o analista convirja mais rapidamente à sua solução de compromisso.

A função utilidade consiste basicamente de uma expressão matemática que exprime as preferências de um decisor. Contudo, muito dificilmente se consegue formular analiticamente as preferências de uma pessoa, ou de um grupo de pessoas, especialmente quando conceitos imponderáveis assumem importância na análise.

Para o presente problema, em que o decisor deverá assumir sua posição frente a variáveis de ordem técnica e econômica e qualquer preferência entre duas alternativas poderá significar ganhar ou deixar de ganhar alguns milhões de dólares, optou-se por transformar a função utilidade em uma função critério global, que sinaliza o afastamento da solução presente com relação aos ótimos individuais de cada objetivo.

Desse modo, para os seis critérios considerados, seja o vetor de funções objetivo

$$z = [z_1(x), z_2(x), \dots, z_6(x)]$$

A função critério global que sinaliza o afastamento da solução em análise com relação aos ótimos individuais pode ser expressa por

$$u[z(x)] = \sum_{i=1}^6 w_i [(z_i(x) - z_i^*) / z_i^*]^2$$

para cada solução x^h , onde

$$z_i^* = \text{Min}[z_i(x)], x \in \mathfrak{S}$$

para as funções objetivo que admitem minimização

e

$$z_i^* = \text{Max}[z_i(x)], x \in \mathfrak{S}$$

para aquelas que admitem maximização

w_i

peso com que se imagina que o decisor irá apresentar sua preferência pelos critérios

Desse modo, pode-se imaginar que a solução de consenso deve ser aquela que, por princípio, caminha no sentido de minimizar o gradiente da função critério global.

A função a ser minimizada no problema P5 nesse caso, se torna

$$\nabla_x u[z(x)] = \sum_{i=1}^6 \{2w_i [z_i(x) - z_i^*(x)] (\partial z_i / \partial x)\} / (z_i^*)^2$$

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANDERSON, B. Power generation alternatives now available to paper industry. *Pulp & Paper*, v. __, n. 7, p. 96-9, 1986.
- ASEA BROWN BOVERI. A comparison of power plants for cogeneration of heat and electricity. Publ. CH-KW 2007 88E, 1986.
- BABUS'HAQ, R.F., PROBERT, S.D., O'CALLAGHAN, P.W. Assessing the prospects and commercial viabilities of small-scale CHP schemes. *Appl. Energ.*, v. 31, n.1, p.19-30, 1988.
- BALESTIERI, J.A.P. Estudo de Sistemas de Cogeração com Aplicação de Métodos de Monte Carlo. Itajubá(MG): Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 172 p. Dissertação (mestrado), 1990.
- BANTZ, T. Evaluating cogeneration retrofit alternatives. *Energy Engineering*, v. 86, n. 5, p. 38-48, 1989.
- BENGIAMIN, N.N. Operation of Cogeneration Plants with Power Purchase Facilities. *IEEE Trans.PAS*, v. 102, n. 10, p. 3467-3472, 1983.
- BERMAN, I.M. Cogeneration, combined-cycles and synthetic fuels: an overview. *Power Eng.*, v. 87, n. 11, p. 42-50, 1983.
- BIRUR, G.C., LEE, R. An expert system for cogeneration energy system selection. Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, 23, 1988, Washington(DC). Proceedings, Washington: ASME, 1988, p. 129-134.
- BOEHM, R.F. Design analysis of thermal systems. New York: John Wiley, 1987. 226 p.
- BOUILLOUD, P. Compute steam balance by LP. *Hydrocarb. Process.*, v. 48, n. 8, p. 127-128, 1969..
- BULLARD, C.W., PIEN, S.J. Optimal sizing of cogeneration systems. *ASHRAE Trans.*, v. 93. Pt. 2, p. 321-332, 1987.
- CAVALIERI, F. *et al.* Use of mixed integer programming to investigate optimum running conditions for a thermal power station and possible extension to capacity. *Oper. Res. Quart.*, v. 22, n. 3, p. 221-236, 1972.
- CESP. Aquisição de energia elétrica excedente de autoprodutores e co-geradores: normas e procedimentos técnicos-comerciais. São Paulo: CESP, 1990 (Publicação da Diretoria de Distribuição).
- CHINNECK, J.W., CHANDRASHEKAR, M. Models of Large-Scale Industrial Energy Systems - I. Simulation. *Energ.*, v. 9, n. 1, p. 21-34, 1984 - II. Optimization and Synthesis. *Energ.*, v. 9, n. 8, p. 679-692, 1984.
- CLARK, J.K., HELMICK, N.E. How to optimize the design of steam systems. *Chem. Eng.*, v. 87, n. 5, p. 116-128, 1980.
- CORREIA, P.B. Um modelo setorial para otimização do suprimento de energia. Campinas (SP): Universidade Estadual de Campinas. Tese (Doutorado), 1989.

- DNAEE. Manual do Autoprodutor. Brasília: Divisão de Controle de Serviços de Eletricidade, 1989.
- EHMKE, H.-J. Size optimization for cogeneration plants. *Energ.*, v. 15, n. 1, p. 35-44, 1990.
- ETO, J.H., GATES, S.D. Modeling cogeneration systems with DOE-2.1 C. *ASHRAE Trans.*, v. 94, n. 1, p. 1605-16, 1988.
- FARGHAL, S.A., EL-DEWIENY, R.M., RIAD, A.M. Optimum operation of cogeneration plants with energy purchase facilities. *IEE Proc.*, v. 134, n. 5, Pt. C, p. 313-319, 1987.
- FAWKES, S.D., JACQUES, J.K. Optimum sizing of investment in CHP plant for beverage-related processing industries. *Energ. Policy*, v. 14, n. 2, p. 167-171, 1986.
- GARFINKEL, R.S., NEMHAUSER, G. L. Integer programming. N. York, Wiley, 1972.
- GAS TURBINE WORLD HANDBOOK. *Budget pricing for basic gas turbine packages*. p. 1.15-1.17, 1991a.
- GAS TURBINE WORLD HANDBOOK. *IPP/Cogeneration project finance factors and trends*. p. 1.23-1.25, 1991b.
- GORGES, H.A. Cogeneration for the industrial end user - Part 1. *Gas Turb. World*, v. 12, n. 5, p. 42-47, 1982.
- GORGES, H.A. Cogeneration for the industrial end user - Part 2. *Gas Turb. World*, v. 13, n. 1, p. 30-35, 1983.
- GLOVER, F., HULTZ, J., KLINGMAN, D. STUTZ, J. Generalized network: a fundamental computer-based planning tool. *Manag. Sci.*, v. 24, n. 12, p. 1209-20, 1978.
- GROSSMANN, L.E., SANTIBANEZ, J. Applications of Mixed-Integer Linear Programming in process synthesis. *Comput. and Chem. Eng.*, v. 202, n. A1, p. 23-27, 1989.
- GURNEY, J.D. *et al.* Industrial combined heat and power: investment, savings and decision-making *Proc. Inst. Mech. Eng.*, v. 202, n. A1, p. 23-37, 1988.
- GUSTAFSSON, S.-I., KARLSSON, B.G. Linear programming optimization in CHP networks. *Heat Recov. Syst. CHP*, v. 11, n.4, p. 231-238, 1991.
- GUSTAFSSON, S.-I. Optimization of building retrofits in a combined heat and power network *Energ.*, v. 17, n. 2, p. 161-71, 1992.
- GUSTAVSSON, L. *et al.* An environmentally benign energy future for Western Scania, Sweden *Energ.*, v. 17, n. 9, p. 809-822, 1992.
- HORII, S. *et al.* Optimal planning of gas turbine co-generation plants based on Mixed-Integer linear programming. *Int. Journ. Energ. Res.*, v. 11, n. 4, p. 507-18, 1987.
- HU, S.D. Cogeneration. Reston: Reston Publ., 1985.
- ITO, K., YOKOIAMA, R., AKAGI, S., MATSUMOTO, Y. Influence of fuel cost on the operation of gas-turbine-waste heat boiler cogeneration plant. *Trans. of the ASME*, v. 112, n. 1, p. 122-28, 1990.

- JACKSON, H. Using the ELF (electric load following) model and the personal computer to optimize the cogeneration system choice. *The Cogeneration Journ.*, v. 3, n. 2, pp. 67-78, 1988.
- JENKINS, D.M., FIETZ, M.E. Optimization of the operation of cogeneration plant with purchase under a maximum demand tariff. *Eng. Optimization*, v. 9, n. 1, p. 1-20, 1985.
- MOLESHI, K. *et al.* Optimization of multiplant cogeneration system operation including electric and steam networks. *IEEE Trans. on Power Syst.*, v. 6, n. 2, p. 484-490, 1991.
- NATH, R., HOLLIDAY, J.F. Optimizing a process plant utility system. *Mech. Eng.*, v. 92, n. 4, p. 44-50, 1985.
- PESTLE, J.W. Match the financing mode to your unique cogen situation. *Cogeneration*, v. 2, n. 5, p. 12-14, 1985.
- PESTLE, J.W., SCHNEIDEWIND, E. User's needs set stage for financing internal use cogeneration projects. *Cogeneration*, v. 4, n. 2, p. 28-32, 1987.
- PUTTGEN, H.B., MacGREGOR, P.R. Optimum scheduling procedure for cogenerating small power producing facilities. *IEEE Trans. PAS*, v. 4, n. 3, p. 957-963, 1989.
- RODRIGUES, C.M., CAVANNA, J. Optimisation of combined heat and power schemes on industrial sites with complex energy patterns. In : O'CALLAGHAN, P.W. *Energy in Industry*. Oxford, Pergamon, p.207-22, 1978.
- STACY, G.D., GAINES, L.D. Optimize steam system by computer. *Hydrocarb. Process.*, v. 60, n. 8, p. 75-81, 1981.
- STAMBLER, I. EPRI seeks dramatic gains in maintainability and reliability. *Gas Turb. World*, v. 19, n. 4, p. 15-20, 1989.
- STEUER, R.F. *Multiple criteria optimization*. Singapore, Wiley, 1986.
- STOECKER, W.F. *Design of thermal systems*. Tokyo: McGraw Hill Kogakusha, 1971.
- TOMISIC, M., Al-MANSOUR, F. Optimal operation of cogeneration plants in industry. *Energ.*, v. 14, n. 8, p. 483-90, 1989.
- VERBRUGGEN, A. Combined heat and power - a real alternative when carefully implemented. *Energ. Policy*, v. 20, n. 9, p. 884-892, 1992.
- WALTER, A.C.S. *Cogeração: análise de tecnologias, fatores condicionantes e experiências internacionais*. Campinas: UNICAMP, 1991. 45 p. (Publicação Interna).