

COMISSÃO JULGADORA FINAL DA
TESE DE DOUTORADO
Palomino Raúl Gonzales
REAPROVADA PELA
COMISSÃO JULGADORA EM 26 11 2004
ORIENTADOR

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**Cogeração a partir de gás natural: Uma
abordagem política, econômica, energética,
exergética e termoeconômica**

Autor: Raúl Gonzales Palomino
Orientadora: Silvia Azucena Nebra de Perez

**UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE**

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

**Cogeração a partir de gás natural: Uma
abordagem política, econômica, energética,
exergética e termoeconômica**

Autor: Raúl Gonzales Palomino
Orientadora: Sílvia Azucena Nebra de Perez

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos.

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 2004
S.P. – Brasil

UNIDADE	BC
Nº CHAMADA	4/UNICAMP
	G589c
V	EX
TOMBO BC	63485
PROC.	16-P-00086-05
C	☐
D	☒
PREÇO	11,00
DATA	05/05/05
Nº CPD	

BIBID - 349110

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

G589c Gonzales Palomino, Raúl
Cogeração a partir de gás natural; uma abordagem política, econômica, energética, exergética e termoeconômica / Raúl Gonzales Palomino. --Campinas, SP: [s.n.], 2004.

Orientador: Silvia Azucena Nebra de Perez.
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Energia elétrica e calor - Cogeração. 2. Termoeconomia. 3. Gás natural. I. Perez, Silvia Azucena Nebra de. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

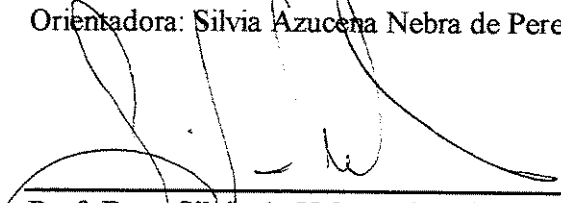
**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADEMICO

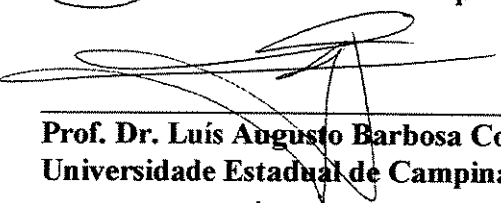
**Cogeração a partir de gás natural: Uma
abordagem política, econômica, energética,
exergética e termoeconômica**

Autor: Raúl Gonzales Palomino

Orientadora: Silvia Azucena Nebra de Perez

200508967


Prof. Dra. Silvia A. Nebra, Presidente
Universidade Estadual de Campinas



Prof. Dr. Luís Augusto Barbosa Cortez
Universidade Estadual de Campinas



Prof. Dr. José Antônio Perrella Balestieri
Universidade Estadual Paulista

Campinas, 26 de novembro de 2004

Campinas, 26 de novembro de 2004

Dedicatória:

Dedico este trabalho aos meus pais Fortunato e Luisa pelos exemplos dados durante minha vida, pelo esforço feito na minha educação e formação profissional num mundo onde cada vez mais o acesso à educação é um privilégio e não um direito.

Agradecimentos

A Prof.a Dra. Silvia A. Nebra, pela orientação, ensinamento, acompanhamento, dedicação, confiança e amizade. E mais que isso pela oportunidade que me deu de vir a este país maravilhoso, assim como por ter aumentado meu interesse pela pesquisa.

Aos professores do curso de Planejamento de Sistemas Energéticos, pelo aprendizado através das diferentes disciplinas, entre eles de maneira especial ao Prof. Arnaldo Walter, Prof. Sergio Bajay, Prof. Moacyr Andrade, Prof. Paulo Correia, Prof. André Furtado, Prof.a Carla Kazue e o Prof. Luís Cortez.

A meus professores da *Universidad Nacional de Ingeniería* em Lima – Perú, pelo ensinamento e a motivação à pesquisa durante a graduação, entre eles de maneira especial ao Prof. Walter Galarza e o Prof. Gino Venegas.

A meus colegas de trabalho, Marcos, Marcelo, Lourenço, Jefferson, Ricardo, Harold e Adriano, pela amizade, pelas conversas alegres e pelas discussões acadêmicas.

A meus amigos do corredor e colegas de curso, Fernando, Gustavo Masili, Carla, Marco, Rodrigo Dutra, Thiago, André Valente, Pastor, Josias, Rubens, Rodrigo Leme, Adriano, Herculano, Paulo, Godfrey, Rodolfo, Kisala, Herivelto, André Pereira, Gustavo Oliveira, Alexandra, Kamyla, Fabiana Varella, Fabiana Viana, Cristina, Jane, Cleci, pela amizade, por ter me ensinado muito deste país, pelas noites de boteco, pelas correções de português, pela companhia alegre e pelos debates. E mais que isso por ter sido uma família para mim.

À FINEP, por ter me proporcionado os meios para realizar este trabalho.

Resumo

GONZALES, Raúl Palomino, *Cogeração a partir de gás natural: Uma abordagem política, econômica, energética, exergética e termoeconômica*, Campinas,: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2004. 145 p. Dissertação (Mestrado)

Neste trabalho procurou-se apresentar uma discussão dos aspectos políticos, econômicos e técnicos da cogeração com gás natural. Para isto foi necessário pesquisar a entrada de gás natural no Brasil, assim como as políticas voltadas à cogeração e aspectos da viabilidade econômica para empreendimentos deste tipo. Foram estudadas as políticas voltadas à cogeração nos Estados Unidos e na Espanha, e descreveu-se a evolução da cogeração no Brasil abordando seus principais aspectos legislativos. Foi feito um estudo de viabilidade econômica com base nas propostas de diferentes sistemas apresentadas por empresas comerciais, para atender às demandas de energia do Hospital das Clínicas da Universidade Estadual de Campinas. Os resultados mostram que os fatores determinantes na análise econômica são os custos de gás natural, a taxa de câmbio do dólar e o custo da eletricidade. Foi também feita uma análise energética, exergética e termoeconômica de um sistema de cogeração, proposto para o Hospital das Clínicas da Universidade Estadual de Campinas. O sistema de cogeração proposto produz, em condição máxima de carga, 1052 kW de eletricidade, 1335 kg/h de vapor para o processo e 219 TRs para produção de frio. O fator de utilização de energia deste sistema é de 88% e permite poupar até 28,5% de combustível se for comparado com a produção separada dos mesmos produtos.

Palavras Chave

- Cogeração, políticas de fomento, análise exergética, termoeconomia

Abstract

GONZALES, Raúl Palomino, *Cogeneration from natural gas: A politic, economic, energetic, exergetic and thermoeconomic approach*, Campinas,: Faculty of Mechanical Engineering, State University of Campinas (Unicamp), 2004. 145 p. Dissertação (Mestrado)

This work presents a discussion on political, economical and technical aspects of cogeneration using natural gas. For this establish information on natural gas access in Brazil, as well as politics directed to cogeneration and economic viability aspects toward enterprises of this nature. The politics directed to cogeneration in the United States and Spain have been studied, and are described the evolution of cogeneration in Brazil and its main legislative aspects. Some consulting An economic viability study was made for the cogeneration systems proposed by some consulting companies to meet the energy demand of the Clinic Hospital of Unicamp. The results shows that the most important determinative factors in the economic analysis are price of the natural gas, dollar exchange rate and electricity costs. It was also made an energetic, exergetic and thermoeconomic analysis of a cogeneration system proposed for the Clinic Hospital of Unicamp. The proposed system shows that at the maximum load conditions, the cogeneration system produces 1052 kW of electricity, 1335 kg/h of process steam and 219 TR to produce coldness. The Energy Utilization Factor of this system reaches 88% and it can save up 28,5% of fuel if compared with the separate heat and electricity production.

Key Words

Cogeneration, policy promotion, exergetic analysis, thermoeconomic

Sumário

Resumo	vi
"Abstract"	vii
Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xv
Nomenclatura	xvi

Capítulo 1 – Introdução

Introdução	1
1.1 Objetivos	3
1.2 Organização do trabalho	3
1.2.1 A evolução do homem e seu relacionamento com a energia	3
1.2.2 Gás natural	4
1.2.3 Cogeração	4
1.2.4 Políticas para a implementação da cogeração	4
1.2.5 Análise de viabilidade econômica para sistemas de cogeração	5
1.2.6 Análise energética e exergética	5
1.2.7 Análise Termoeconômica	5
1.2.7 Conclusões	5

Capítulo 2 – Gás Natural

Gás Natural	6
2.1 A Indústria do Gás Natural na América do Sul	8
2.1.1 Reformas Legislativas na Indústria do Gás Natural na América do Sul	8
2.1.1.1 O Caso Argentino	9
2.1.1.2 O Caso Boliviano	10
2.1.1.3 O Caso Brasileiro	11

2.1.1.4 O Caso Chileno	12
2.1.1.5 O caso Colombiano	12
2.1.1.6 O caso Peruano	13
2.1.1.7 O caso Venezuelano	14
2.1.2. Regulação do Gás Natural na América do Sul	14
2.1.3. Gasodutos de interconexão energética na América do Sul	15
2.2 Gás Natural como combustível para geração elétrica	18
2.3 Geração termelétrica com gás natural no Brasil	19
2.4 Cogeração com gás natural no Brasil	22
2.5 Conclusões preliminares	23
 Capítulo 3 – Cogeração	
Cogeração	25
3.1 Sistemas de Cogeração	27
3.1.1 Cogeração com turbina a vapor	29
3.1.2 Cogeração com Turbina a Gás	31
3.1.3 Cogeração com Ciclo Combinado	32
3.1.4 Cogeração com Motor Alternativo	33
3.2 Metodologia para a seleção do sistema de cogeração	34
3.2.1 Mapa energético do centro consumidor	34
3.2.2 Relação calor e eletricidade (Q/E)	36
3.3 Componentes de Sistemas de Cogeração	37
3.3.1 Motor a Combustão Interna	37
3.3.1.1 Motor Otto	37
3.3.1.2 Motor Diesel	39
3.3.2 Caldeira de Recuperação (HRSG)	41
3.3.2.1 Caldeira de Recuperação Fogotubulares	41
3.3.2.2 Caldeira de Recuperação Aquatubulares	42
3.3.3 Sistemas de Refrigeração por Absorção	43

Capítulo 4 – Políticas para implementação da Cogeração: Experiência internacional e o caso brasileiro

Políticas para implementação da Cogeração: Experiência internacional e o caso brasileiro	48
4.1 Cogeração na Comunidade Européia	48
4.2 Cogeração na Espanha	51
4.2.1 Evolução da Cogeração na Espanha	51
4.2.2 Principais aspectos legais voltados à cogeração na Espanha	53
4.2.2.1 Lei da Conservação da Energia 82/1980	53
4.2.2.2 O Plano Energético Nacional (PEN) 1991 - 2000	53
4.2.2.3 A LOSEN e o R.D. 2366/1994	54
4.2.3 Benefícios trazidos pela cogeração na Espanha	55
4.2.4 Aspectos que não favorecem a cogeração na Espanha	55
4.3 Cogeração nos Estados Unidos	55
4.4 Cogeração no Brasil	59
4.4.1 Evolução da cogeração e perspectivas no setor terciário no Brasil	59
4.4.2 Principais aspectos legais voltados à cogeração no Brasil	62
4.4.2.1 Portaria DNAEE N° 283 de 31/12/1985	62
4.4.2.2 Portaria DNAEE N° 246 de 23/12/1988	62
4.4.2.3 Portaria DNAEE N° 94 de 13/06/1989	62
4.4.2.4 Decreto N° 915 de 6/9/1993	63
4.4.2.5 Decreto N° 1009 de 22/12/1993	63
4.4.2.6 Resolução ANEEL N° 233 de 30/07/1999	64
4.4.2.7 Resolução ANEEL N° 281 de 01/10/1999	64
4.4.2.8 Resolução ANEEL N° 371 de 29/12/1999	65
4.4.2.9 Resolução ANEEL N° 021 de 20/01/2000	65
4.4.2.10 Portaria MME N° 212 de 25/07/2000	66
4.4.2.11 Portaria MME N° 314 de 24/08/2000	66
4.4.2.12 Portaria MME N° 511 de 06/12/2000	67
4.4.2.13 Resolução N° 56 de 15/10/2001	67
4.4.3 Aspectos que não favorecem o desenvolvimento da cogeração no Brasil	67

Capítulo 5 – Análise de viabilidade econômica para sistemas de cogeração: Estudo de caso HC UNICAMP

Análise de viabilidade econômica para sistemas de cogeração: Estudo de caso HC UNICAMP	71
5.1 Demandas de Energia do HC UNICAMP	73
5.2 Alternativas de solução	74
5.3 Análise Econômica	75
5.3.1 Análise Econômica com variação do custo de gás natural	76
5.3.2 Análise econômica com mudança do diferencial de preço energético	78
5.4 Conclusões preliminares	80

Capítulo 6 – Análise energética e exergética: Estudo de caso HC UNICAMP

Análise energética e exergética: Estudo de caso HC UNICAMP	81
6.1 Descrição do sistema de cogeração	82
6.2 Análise energética	84
6.2.1 Índices de desempenho baseados na Primeira Lei da Termodinâmica	84
6.2.1.1 Fator de Utilização de Energia	84
6.2.1.2 Rendimento Elétrico Artificial	85
6.2.1.3 Índice de Economia de Energia	85
6.2.1.4 Eficiência Purpa	86
6.2.2 Equacionamento do sistema de cogeração	86
6.2.2.1 Equacionamento do motor de combustão interna	87
6.2.2.2 Equacionamento da caldeira de recuperação	90
6.2.2.3 equacionamento do sistema de refrigeração por absorção	93
6.2.2.4 Equacionamento dos outros equipamentos	95
6.2.3 Resultados da análise energética	96

6.2.4 Requisitos para a Cogeração Qualificada no Brasil	98
6.3 Análise exergética	100
6.3.1 Exergia	100
6.3.2 Eficiência Racional	102
6.4 Otimização	104
6.5 Conclusões preliminares	107

Capítulo 7 – Análise Termoeconômica: Estudo de caso HC UNICAMP

Análise Termoeconômica: Estudo de caso HC UNICAMP	108
7.1 Análise do custo exergético e monetário pela Teoria de Custo Exergético	111
7.2 Análise do custo exergético e monetário pela Análise Funcional Termoeconômica	119
7.3 Análise do custo exergético e monetário pela Análise Funcional Termoeconômica usando neguentropia	124
7.4 Conclusões preliminares	130

Capítulo 8 – Conclusões

Conclusões	131
Bibliografia	134

Lista de Figuras

1	Mapa de Integração Energética de Gás Natural na América do Sul com gasodutos atuais e futuros	17
2	Esquema geral da cogeração	26
3	Sistema convencional versus cogeração	28
4	Cogeração com turbina a vapor de contrapressão	30
5	Cogeração com turbina a vapor de extração/condensação	31
6	Cogeração com turbina a Gás	32
7	Cogeração com ciclo combinado	33
8	Cogeração com motor alternativo	34
9	Mapa energético do centro consumidor	35
10	Motor Otto	38
11	Motor Diesel	40
12	Sistema de refrigeração por absorção	44
13	Diagrama PTX (pressão – temperatura – concentração)	45
14	Produção de eletricidade por cogeração na Europa	49
15	Capacidade de Cogeração na Europa (GWe)	50
16	Potência instalada da cogeração na Espanha	52
17	Energia produzida pela cogeração para consumo próprio e exportação	52
18	Porcentagem de geração elétrica pertence empresas que não são de serviços públicos	58
19	Taxa de cambio 1998-2004	68

20	Demanda de eletricidade	73
21	Consumo de eletricidade	73
22	Demanda de vapor	74
23	Demanda de água gelada	74
24	VPL (TA: 6%) com variação do custo de gás natural	76
25	VPL (TA: 10%) com variação do custo de gás natural	77
26	TIR com variação do custo de gás natural	77
27	Payback com variação do custo de gás natural	77
28	VPL (TA: 10%)	79
29	TIR	79
30	Payback	79
31	Sistema de cogeração	83
32	Produtos do sistema de cogeração	96
33	Geração de vapor e frio no sistema de cogeração	97
34	COP do SRA e eficiência do motor no sistema de cogeração	97
35	Eficiências do sistema de cogeração	98
36	Eficiência racional	103
37	Irreversibilidades geradas no sistema de cogeração	103
38	Esquema usado para análise com a Teoria de Custo Exergético	114
39	Esquema usado para Análise Funcional	119
40	Esquema usado para Análise funcional com neguentropia	125

Lista de Tabelas

1	Gasodutos bi-nacionais em operação na América do Sul	16
2	Relação calor e eletricidade (adaptado de CONAE, 1999)	37
3	Potencial da cogeração no setor de papel e celulose, químico e de alimentos e bebidas no Brasil	60
4	Propostas de solução para a cogeração no HC UNICAMP	75
5	Parâmetros para a cogeração qualificada no Brasil	99
6	Cálculo dos parâmetros para a cogeração qualificada no HC UNICAMP	100
7	Insumos, produtos e perdas do sistema de cogeração	102
8	Contribuição das irreversibilidades pelos equipamentos no sistema de cogeração	104
9	Estados termodinâmicos para ponto ótimo de funcionamento	105
10	Custos dos equipamentos do sistema de cogeração	113
11	Custos agregados para o sistema de cogeração	113
12	Insumos, produtos e perdas (Teoria de Custo Exergético)	114
13	Custos exergéticos e monetários (Teoria de Custo Exergético)	118
14	Insumos e produtos (Análise Funcional)	120
15	Custos exergéticos e monetários (Análise Funcional)	123
16	Insumos e produtos (Análise Funcional com Neguentropia)	126
17	Custos exergéticos e monetários (Análise Funcional com neguentropia)	129

Nomenclatura

Letras Latinas

c	Custo monetário unitário	[US\$/MWh]
C	Custo monetário	[US\$/h]
e	Excesso de ar	
ex	Exergia específica	[kJ/kg]
E_x	Exergia	[kW]
E^*	Custo exergetico	[kW]
F	Insumos	[kW]
h	Entalpia específica	[kJ/kg]
k	Custo exergetico unitário	
$\dot{m}$	Vazão mássica	[kg/s]
M	Massa molecular	[kg/kmol]
N	neguentropia	[kW]
P	Produtos	[kW]
q	Porcentagem de carga no motor	
$\dot{Q}$	Fluxo de calor	[kW]
$\dot{W}$	Potência elétrica	[kW]
y	Fração molar	
Z	Custos de capital e manutenção	[US\$/h]

Letras Gregas

η	Rendimento
φ	Umidade relativa

Subscritos

Bi	Bomba
ph	Física
ch	Química
r	fluxo no sistema de refrigeração por absorção

Abreviações

AC	Relação ar combustível
CEE	Comunidade Econômica Européia
COP	Coeficiente de performance
FUE	Fator de utilização de energia
HRSG	<i>Heat Recovery Steam Generator</i>
IEE	Índice de economia de energia
PCI	Poder calorífico inferior
SRA	Sistema de refrigeração por absorção
TIR	Taxa interna de retorno
TRE	Torre de resfriamento
VPL	Valor presente líquido

Capítulo 1

Introdução

Há cerca de 15 milhões de anos, na África Oriental e do Sul, ocorreram importantes alterações climáticas que modificaram a paisagem e as condições de vida. Devido ao clima ter se tornado cada vez mais seco, os hominídeos, isto é, os antepassados do homem, foram obrigados a abandonar a floresta onde habitavam, e morar na savana. Esta, mais despida de vegetação do que a floresta, obrigou o nosso mais remoto antepassado - o Australopiteco - a marchar sobre os pés.

Com o decorrer dos tempos, a postura vertical tornou-se permanente levando a outras importantes alterações do corpo, em particular da mão e do crânio. A mão, progressivamente semelhante à nossa, permitiu ao nosso antepassado utilizar os instrumentos que possuía. Por outro lado, o crescimento do crânio proporcionou-lhe um cérebro maior, o que significou mais capacidade para resolver os problemas que teve de enfrentar.

Em certa época da evolução, o homem aprendeu a dominar o fogo. Nas cavernas foram encontrados vestígios do uso do fogo pelo homem de Neanderthal há 50.000 anos e pelo homem de Pequim há 250.000 anos. Esses e outros homens primitivos descobriram como usar o fogo para aquecimento, para cozinhar o alimento, para proteger-se contra animais selvagens e na iluminação das cavernas através de uma tocha flamejante. Com esta invenção, o homem primitivo alterou profundamente a sua maneira de viver.

Com o conhecimento da energia e suas formas de transformação, o homem moderno revolucionou seus padrões de conforto. Este homem já utiliza a eletricidade para iluminação e

utiliza o calor obtido da queima de alguns combustíveis para aquecimento. Este homem consciente dos benefícios proporcionados pela energia, se torna prisioneiro deste insumo, utilizando-o cada vez mais para atender suas necessidades.

Depois de um tempo o homem moderno não só passou a utilizar a energia para o seu conforto como também para processos produtivos na indústria. Foi assim que na primeira década do século XX surgiram os primeiros sistemas de cogeração, para a produção simultânea de calor e eletricidade. Nessa época era muito rara a produção centralizada de energia elétrica. Ainda não existiam as grandes centrais geradoras pela inexistência de uma tecnologia eficiente.

Com o avanço da tecnologia surgiram novos conceitos de geração e de interligação de sistemas elétricos, que com o apoio das grandes centrais (hidrelétricas e termelétricas – nucleares, carvão, gás natural e óleo combustível), conseguiram fornecer energia abundante e de baixo custo. Os sistemas de cogeração foram gradualmente perdendo participação no mercado.

Devido ao aumento sustentado da demanda de energia elétrica, ao maior uso de aparelhos eletrônicos (computadores, automatização e robotização nas indústrias), que obriga a uma melhoria da qualidade do fornecimento, e também a uma preocupação cada vez maior pelo melhor uso das fontes primárias de energia, os grandes sistemas centralizados de geração de energia passaram a ser exigidos em novas condições de operação. Essa tendência vem fortalecendo opiniões e promovendo decisões em favor da criação de oportunidades para o avanço dos “sistemas de geração distribuída”, através dos quais os clientes finais (indústria, comércio e serviços), utilizando fontes de energia primária como a biomassa ou o gás natural, produzem, consomem e administram as suas necessidades de energia elétrica e térmica.

Além do caráter descentralizador, a cogeração tem uma eficiência térmica alta que ocasiona menor consumo de combustíveis – quando esta é comparada com a produção separada da eletricidade e calor por sistemas convencionais - isto traz como consequência a redução das emissões gasosas nocivas, mitigando o efeito estufa.

1.1 Objetivos

A construção do gasoduto Bolívia – Brasil, que possibilitou a importação de gás natural, trouxe como consequência que o Brasil passasse de uma situação de escassez para uma sobre oferta deste hidrocarboneto. Esta situação gerou expectativas para o uso de gás na geração termelétrica e cogeração.

Neste sentido, o objetivo deste trabalho é apresentar uma discussão dos aspectos políticos, econômicos e técnicos da cogeração com gás natural. O objetivo inicial é de analisar a entrada de gás natural no Brasil, assim como as políticas voltadas à cogeração e aspectos da viabilidade econômica para empreendimentos deste tipo. O objetivo final deste trabalho é fazer uma análise energética, exergética e termoeconômica de um sistema de cogeração, proposto para o Hospital das Clínicas da Universidade Estadual de Campinas.

1.2 Organização do trabalho

O tema desta dissertação pode ser dividido basicamente em “oito partes” distintas, porém complementares. Escolheu-se tal formatação visando separar a parte de discussões e técnica. Na parte de discussões abordam-se aspectos de ordem estrutural, política e econômica. Na parte técnica do trabalho é feita a análise energética, exergética e termoeconômica de um sistema de cogeração.

1.2.1 A evolução do homem e seu relacionamento com a energia

No capítulo 1, descreve-se a evolução do homem e como ele ao longo do tempo se relaciona com o fogo e a energia, para depois aprender a utilizá-lo para satisfazer as suas necessidades. Nesta parte também se aborda como o homem começa a compreender as transformações da energia e aproveita esta para produzir calor e eletricidade através de uma mesma fonte de energia primária, a cogeração.

1.2.2 Gás natural

O gás natural é uns dos combustíveis utilizados nos sistemas de cogeração e do qual se tem uma oferta disponível no Brasil. No capítulo 2 deste trabalho trata-se da indústria de gás natural na América do Sul, de suas reformas legislativas, da sua regulação e da interconexão energética. Nesta seção também é discutida a geração termelétrica com gás natural no Brasil, de maneira especial os incentivos para o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) e os obstáculos que impedem seu desenvolvimento.

1.2.3 Cogeração

O fundamento teórico desta dissertação encontra-se no capítulo 3. Neste capítulo define-se a cogeração e é feita uma descrição dos principais sistemas utilizados para a geração de eletricidade e calor, cogeração com turbina a vapor, com turbina a gás, com ciclo combinado e com motor alternativo. A metodologia para a seleção do sistema de cogeração também é apresentada nesta parte do trabalho. Uma revisão bibliográfica dos principais componentes do sistema de cogeração proposto, que inclui o motor de combustão interna, a caldeira de recuperação e o sistema de refrigeração por absorção são apresentados nesta seção.

1.2.4 Políticas para a implementação da cogeração

Certamente a evolução do uso da cogeração é diferente em cada país, muitas destas diferenças são devidas às políticas adotadas pelos diferentes governos para sua promoção. O capítulo 4 deste trabalho trata destes temas, e a evolução do uso da cogeração nos países da comunidade europeia e dos Estados Unidos. Particularmente faz-se um estudo mais aprofundado do caso espanhol, pelo fato da Espanha ser um dos países que mais evoluiu no uso da cogeração na Comunidade Europeia, sendo este desenvolvimento baseado no gás natural. Ainda nesta seção é descrita a evolução da cogeração no Brasil e seus principais aspectos legislativos.

1.2.5 Análise de viabilidade econômica para sistemas de cogeração

Um motivo pelo qual a cogeração não é usada universalmente é o aspecto econômico. Apesar da cogeração ser vantajosa do ponto de vista da economia da energia, nem sempre um projeto deste tipo é economicamente viável. No capítulo 5 mostra-se a metodologia para a análise da viabilidade econômica de um sistema de cogeração. O estudo de caso é feito para diferentes sistemas propostos para Hospital das Clínicas da Universidade Estadual de Campinas.

1.2.6 Análise energética e exergética

A avaliação dos processos de conversão de energia esta baseado fundamentalmente na análise energética do sistema. Uma metodologia também utilizada para a análise do desempenho dos sistemas, embora não tão conhecida como a análise energética, é a análise exergética, baseada no conceito de exergia. No capítulo 6 mostra-se uma análise energética e exergética para um sistema de cogeração proposto para o Hospital das Clínicas da Universidade Estadual de Campinas.

1.2.7 Análise Termoeconômica

O capítulo 7 destina-se à análise termoeconômica do sistema de cogeração apresentado no capítulo anterior. Nesta seção é apresentado o fundamento teórico da termoeconomia e as metodologias existentes. O sistema de cogeração é avaliado utilizando três metodologias diferentes, a teoria de custo exergético, a análise funcional e a análise funcional com neguentropia.

1.2.8 Conclusões

O capítulo 8 destina-se a apresentar as conclusões gerais deste trabalho.

Capítulo 2

Gás Natural

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos, geralmente composta de metano (aproximadamente 90%), etano, propano e, em menores proporções outros hidrocarbonetos de maior peso molecular¹. Ele se formou na crosta terrestre através de matérias orgânicas provenientes de plantas marinhas e de milhares de microorganismos que se acumularam e sofreram a ação de bactérias, sendo submetidas a diversos processos de transformação. A matéria orgânica depositada nos solos, sob maiores profundidades, transformou-se em hidrocarbonetos como óleo, carvão, xisto e gás natural. Os hidrocarbonetos, decompostos em estruturas moleculares mais simples e leves, como o metano, migram através das camadas do solo sob a forma de gás, acumulando-se em rochas permeáveis denominadas reservatórios.

O gás natural pode estar associado ou não ao petróleo. O gás associado está dissolvido no óleo ou sob a forma de capas de gás, isso no reservatório. O gás não associado tem presença muito pequena de óleo, quase que totalmente limpo, sendo direcionado exclusivamente para o mercado de gases combustíveis, diferentemente do gás associado, que terá sua produção determinada pela produção de óleo, tendo visto que no Brasil é usual sua re-injeção no poço para aumento da produção de petróleo.

¹ O gás natural apresenta baixos teores de contaminantes como nitrogênio, dióxido de carbono, água e compostos de enxofre. O gás é tratado de forma a eliminar tais contaminantes, de tal forma que o combustível comercializado se atenha a normas de qualidade definidas pela Agência Nacional do Petróleo (ANP).

No Brasil, as principais especificações do gás natural a ser comercializado foram inicialmente ditadas pela Resolução nº 17/87, emitida pelo antigo Conselho Nacional do Petróleo, em 1/12/87. A portaria nº 41, de 15 de Abril de 1998, da Agência Nacional do Petróleo, revogou essa Resolução e aprovou o Regulamento Técnico ANP nº 001/98, que estabelece as normas atualmente vigentes para especificação do gás natural, de origem interna ou externa, a ser comercializado no país².

A revolução industrial brasileira se fez com uma dependência crescente em relação ao petróleo e a hidroeletricidade (Dos Santos, 2002). O Brasil despertou para o potencial do gás natural no final dos anos 1980 e início dos anos 1990. O Programa Nacional do Gás Natural (PNGN), de 1987, lançou o desafio brasileiro de construir o terceiro pilar energético do país fundado no gás.

Segundo Dos Santos (2002), o alívio nos movimentos nacionalistas, associado ao abandono do conceito de auto-suficiência energética total, permitiu o desenvolvimento do conceito de integração energética regional. As restrições de oferta de gás ao mercado brasileiro foram potencialmente reduzidas com as possibilidades de importação a partir das grandes reservas de gás da Argentina, Bolívia e Peru.

Entre 1989 e 1995, a participação do gás natural na matriz energética esteve estagnada abaixo de 2,5%. Em 1999, o gás natural respondeu por apenas 3% do suprimento de energia primária total do Brasil. Ao final dos anos 1990, o gás natural voltou definitivamente à ordem do dia no Brasil. A chegada do gás natural boliviano despertou um enorme interesse e a sociedade brasileira começou a querer compreender as possibilidades de utilização do gás.

Segundo o Plano de Longo Prazo – Projeção da Matriz – 2022 (2002), no ano 2000 o gás atingiu 5% da oferta total de energia primária no Brasil e contava com forte tendência de aumento, a qual é predominantemente relacionado com a geração de energia elétrica.

² O Regulamento também estabelece que o gás natural deve estar sempre livre de poeira, água condensada, gomas, elementos formadores de goma, glicóis, hidrocarbonetos condensáveis, compostos aromáticos, metanol ou outros elementos sólidos ou líquidos que possam interferir com a operação dos sistemas de transporte e distribuição, ou com a utilização pelos consumidores.

Autorizações para a importação de gás natural concedidas pela ANP até junho de 2002 somavam 71,8 milhões de m³/dia (26 bilhões de m³/ano), embora o volume de importações fosse na época de somente 14 milhões de m³/dia (5,1 bilhões de m³/ano), principalmente, pelas empresas Petrobrás e Sulgás.

2.1 A Indústria do Gás Natural na América do Sul

Os países de América do Sul sofreram mudanças importantes em suas políticas energéticas na década de 1990. Tais mudanças foram observadas nas importantes reformas legislativas, bem como nos regimes de exploração e produção de hidrocarbonetos. Produtos destas reformas, surgiram novos compromissos por parte do Estado e das companhias que fazem parte da cadeia de produção do gás natural. Os novos compromissos foram traduzidos na intervenção necessária do governo na regulação dos monopólios naturais.

A indústria do gás natural na América do Sul entrou num período de expressivo crescimento. A onda de reformas governamentais, durante a década passada, para desmonopolizar, privatizar e desregular os setores do gás natural por toda a região, incrementou o fornecimento, a demanda e o comércio do gás natural. Estas condições trouxeram como consequência a construção de alguns gasodutos de interconexão energética.

2.1.1 Reformas Legislativas na Indústria do Gás Natural na América do Sul

O processo de globalização da economia mundial trouxe como consequência, nos países da América do Sul, reformas que favorecem a liberalização dos mercados, a eliminação dos monopólios estatais, a promoção do investimento privado e a redução da atividade empresarial do Estado. Quanto às reformas adotadas para o setor de gás natural, pode-se dividi-las em dois grupos: reformas no *upstream*³ e no *downstream*⁴.

³ Em essência refere-se à obtenção do produto. A exploração, exploração, produção e processamento são parte desta cadeia.

⁴ Em essência refere-se à aplicação do produto. O transporte, armazenamento e distribuição são parte desta cadeia.

As reformas propiciaram condições mais flexíveis em diferentes aspectos técnicos dos contratos. Essencialmente, as reformas têm incidido na diminuição dos impostos aos operadores privados e a livre disponibilidade comercial do gás natural extraído, tendendo a suprimir o monopólio público no *upstream* (Campodónico, 1998). No *downstream*, as reformas suprimiram as barreiras ao investimento privado, já que na maioria dos países de América do Sul este segmento estava reservado para as companhias estatais. Foram eliminados os subsídios e controles de preços em alguns países, sendo o livre comércio interno e externo permitido (Campodónico, 1998).

2.1.1.1 O Caso Argentino

Antes da reforma, a companhia Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.E. (YPF S.E.) concentrava toda a disponibilidade de gás natural da Argentina, pela produção direta dele ou por meio de contratantes. No final da década de 1980, cerca de 10% da oferta total de gás natural se originava da importação da Bolívia. Por outro lado, a companhia de Gás do Estado era responsável pelo transporte, tratamento e distribuição de gás natural. Todo o gás natural captado para sua comercialização era entregue pela YPF S.E. a Gás do Estado, a um preço de transferência fixado pela Secretária de Energia (Pistonesi, 2001).

A reforma do petróleo teve como principal objetivo alcançar um maior bem-estar geral através dos impactos positivos da atividade petroleira na economia. Essencialmente, isto implicava a realização de um incremento significativo da produção, que permitiria alcançar um excesso exportável. A lei 24.076, de junho de 1992, procura estabelecer os seguintes aspectos:

- Promover a competição nos mercados, encorajar os investimentos e melhorar a eficiência no transporte, distribuição e uso do gás natural,
- o transporte e a distribuição do gás natural deveriam ser realizados por pessoas jurídicas de direito privado, por meio de licenças, concessões ou serviços de transporte, o Estado poderia participar nessas atividades nos casos em que a iniciativa privada não quisesse,
- o livre acesso de terceiros para os sistemas de transporte e distribuição seria restringido só pelas capacidades disponíveis,

- a importação de gás natural é totalmente livre e as exportações estão sujeitas às aprovações da Secretaria de Energia da Nação e só são autorizadas caso não afetem o fornecimento interno,
- limitações à integração vertical

Devido a tais reformas e também à disponibilidade do gás natural, os agentes privados fizeram investimentos neste setor, utilizando principalmente o gás para a geração elétrica e para exportação. A expansão das redes de distribuição de gás cresceu rapidamente, segundo Pistonesi (2001), entre 1992 e 1998 a rede estendeu-se em 45%.

2.1.1.2 O Caso Boliviano

Antes das reformas, o setor de hidrocarbonetos enfrentou uma série de problemas, tais como: a queda rápida da relação reservas/produção, falta de recursos financeiros para investimentos na exploração de campos novos e os altos custos de operação e administração da empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

Entre 1993 e 1997 ocorreu a reestruturação do setor energético na Bolívia. Sob o diagnóstico de que existia um estancamento do modelo de desenvolvimento vigente devido, fundamentalmente, a que o crescimento estava sendo empurrado pelo setor estatal e era altamente dependente do financiamento externo e que era necessário romper o ciclo da pobreza, o governo de Bolívia promulgou a Lei de Capitalização, que abriu a entrada de capitais privados nas companhias estatais. Com esta lei, o Estado assumiu uma posição de promotor, fiscalizador, normatizador e regulador (Fernández e Birhuet, 2002).

Porém, a fim de completar a reforma no setor de hidrocarbonetos, promulgou-se, em 1996, a Lei 1689, chamada a Lei de Hidrocarbonetos. Também foi criado o Sistema de Regulação Setorial (SIRESE). A Lei de Hidrocarbonetos procura desenvolver o setor através da atração do investimento privado, prover um marco regulador aberto e não discriminatório, um marco fiscal atraente e um desenvolvimento do setor guiado pelo mercado.

Depois das reformas observaram-se importantes efeitos. Terminou-se o gasoduto Bolívia-Brasil e aumentaram as reservas de gás natural que, segundo Fernandez e Birhuet (2002), cresceram de 1996 ao 2000 em 7,6 vezes.

2.1.1.3 O Caso Brasileiro

Nos anos 1990, começou o processo de reestruturação no setor de petróleo e gás natural. Neste setor, por mais de quatro décadas a Petrobras exerceu o monopólio das diferentes atividades da cadeia, sendo verticalmente integrada. Entretanto, o questionamento da gestão estatal em setores relacionados à infra-estrutura levou a um processo de reforma institucional naqueles segmentos. No que diz respeito ao setor petrolífero, essa reforma se pautou na eliminação das barreiras institucionais à entrada, por meio da quebra do monopólio estatal das atividades de produção, refino, comércio internacional e transporte (ANP, 2002).

Na indústria brasileira do gás natural, vigoram duas normas legais importantes. A Constituição Federal estabelece, em seu artigo 25, o direito dos estados da federação de explorar os serviços locais de gás canalizado. A Lei do Petróleo estabelece os princípios básicos que regulamentam as atividades que compõem as indústrias de petróleo e gás natural.

As atividades de exploração e produção pertencem à União, cuja administração é realizada pela Agência Nacional do Petróleo (ANP). As atividades são levadas a cabo por meio de um contrato de concessão, precedido por uma licitação. Quanto ao transporte, a lei indica que para exercer tal atividade somente é preciso uma autorização da ANP, prescindindo-se de licitação. Também prevê o livre acesso à infra-estrutura de transporte. Quanto à comercialização de gás natural de origem nacional, não há necessidade de autorização da ANP, podendo ser exercida por qualquer agente. Com respeito ao gás importado, esta precisa de autorização da ANP.

Entre 1998 e 2000 verificou-se uma profunda mudança na matriz energética brasileira que deverá ter efeitos duradouros na economia do país: a chamada “decolagem” do consumo do gás natural. Como primeiro resultado desta mudança espera-se que o gás natural abandone uma

posição por longo tempo residual no Balanço Energético e assuma o papel de vetor de desenvolvimento e integração nacional (ANP, 2001).

2.1.1.4 O Caso Chileno

Na década de 1980, determinaram-se novas regras no mercado energético que, entre outras coisas, estipulou os preços livres para petróleo e seus derivados (Palacios, 2001). A legislação no Chile permite a livre comercialização, importação, exportação e transporte do gás natural, e a livre negociação de contratos entre privados. Estipulou-se que a operação dos gasodutos deveria reger-se pelo sistema de acesso aberto.

O Chile se propôs a aumentar o consumo interno de gás natural a partir de sua importação da Argentina e, em menor medida, da Bolívia. Em Julho de 1995, os governos do Chile e da Argentina assinaram um protocolo pelo qual se liberaliza o intercâmbio de gás natural, o que implica que não se impõem restrições para que os produtores e compradores das duas nações negociem livremente volumes, transporte, preços, lugar de origem e condições dos correspondentes contratos comerciais (Campodónico, 1998).

2.1.1.5 O Caso Colombiano

Desde 1991, a estratégia energética da Colômbia procura incrementar o consumo interno de gás natural. Para isto estruturou-se e foi aprovado o “Programa para a Massificação do Consumo de Gás”, cujo objetivo principal é promover uma matriz de consumo de energia mais eficiente e conveniente mediante a substituição por gás de recursos energéticos de alto custo (Campodónico, 1998). Em 1993, o CONPES (Conselho Nacional de Política Econômica e Social) definiu diretrizes para que a Ecopetrol, empresa estatal, liderasse a interconexão e o desenvolvimento do marco regulatório da indústria de gás natural (CREG, 2003).

Antes de 1994, o estado auto-regulava e auto-avaliava sua administração, sendo o grande promotor do desenvolvimento e investidor. Existia uma forte estrutura de monopólio da Ecopetrol em toda a cadeia de fornecimento. Com a promulgação da Lei 142 de 1994 - Lei dos

Serviços Públicos - foram reestruturadas a regulação do transporte, a distribuição e a comercialização ao atacadista. Esta lei resultou na reestruturação do setor de gás natural na Colômbia. A lei separa as funções do Estado, na parte política, a cargo do Ministério de Minas e Energia, e a parte da regulação a cargo da Comissão de Regulação de Energia e Gás. A lei também trouxe como consequência a forte participação privada, a desagregação das funções, a competitividade e eficiência, a introdução de critérios de equilíbrio econômico e financeiro.

2.1.1.6 O caso Peruano

A indústria, neste setor, é nova no Peru. Atualmente produz-se gás em Talara (Noroeste do Peru) e Pucallpa (Floresta Central do Peru), utilizando-o como combustível para a geração elétrica. Entre os anos 1983 e 1987, em Camisea, ao norte de Cuzco, a contratante Shell descobriu e confirmou as maiores reservas de hidrocarbonetos na história do Peru. Em julho de 1998 o consórcio Shell/Mobil comunicou sua decisão de não continuar mais com o projeto. Em 1999 a Comissão de Promoção do Investimento Privado (COPRI) acordou levar adiante um processo de promoção para desenvolver o Projeto Camisea mediante esquemas segmentados, que têm módulos independentes de negócios. Em maio de 1999, o Comitê Especial do Projeto Camisea (CECAM) chamou a licitação pública internacional para entregar o contrato de licença para a Exploração de Camisea, e as concessões de transporte de líquidos e de gás desde Camisea até a costa e de distribuição de gás em Lima e Callao.

A Lei 27.133 do ano 1999 - chamada Lei de Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural - tem por objetivo estabelecer as condições específicas para a promoção do desenvolvimento da indústria do gás natural, fomentando a competição e propiciando a diversificação das fontes energéticas que aumentam a confiabilidade do fornecimento de energia e a competitividade do aparato produtivo do país.

Em 16 de fevereiro de 2000 adjudicou-se a etapa de produção do Projeto Camisea ao consórcio “Pluspetrol – Hunt – SK”, que ofereceu uma porcentagem de *royalty* igual a 37,24 %, superando a oferta do consórcio “Elf-Total-Fina” de França, que ofereceu 35,05 % (Espinoza, 2000). Em 20 de outubro do mesmo ano o CECAM outorgou o desenvolvimento do projeto de

Transporte e Distribuição ao consórcio formado por Techint de Argentina (30%), Sonatrach de Argélia (10%), Graña y Montero (12%), estando o restante 48% em mãos do consórcio que operará o campo, os quais ofertaram a quantia base de US\$ 1,449 milhões (Espinoza, 2000).

2.1.1.7 O caso Venezuelano

Em 1995, Petróleos de Venezuela (PDVSA) levou a cabo uma aliança estratégica com Mitsubishi e Shell para explorar o gás natural do oriente da Venezuela. O acordo estabeleceu um importante feito na interpretação da lei que nacionalizou o petróleo naquele país, ao possibilitar a participação estrangeira com maioria de ações. Outros fatos notáveis foram: a abertura dos campos marginais e as associações para explorar recursos pesados do Orinoco, projetos nos quais se abandonou o princípio tradicional de participação do Estado superior a 50% das ações.

Em 12 de setembro 1999 publicou-se, através do decreto N° 310, a Lei Orgânica de Hidrocarbonatos Gasosos. Esta Lei permite que a exploração e produção de gás não associado e sua colheita, como também do gás associado com o petróleo e outros fósseis, até seu transporte e distribuição, incluindo o comércio interior e exterior, podem ser exercitados diretamente pelo estado ou por meio de entidades de sua propriedade ou por pessoas privadas, nacionais ou estrangeiras, com ou sem a participação do Estado. Este também incluiu os hidrocarbonetos líquidos e também o gás que vem do processo de refino do petróleo.

2.1.2. Regulação do Gás Natural na América do Sul

O processo de reestruturação na indústria do gás natural trouxe consigo importantes transformações neste setor. Compromissos novos vêm sendo conduzidos pelas companhias em diversas partes da cadeia produtiva e pelo estado em sua relação com o mercado. As falhas do mercado, como o monopólio natural, as assimetrias da informação e, por outro lado, o papel do Estado como corretor e maximizador do bem coletivo, levam, como consequência, à necessária intervenção dos governos na regulação dos monopólios naturais.

O sistema de regulação adotado pelos diferentes países na região, em geral, tem como objetivos a proteção do interesse público, a promoção do desenvolvimento da indústria por meio

de uma rentabilidade apropriada, a proteção dos direitos dos usuários e a equidade social. Para que o estado possa cumprir com seu papel regulador, utiliza instrumentos. Os instrumentos principalmente utilizados pelos países na região são: a regulação de preços e tarifas, a regulação das quantidades, da qualidade e da entrada e saída dos mercados.

Na maior parte dos países de América do Sul, a regulação é feita sob os princípios de lucro razoável ou justo, da competitividade, da eficiência, da confiabilidade, do acesso livre, do preço justo, do uso racional, da segurança, da cobertura ampla e da harmonia ambiental (Campodónico, 1998). Para que os Estados possam cumprir com as funções de regulação criaram as agências de regulação. Estas entidades, em geral, têm funções como a de dar concessões e licenças, supervisionar o cumprimento das obrigações, proteger os direitos de consumidores, concessionários e produtores, fixar taxas e promover a eficiência e a competição, atuar também como fiscalizadora, sancionadora e solucionadora das reclamações dos usuários.

2.1.3. Gasodutos de interconexão energética na América do Sul

A integração dos mercados de energia na América Latina tem sido discutida por mais de três décadas; a criação em 1964 da Assistência Recíproca Petroleira Empresarial (ARPEL) e da Comissão de Integração Elétrica Regional (CIER), e a criação em 1973 da Organização Latino-Americana de Energia (OLADE) deixa em claro estas preocupações (Lutz, 2001).

Durante a década de 1980, mas com ênfase nos anos 1990, foram executados diversos projetos de gasodutos que agora podem facilitar a interconexão energética do gás natural nesta região. A Tabela 1 mostra os gasodutos bi-nacionais em operação na América do Sul.

Na América do Sul tem-se discutido novos projetos de gasodutos de interconexão energética; os principais gasodutos discutidos são o do Paraguai e Bolívia, o da Colômbia e Venezuela, e o gasoduto da Bolívia para algum porto no Oceano Pacífico.

Tabela 1: Gasodutos bi-nacionais em operação na América do Sul

Gasodutos	Países	Investimento (US\$ milhões)	Extensão (km)
Gás Atacama	ARG/CHI	900	900
Nor Andino	ARG/CHI	330	1042
Gás Andes	ARG/CHI	450	450
Pacífico	ARG/CHI	350	350
Bandurria	ARG/CHI	70	70
Aldeã Brasileira- Uruguaiana	ARG/BRA	160	440
Litoral	ARG/URU	8	27,2
Cruz do Sul	ARG/URU	170	215
Santa Cruz - São Paulo	BOL/BRA	2000	3150

Fonte: CEPAL (2004)

As primeiras intenções para a construção do gasoduto Paraguai e Bolívia começaram em dezembro de 2002, quando o ministro boliviano anunciou uma reunião técnica com os paraguaios, para definir o tipo de gasoduto que pode ser viável em médio prazo. As negociações incluem iniciativas para atrair a participação do setor privado no projeto, o investimento ficará entre US\$ 500 e US\$ 1.000 milhões.

Em novembro de 2002, os presidente da Colômbia e Venezuela, Alvaro Uribe e Hugo Chávez, tiveram uma reunião para definir a construção do gasoduto entre a Guajira Colombiana e o estado Venezuelano de Zulia.

A rota do futuro gasoduto boliviano desde Tarija até um porto no Oceano Pacífico foi motivo de disputa entre o Peru e Chile, e de polêmica na Bolívia. O departamento de Tarija na Bolívia, tem reservas de gás natural equivalentes a 5.000 milhões de barris de petróleo, o qual se tenta exportar aos Estados Unidos e México. No ano 2003, o presidente boliviano Gonzales Sanchez de Lozada anunciou a construção do gasoduto através do Chile. Em outubro do mesmo ano aconteceram umas serie de violentas manifestações contrárias à passagem do gasoduto pelo Chile, o qual terminou com a caída do governo do presidente Sanchez de Lozada. Em 3 de agosto de 2004, os presidentes de Peru e Bolívia, Alejandro Toledo e Carlos Mesa, firmaram uma “Carta

de Intenções”, que tem por finalidade facilitar a exportação do gás boliviano através de um porto peruano.

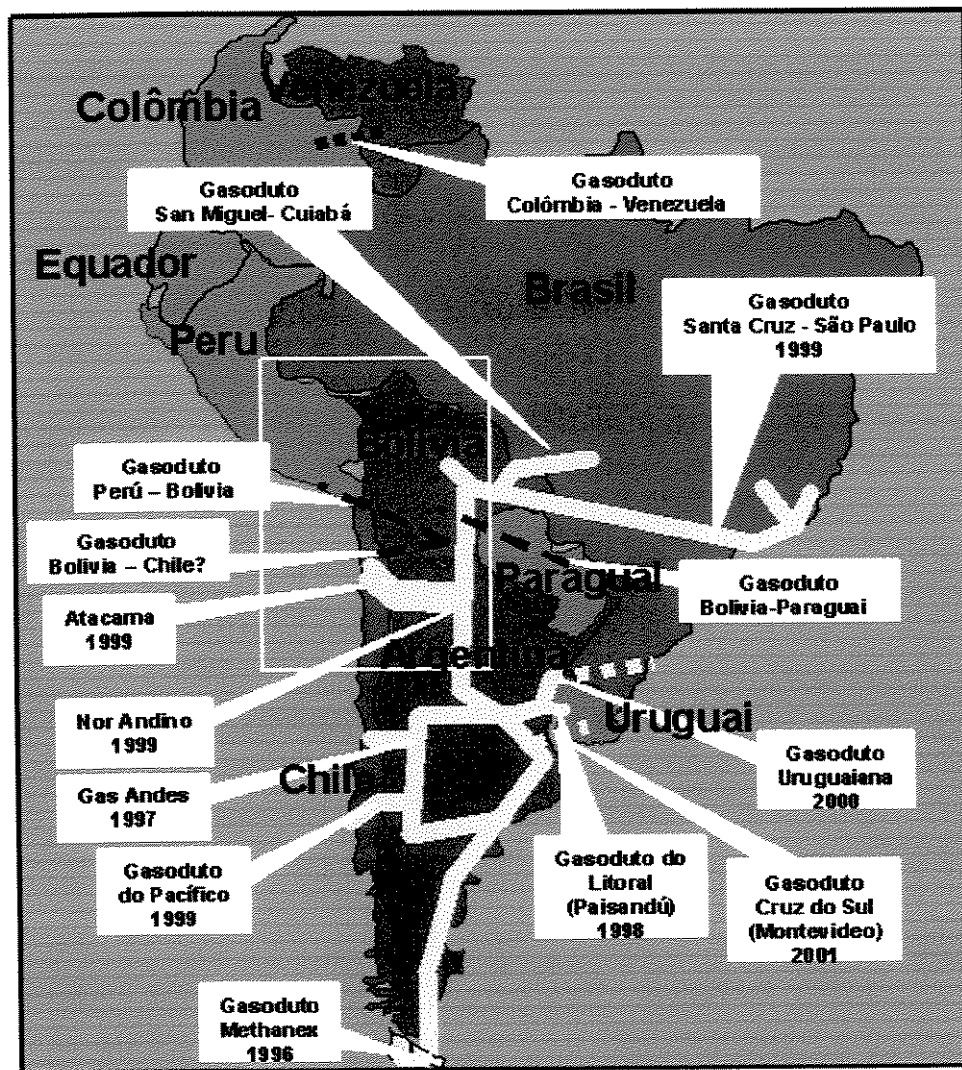


Figura 1 – Mapa de Integração Energética de Gás Natural na América do Sul com gasodutos atuais e futuros

Fonte: Adaptado de Campodónico (2001)

A Figura 1 mostra os gasodutos de interconexão construídos na América do Sul (cor amarela) e os gasodutos que têm sido discutidos para sua construção (cor preta).

2.2 Gás Natural como combustível para geração elétrica

Tradicionalmente, em vários países, ao lado de usinas nucleares, que apareceram a partir dos anos 1960, as companhias de eletricidade sempre geravam a sua energia através de grandes caldeiras, acopladas a turbinas a vapor, utilizando principalmente carvão ou óleo como combustível. Em paralelo, funcionando para o atendimento das demandas de pico, principalmente no verão, instalaram-se unidades de geração a gás natural, utilizando turbinas a gás. O gás natural assumiu, então, a sua primeira função importante no setor de geração de eletricidade, qual seja, aquela de combustível auxiliar para eliminar as sazonalidades do sistema elétrico (Dos Santos, 2002).

Até início dos anos 1990, as grandes companhias de eletricidade não aceitavam completamente as turbinas a gás, estas operavam somente para horário de ponta, já que estas ainda não eram muito eficientes e a manutenção era difícil. Esta situação mudou com a construção de grandes centrais a gás natural para operação na base, mas isto tinha como principal objetivo que o setor elétrico se adapte às regulamentações ambientais com uma estratégia mais rápida e menos custosa.

Nos últimos anos, a tecnologia para geração termelétrica com turbinas a gás evoluiu tanto, que se podem obter níveis de eficiência de 37% quando este funciona em ciclo aberto (Kehlhofer et al., 1999). Como os gases quentes que saem das turbinas ainda contém energia, isto é ideal para que as termelétricas passem a operar em ciclo combinado, aproveitando de forma mais completa a energia disponível. Num ciclo combinado, a turbina a gás é acoplada a um sistema de recuperação de calor na saída dos gases quentes, com a finalidade de gerar vapor para depois expandi-lo numa turbina a vapor, para geração adicional de eletricidade.

No cenário energético internacional, a utilização do gás natural tem sido a melhor forma, do ponto de vista ambiental, de geração de eletricidade através de combustíveis fósseis. A simplicidade da cadeia molecular dos hidrocarbonetos predominantes (mais átomos de hidrogênio por átomo de carbono) e a presença de poucos outros compostos, conferem ao gás

natural um alto poder calorífico, além de uma combustão com menor formação de óxidos de carbono e enxofre do que qualquer outro combustível fóssil (Espírito Santo, 2001).

2.3 Geração termelétrica com gás natural no Brasil

Nas finais dos anos 1980, identificava-se uma série de aspectos favoráveis para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil. No ano 1987, o governo brasileiro instituiu o Plano Nacional do Gás Natural (PNGN), o qual estabeleceu as diretrizes para que o uso do gás natural se elevasse para cerca de 10% até o ano 2000 na matriz energética. Nesse tempo, dedicava-se muita atenção às possibilidades de ampliação das fontes de gás natural brasileiras, assim como também ao aproveitamento das oportunidades de integração energética com os demais países da região, uma vez que as principais preocupações do PNGN eram garantir uma oferta de gás coerente com as necessidades de expansão previstas para seu consumo.

O PNGN não incluía de maneira explícita a geração elétrica com gás natural, já que segundo o plano, as disponibilidades deste combustível seriam insuficientes para sustentar sistemas termelétricos de grande porte (Dos Santos, 2002). A expansão do sistema elétrico continuaria realizando-se através de usinas hidroelétricas, já que segundo o Plano 2010 da Eletrobrás, para o ano 2010, mais de 90% da geração total de eletricidade no Brasil seria de origem hidroelétrica, com as termelétricas somente operando em complementação térmica do sistema.

A utilização do gás natural para produção de eletricidade apenas se mostrava competitiva e bastante promissora quando era destinada à substituição do óleo diesel nos sistemas isolados da região Norte (principalmente nas cidades de Manaus e Porto Velho), ou então como alternativa à implantação de hidroelétricas que apresentassem custos elevados e sérios problemas ambientais (Dos Santos, 2002).

Com a construção do gasoduto Bolívia-Brasil⁵ no final dos anos 1990, a situação mudaria, uma vez que se tinha necessidade de absorver imediatamente grandes quantidades de gás importado da Bolívia. O Brasil passou de uma escassez de gás para uma situação de excesso de oferta, já que os mercados não tinham capacidade de absorver todo o gás disponível. No início, tinha-se pensado que os mercados industriais (clientes potenciais) cobririam a oferta do gás, mas comprovou-se depois a dificuldade de atrair tais consumidores, então se propôs que cerca de 50% do gás natural boliviano deveria encontrar seu mercado na geração termelétrica.

Em setembro de 1999, o governo anunciou a primeira versão do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), no qual identificaram-se 15 projetos para construção imediata, já que a idéia era adicionar até o ano 2003 ao sistema elétrico brasileiro 12 GW de energia elétrica. Para tranquilizar os investidores com respeito às flutuações do preço do gás, o governo, através da Petrobrás, estabeleceu um preço-teto para os contratos de fornecimento de gás para essas térmicas do PPT, com duração de 20 anos. A Petrobrás foi então instada a oferecer às termelétricas que operassem até o ano 2003 um valor mais favorável para o preço do gás⁶. Os investidores também tinham garantido a venda da eletricidade gerada, já que a Eletrobrás deveria assumir o compromisso de compradora de última instância da eletricidade a ser gerada pelas termelétricas. Além disso, o banco estatal de financiamento (BNDES) deveria oferecer linhas de empréstimos especiais para esses projetos. Apesar de todas essas vantagens que o governo deu para os investidores, nenhum dos 15 projetos preferenciais do PPT foi executado à época.

Em 24 de fevereiro de 2000, o governo, através do Decreto n.º 3.371, publicou uma versão revisada do PPT, na qual pretendia adicionar 15 GW de energia elétrica nova ao sistema até 2003 a partir da implementação de 49 usinas termelétricas em 18 Estados brasileiros.

⁵O trecho norte do gasoduto, que vai do Rio Grande (Bolívia) a Campinas (São Paulo), foi concluído em dezembro de 1998. O trecho sul, que vai de Campinas a Porto Alegre (RS), foi inaugurado no dia 31 de março de 2000.

⁶Esse preço foi denominado o “Preço do Ministro”, que inicialmente foi fixado em US\$ 2,26/MMBtu e tinha revisões trimestrais.

A Portaria n.º 215, de 26 de julho de 2000, do Ministério de Minas e Energia, esclarece que as usinas termelétricas constantes do programa teriam garantia pela Petrobrás de suprimento de gás natural, por prazo de até vinte anos, ao preço médio equivalente em reais a US\$ 2,475/MMBtu, na base de abril de 2000, para as usinas vinculadas ao sistema elétrico interligado, de acordo com a política de gás natural nacional e de acordo com as demais condições de comercialização constante nos contratos firmados para o gás natural importado, reajustado anualmente com base na variação percentual do Índice de Preços ao Atacado nos Estados Unidos, publicado pelo *U. S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics*, relativo ao mesmo período de referência. Como medida adicional de incentivo foi instituída no âmbito do BNDES o Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico.

Até abril de 2000, nenhum dos quarenta e nove projetos havia sido lançado. Em janeiro de 2001, a situação mudaria, cerca de 10 projetos estavam em construção, mas todos eles eram apoiados pela Petrobrás, que atuava como acionista. As incertezas criadas pelas oscilações do real frente ao dólar dificultavam ainda mais que os produtores de energia independentes fizessem investimentos em termelétricas no Brasil.

Houve no começo de 2001 períodos atípicos de seca que reduziram significativamente o nível de água nos reservatórios hidroelétricos do país, o armazenamento das usinas hidroelétricas chegou a estar por baixo dos níveis de segurança recomendados e, em alguns casos, abaixo dos níveis críticos⁷, então a excessiva dependência da energia hidroelétrica passou a ser vista como uma fraqueza do sistema elétrico brasileiro. Em resposta à crise de eletricidade, o governo introduziu o Programa de Racionamento de Eletricidade⁸, a opção termelétrica a gás apareceu como a grande solução e a decisão correta. O governo melhoraria as condições para os

⁷ Os níveis críticos (de emergência), abaixo dos quais a geração de energia fica impossibilitada, são de aproximadamente 10% da capacidade máxima. Níveis de segurança (confortáveis) são estimados em 40% da capacidade máxima na estação seca.

⁸ Segundo Rodrigues (2003), o racionamento teria sido evitado se o governo tivesse construído linhas de transmissão para transportar energia para as cidades do Sudeste, a partir da central elétrica binacional de Itaipu, de 12.600 MW, a maior do mundo, no rio Paraná, na fronteira com o Paraguai. Uma terceira linha de transmissão de Itaipu atrasou até 2002 porque, em concorrência pública internacional, um fornecedor da Ucrânia propôs o preço mais baixo para os transformadores licitados, os quais explodiram quando estavam sendo instalados. Novos transformadores tiveram de ser adquiridos. O governo falhou em construir uma linha de transmissão, de custo relativamente baixo, entre Curitiba e São Paulo, que teria transportado sobras de energia das hidrelétricas do Sul, região com chuvas abundantes em 2001, durante a estiagem no Sudeste.

interessados na produção de eletricidade, desde que esses já tivessem o gás natural contratado e a usina pudesse entrar em operação até 2003. O governo garantia aos geradores de eletricidade um preço do gás constante, em reais, durante 12 meses, a Petrobrás assumiria o risco da variação cambial durante um ano, antes de poder repassá-la às termelétricas no período de sua revisão tarifária.

Segundo Fernandes et al. (2003), entre os obstáculos que impedem o desenvolvimento do PPT destaca-se a tarifa de gás natural e a constituição de consórcios. Alguns agentes acreditam que o preço do gás é elevado. Por exemplo, para um preço de US\$ 2,58/MMBtu (Ministério das Minas e Energia, 2002) estipulado para a geração termelétrica, o preço final de venda da energia produzida numa usina termelétrica (ciclo combinado) fica na faixa entre US\$ 38/MWh e US\$ 42/MWh. Este preço é muito alto para um país onde a hidroeletricidade está na faixa entre US\$ 14/MWh e US\$ 17/MWh. Tem-se dificuldade na constituição de consórcios para a construção e operação das usinas termelétricas, formados em concordância com os modelos de financiamento de projetos. Esses consórcios têm que cumprir com os interesses de quatro agentes (o fornecedor do gás, o operador da usina, o fornecedor dos equipamentos e o financiamento do banco), fato que, em um país com variação cambial do dólar flutuante, torna extremamente difícil conciliar os interesses de todas as partes.

2.4 Cogeração com gás natural no Brasil

A cogeração com gás natural no Brasil, há duas décadas, não representava prioridade para o setor; isto pode ser visto no Plano Nacional de Gás Natural (PNGN) de 1987, que ao definir as prioridades de uso do gás natural, não incluía a geração elétrica como prioridade de consumo. Para o ano 1991, previa-se que 0,5 milhões de m³/dia seriam utilizados em geração de eletricidade e cogeração, o que representava 2,1 % da meta de consumo de gás natural para aquele ano. Já em 1995, previa-se que 3,9 milhões de m³/dia seriam utilizados em geração de eletricidade e cogeração, representando 11,1 % da meta de consumo de gás natural para aquele ano.

A importação do gás natural da Bolívia, no final da década passada, gerou expectativas para seu uso na cogeração e geração termoe elétrica. Com o gasoduto Bolívia - Brasil (Gasbol) se passou-se a ter um excesso de oferta de gás, situação diferente daquele em que foi projetado o PNGN. Na sua fase de concepção, segundo Dos Santos (2002), o Gasbol viabilizava-se principalmente através dos mercados industriais. Porém, os mercados industriais não absorveram a oferta de gás disponível, comprovando-se depois a dificuldade de atrair esses consumidores, o que trouxe como consequência uma nova estratégia para o consumo de gás, propondo-se que quase 50 % do gás natural fosse usado na geração termoe elétrica.

No Brasil, as indústrias de papel, química e cerâmica são os segmentos potenciais para a cogeração de grande porte. Os *shopping centers*, os grandes condomínios residenciais, os hospitais, os complexos hoteleiros, os aeroportos e as empresas que utilizam ar condicionado, representam segmentos potenciais de cogeração de pequeno porte. Além disso a cogeração poderia ajudar a conseguir melhores eficiências nestes setores, podendo converter-se em um excelente vetor de ampliação de mercado para o gás natural, aumentando assim seu uso na matriz energética nacional e colaborando na expansão do parque gerador.

2.5 Conclusões preliminares

Na década de 1990 ocorreram as reformas nas políticas energéticas em quase todos os países de América do Sul. Os governos consideraram necessário conceder incentivos maiores ao investimento, considerando a forte competição que existe pela atração de capital de risco.

O processo de reestruturação na indústria do gás natural também trouxe consigo a regulação no setor, devido às falhas do mercado. As leis nos países estudados estabelecem o livre acesso às redes de transporte e distribuição, mas em alguns países existem algumas limitações como a capacidade de carga. No Perú, o contrato do Projeto Camisea não obriga aos concessionários a conceder livre acesso nos primeiros 10 anos.

A lei nos países estudados proíbe a integração vertical, de um modo geral. Embora na Bolívia isto seja permitido nos casos em que os projetos não são viáveis sem integração vertical.

No Perú o contrato do Projeto Camisea concedeu módulos de transporte e distribuição para uma única companhia durante 33 anos, mas, depois de 5 anos esta companhia se dividiria em uma que continua com o transporte e em outra na distribuição.

O desequilíbrio existente entre a oferta e a demanda e a consolidação dos países com os perfis de exportadores ou importadores de gás natural cria oportunidades para um mercado de energia regional integrado. A promoção de ações para reduzir riscos e facilitar a entrada de novos investimentos, o fortalecimento das competições e a capacidade das agências reguladoras e dos organismos de decisão das políticas do setor, são importantes para a integração energética do gás natural na América do Sul.

Capítulo 3

Cogeração

A cogeração é definida como a geração de duas ou mais formas de energia, a partir de uma mesma fonte de energia primária. Ela valoriza da melhor maneira a energia de cada combustível, transformando-a para outras formas de energia e minimizando os efeitos da segunda lei da termodinâmica, que anuncia uma perda obrigatória na transformação de uma forma de energia em outra. A intenção principal da cogeração é obter um melhor uso dos combustíveis primários, razão pela qual é considerada nos programas de economia da energia como uma alternativa fundamental. A Figura 2 mostra esquematicamente a definição de cogeração.

A cogeração não é um conceito novo, há mais de cem anos os europeus aproveitam o calor residual das usinas termoeletricas para aquecimento distrital. A cogeração como é conhecida hoje, pode-se dizer que se iniciou na Europa no final do século XIX, estendendo-se depois para os Estados Unidos (Sala, 1994).

Antes dos anos 1880, quando o vapor era ainda a fonte primária de potência na indústria e a eletricidade estava emergindo como um produto para a produção de potência motora e iluminação, as plantas industriais orientaram-se à aplicação do conceito de cogeração (Orlando, 1996).

No início do século XX mais plantas industriais geravam sua própria eletricidade, usando caldeiras a carvão e turbinas a vapor. Muitas dessas plantas utilizavam o vapor de escape para processos industriais (Educogen, 2001).

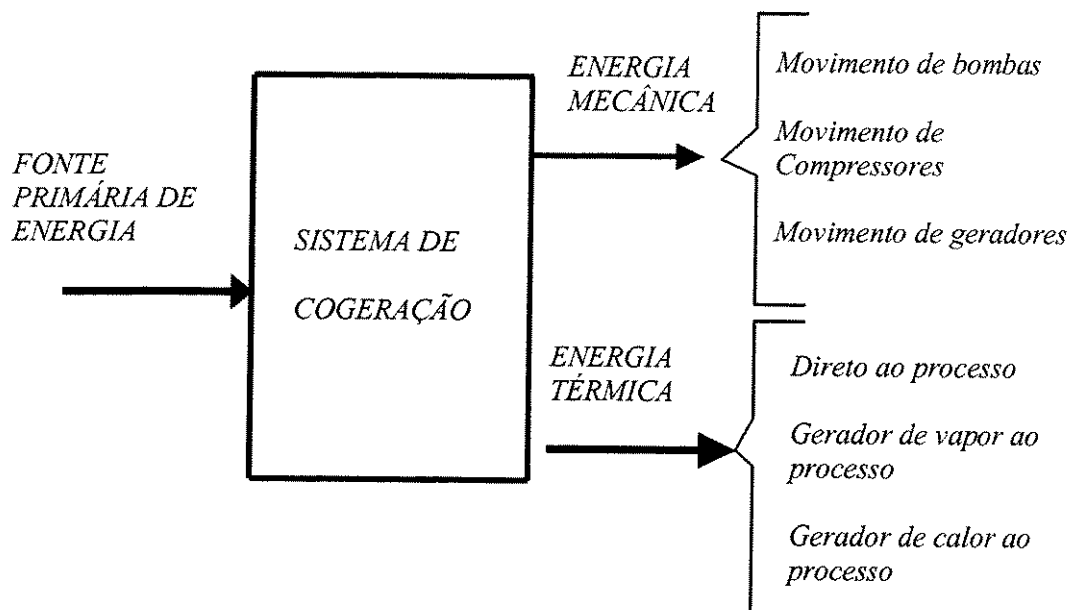


Figura 2 - Esquema geral da cogeração

Segundo Berman¹ (apud Balestieri, 2002) com a crise do petróleo em 1973/74 e 1979/80 e as resistências por parte de grupos de defesa do meio ambiente às formas de geração nuclear, os sistemas de cogeração receberam grande impulso, especialmente nos Estados Unidos, com a publicação em 1978 do PURPA (*Public Utilities Regulatory Policy Act*), que obrigava às concessionárias comprar energia dos cogeneradores que atendessem às qualificações estabelecidas pelo PURPA.

Observou-se na década de 1980 um forte impulso no emprego da cogeração em diversos países, especialmente pelo apelo que ela apresenta quanto ao uso racional da energia. Na década de 1990, especialmente na Europa e nos Estados Unidos, a cogeração respondeu por um grande número de aplicações, em diversos setores, tanto em termos de sistemas compactos quanto de grande porte (Balestieri, 2002).

¹ Berman, I.M. Cogeneration, combined cycles and synthetic fuels: an overview. *Power Engineering*. v.87, n.11, p. 42-50, 1983.

Na questão ambiental percebe-se nos últimos anos uma tendência de mercado na direção ao desenvolvimento e implantação de tecnologias e processos menos agressivos ao meio ambiente, tendências muitas vezes motivadas por leis de proteção ambiental. A cogeração é uma alternativa para cumprir estas leis, já que reduz as emissões de gases de efeito estufa e contribui para alcançar os objetivos do Protocolo de Quioto.

3.1 Sistemas de Cogeração

Nos sistemas de cogeração, a energia empregada para gerar a energia elétrica e térmica é inferior à utilizada nos sistemas convencionais de geração de energia elétrica e térmica em separado. Numa termelétrica convencional, dos 100% de energia contida no combustível em torno de 33 % converte-se em energia elétrica, o resto perde-se através do condensador, gases de escape, perdas mecânicas e perdas elétricas por transformação e transmissão. Nos sistemas de cogeração consegue-se aproveitar até 84 % da energia contida no combustível para a geração de energia elétrica e calor de processo. A Figura 3 mostra a comparação da geração de energia elétrica e térmica, através de sistemas convencionais e com cogeração.

Os sistemas de cogeração podem ser classificados de acordo com a ordem de produção de eletricidade e energia térmica, estes podem ser:

- Ciclos superiores (*Topping Cycles*).
- Ciclos inferiores (*Bottoming Cycles*).

Os ciclos superiores de cogeração, que são mais freqüentes, ocorrem quando uma fonte de energia (como o gás natural, diesel, carvão ou outro combustível) é diretamente usado para a geração de energia elétrica no primeiro passo. A partir da energia química do combustível se obtém um fluido quente que é usado para gerar energia mecânica. A energia térmica resultante, ou calor residual, seja como vapor ou gases quentes, é utilizado em outros processos, que é o segundo passo.

Nos ciclos inferiores, a energia primária é diretamente usada para satisfazer as exigências térmicas do processo. A energia térmica residual ou de desperdício será usada para a geração de energia elétrica no segundo passo.

Outra classificação geralmente empregada para os sistemas de cogeração é a que está baseada no tipo de equipamento gerador da energia elétrica, ou seja:

- Cogeração com turbina a vapor.
- Cogeração com turbina a gás.
- Cogeração com ciclo combinado.
- Cogeração com motor alternativo.

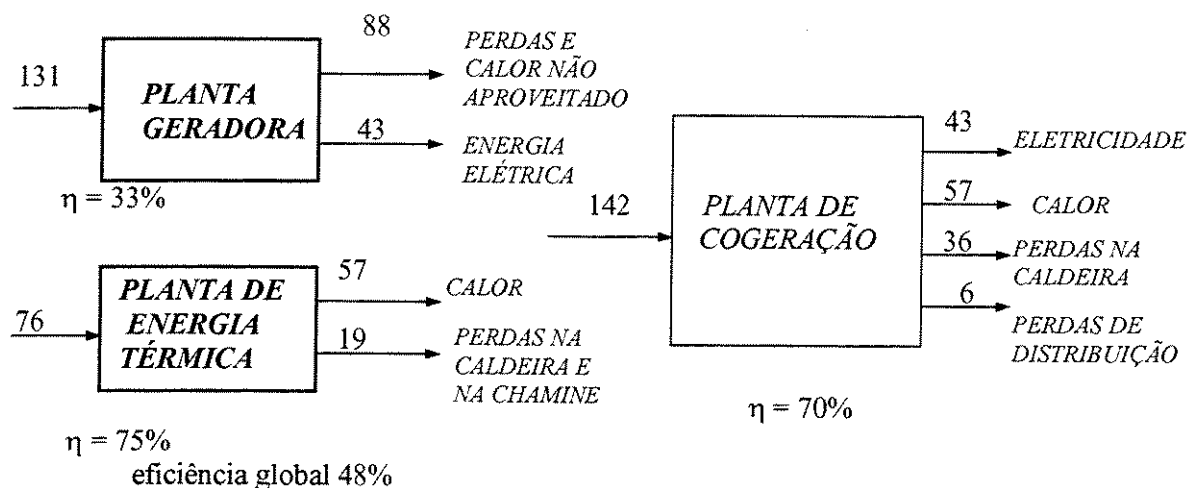


Figura 3 - Sistema convencional versus cogeração

Fonte: Conae, 1999

3.1.1 Cogeração com turbina a vapor

Neste sistema, a energia mecânica é obtida através da turbina por meio da expansão de vapor de alta pressão, gerado em uma caldeira convencional. Segundo CONAE (1999), sob este sistema o rendimento térmico é menor que na turbina a gás, porém a eficiência global do sistema é mais alta (85% a 90%) que na turbina a gás.

O sistema opera em ciclo Rankine, em sua forma básica ou em suas versões melhoradas, com reaquecimento e regeneração. Segundo EDUCOGEN (2001), a maior parte da capacidade de geração instalada no mundo desde o início dos anos 1900 baseia-se em sistemas deste tipo.

As turbinas a vapor são divididas em: contrapressão e extração/condensação. Nas turbinas de contrapressão, o vapor que sai da turbina é enviado diretamente ao processo sem a presença de condensador. A pressão do vapor que sai da turbina depende das necessidades da carga térmica. Também é possível extrair vapor de estágios intermédios da turbina, a uma pressão apropriada para a carga térmica (Figura 4).

Segundo EDUCOGEN (2001), as turbinas de contrapressão têm as seguintes vantagens:

- Configuração simples com poucos componentes.
- Os altos custos dos estágios de baixa pressão da turbina são evitados.
- Baixo custo de capital.
- Não necessitam de água de resfriamento.
- Eficiência total alta, porque não tem rejeição de calor ao meio ambiente através de um condensador.

Segundo EDUCOGEN (2001), as turbinas de contrapressão têm as seguintes desvantagens:

- A turbina a vapor é maior para a mesma potência de saída, porque esta opera para diferenças menores de entalpia do vapor.
- A vazão do fluxo de massa de vapor através da turbina depende da carga térmica. Então, a eletricidade gerada pelo vapor é controlada pela carga térmica.

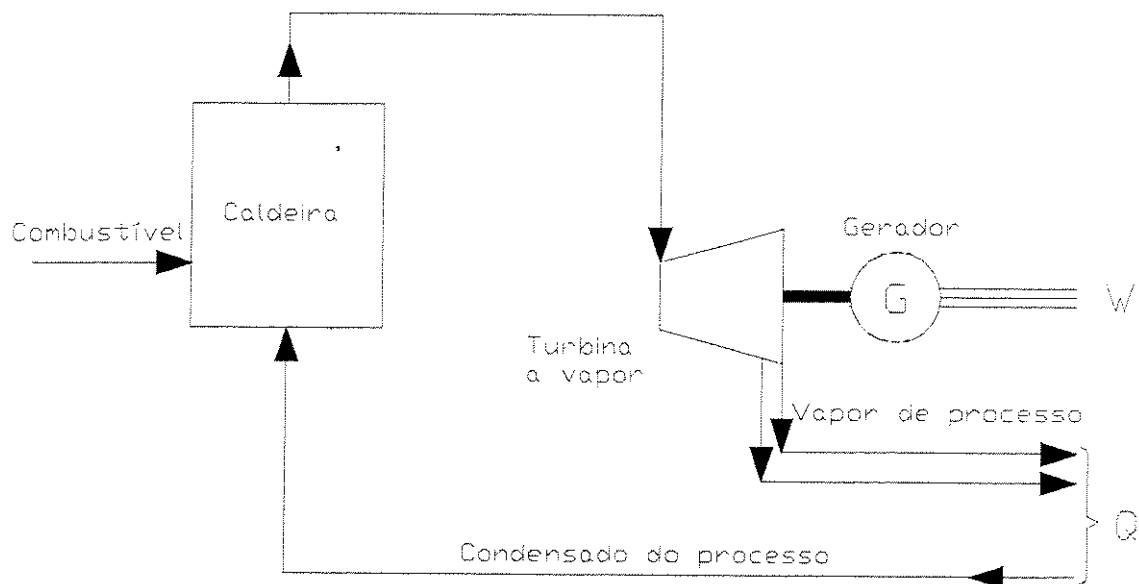


Figura 4 - Cogeração com turbina a vapor de contrapressão

Na turbina de extração/condensação, uma parte do vapor pode ser extraída em um ou vários pontos da turbina (estágios), antes da saída para o condensador, obtendo deste modo, vapor para processo a várias pressões, enquanto o resto do vapor se expande até a saída do condensador (Figura 5). Em comparação aos sistemas de contrapressão, os sistemas de condensação têm um alto custo de capital, e costumam apresentar uma eficiência total inferior (EDUCOGEN, 2001).

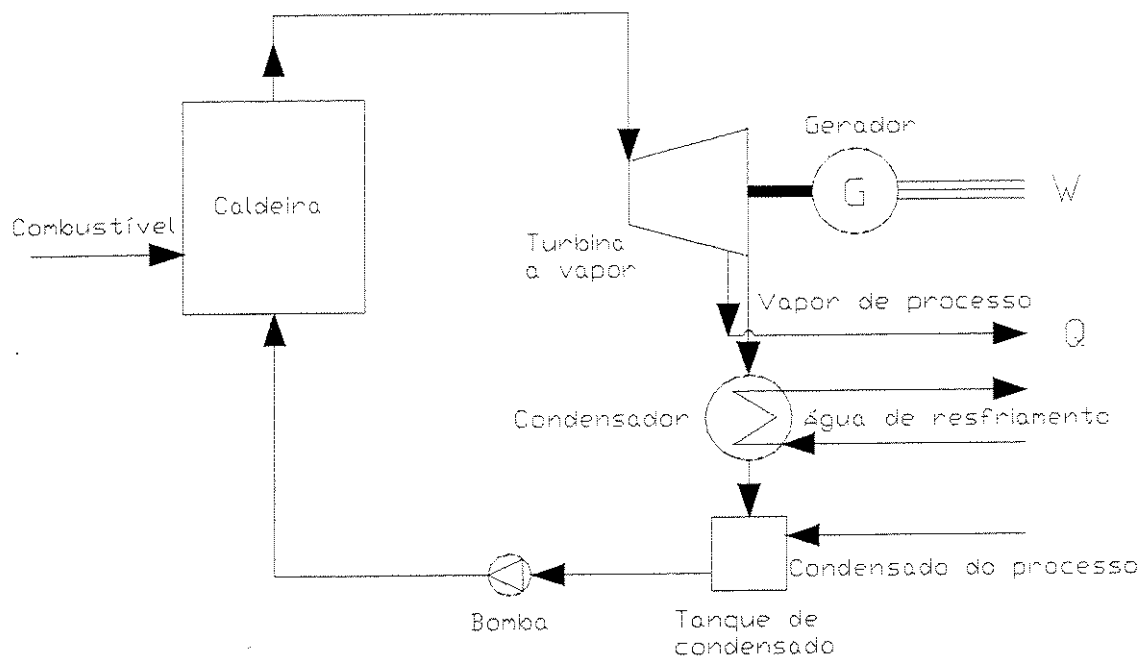


Figura 5 - Cogeração com turbina a vapor de extração/condensação

3.1.2 Cogeração com Turbina a Gás

Segundo Sala (1994), o primeiro intento sério de fabricar turbina a gás (TG) em produções industriais teve lugar em princípios do século passado. Em 1905, uma companhia inglesa fabricou uma TG de 400 CV com uma relação de compressão de 4,8:1, funcionando a 4250 r.p.m. Porém, o maior avanço na tecnologia das TG ocorreu ao final da II Guerra Mundial.

Neste sistema o combustível é queimado em uma câmara de combustão, da qual os gases gerados são introduzidos na turbina, para converterem-se em energia mecânica, que poderá ser transformada em energia elétrica por meio de um gerador. Os gases de escape têm uma temperatura de 400 a 650 °C. Estes gases são relativamente limpos e podem ser utilizados diretamente nos processos posteriores. Os gases de escape, devido à sua alta temperatura, são empregados para produzir outro fluido quente como vapor ou água quente (Figura 6).

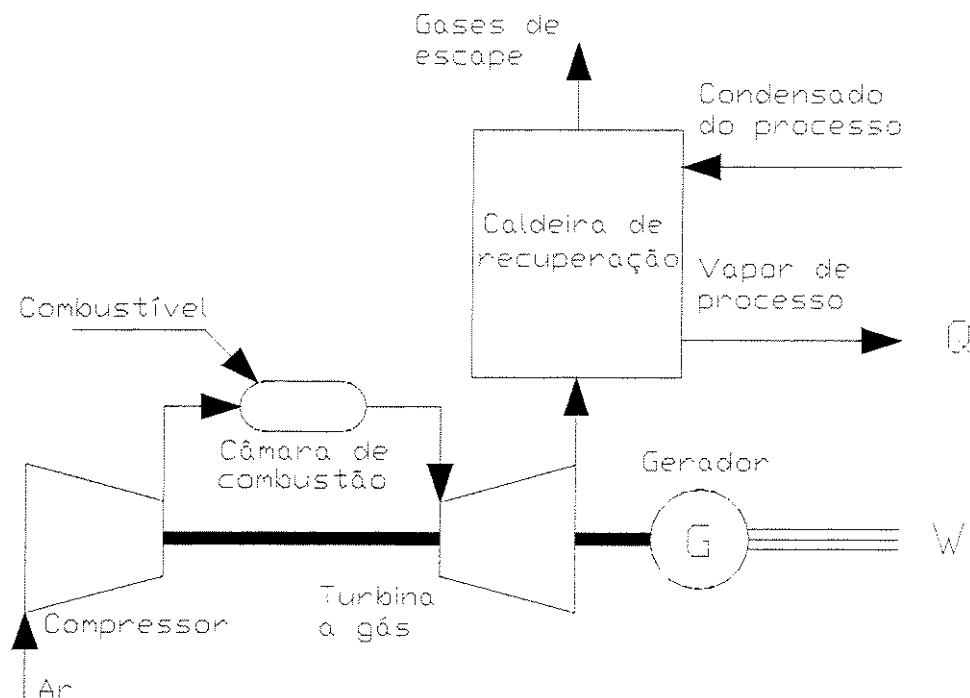


Figura 6 - Cogeração com turbina a Gás

3.1.3 Cogeração com Ciclo Combinado

O termo ciclo combinado é usado para sistemas de dois ciclos termodinâmicos, os quais operam em diferentes níveis de temperatura. O ciclo de alta temperatura (*topping*) rejeita calor, o qual é recuperado e usado para o ciclo de baixa temperatura (*bottoming*) para produzir energia elétrica adicional (ou mecânica); deste modo se incrementa a eficiência elétrica (EDUCOGEN, 2001).

O ciclo combinado mais conhecido é o que usa turbina a gás e turbina a vapor (Figura 7). Neste sistema o gás produzido na combustão na turbina a gás é usado para produzir vapor a alta pressão, através de uma caldeira de recuperação, para depois alimentar a turbina a vapor, seja de contrapressão ou extração/condensação e produzir pela segunda vez energia elétrica, usando o vapor à saída da turbina ou das extrações diretamente nos processos. O ciclo combinado é aplicado em processos na qual a razão potência/calor é alta.

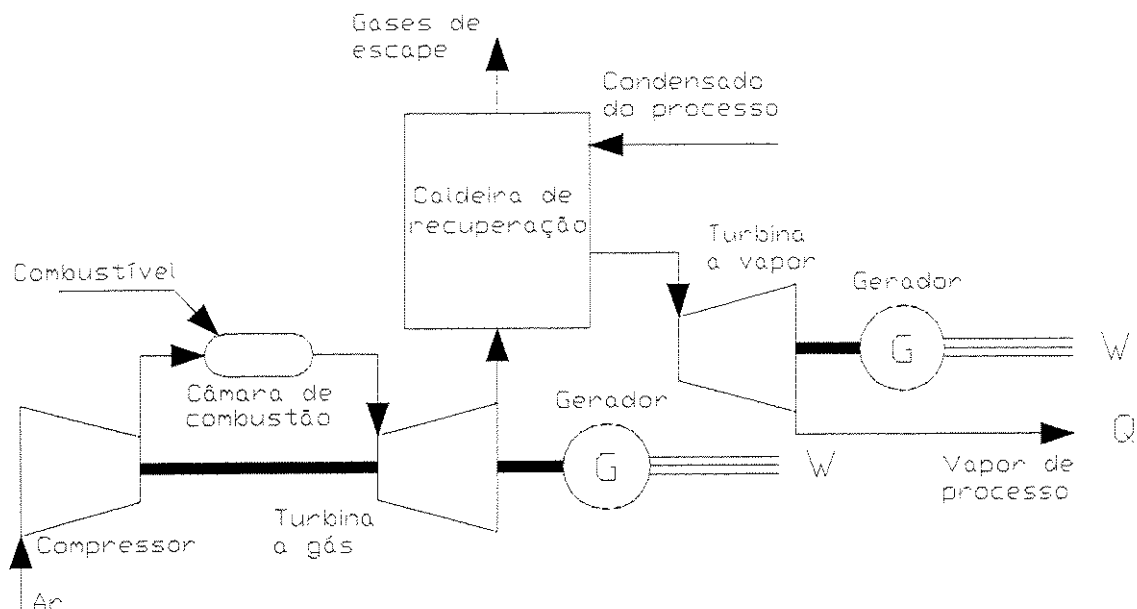


Figura 7 - Cogeração com ciclo combinado

3.1.4 Cogeração com Motor Alternativo

Os motores alternativos têm altas eficiências. Eles estão disponíveis em uma variedade de tamanhos (75 kW – 50 MW) e podem usar uma variedade de combustíveis gasosos e líquidos. Estas características têm feito deles a primeira alternativa para aplicações de cogeração no setor institucional, comercial e residencial, assim como no setor industrial quando são requeridas baixas ou médias voltagens (EDUCOGEN, 2001).

Segundo CONAE (1999), este sistema produz a maior geração elétrica por unidade de combustível consumido, 34% a 40%, embora os gases residuais sejam de baixa temperatura. Porém, nos processos em que se pode adaptá-los, a eficiência de cogeração alcança valores semelhantes às turbinas a gás. Com os gases residuais pode-se produzir vapor ou água quente (Figura 8).

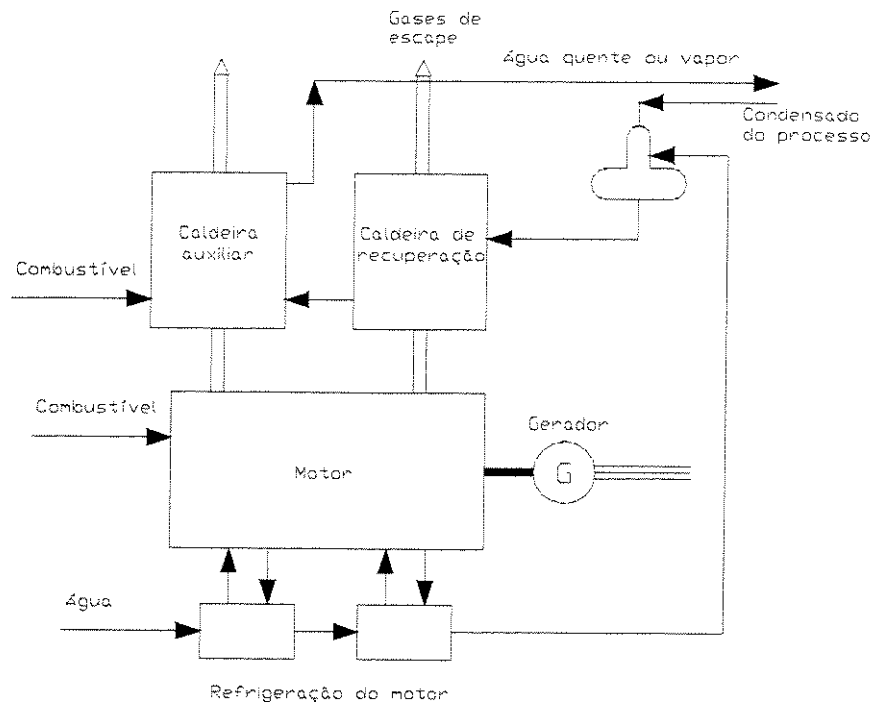


Figura 8 - Cogeração com motor alternativo

3.2 Metodologia para a seleção do sistema de cogeração

3.2.1 Mapa energético do centro consumidor

Segundo Balestieri (2002), as estratégias de operação admitidas para centrais de cogeração de modo geral, resumem-se no atendimento da demanda térmica (paridade térmica), atendimento da demanda eletromecânica (paridade elétrica) e o despacho econômico.

Define-se como centro consumidor a indústria ou centro de serviços que tem uma demanda elétrica e térmica para levar a cabo sua produção ou tarefa, e que é apta para um estudo de pré-viabilidade de cogeração (CONAE, 1999). Caracteriza-se por possuir dois tipos de demandas energéticas: um consumo elétrico e uma demanda de calor útil, ambos para satisfazer suas necessidades. A Figura 9 representa a situação do centro consumidor em um ponto no qual se informa a necessidade de energia elétrica e de calor útil para o processo. Este mapa energético inclui duas linhas que contém os pontos indicados como A e D, e como B e C. As duas linhas

correspondem a duas tecnologias de cogeração com relação à produção de calor e eletricidade numa condição maior e menor que o centro consumidor, respectivamente. Os pontos previamente mencionados podem representar pontos de operação da planta de cogeração.

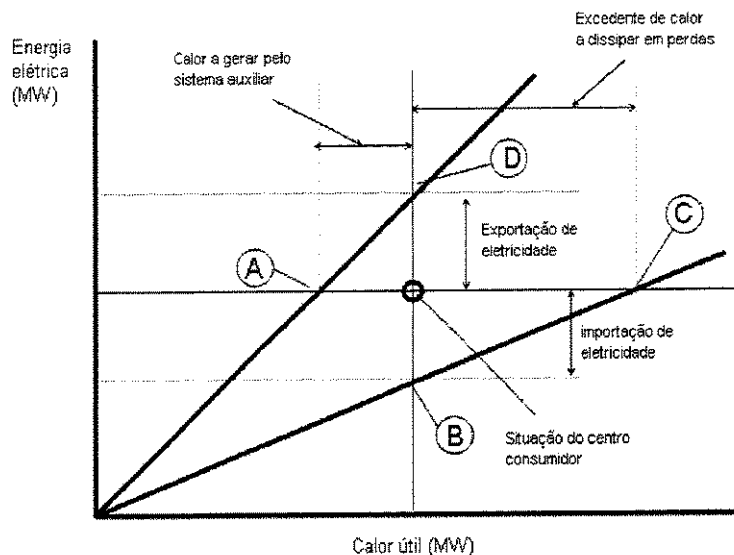


Figura 9 - Mapa energético do centro consumidor

Na Figura 9 são analisados quatro casos possíveis de acontecer:

- Ponto A: Paridade elétrica com requerimento de um sistema auxiliar para a geração de calor útil; o sistema de cogeração atende a demanda elétrica do centro, mas não chega a produzir a energia térmica exigida, o que torna necessário gerar a diferença por meio de um sistema auxiliar.
- Ponto B: Paridade térmica com importação de eletricidade, situação da planta de cogeração na qual a demanda térmica do centro está atendida, mas é necessário comprar eletricidade da rede, já que o sistema implementado não produz o suficiente.
- Ponto C: Paridade elétrica com desperdício de energia térmica; este é o caso menos desejável, já que, embora a demanda elétrica esteja satisfeita, é produzido mais calor do que o centro consumidor necessita, então se não for comercializada, esta energia térmica constituiria uma perda.

- Ponto D: Paridade térmica com exportação de eletricidade, neste caso obtém-se o calor útil ou energia térmica necessária para o centro consumidor, mas se produz uma quantidade de eletricidade maior que a demandada, possibilitando a venda de eletricidade à rede.

3.2.2 Relação calor e eletricidade (Q/E)

A seleção da máquina motriz depende dos perfis térmicos e elétricos (potência) requeridos pelo usuário final e da relação simultânea desses perfis. Para a obtenção da máxima capacidade do equipamento com o mínimo desperdício de energia, faz-se necessário adequar da forma mais próxima possível, a relação calor rejeitado/trabalho produzido pela máquina. Frequentemente, exceto algumas situações em que prevalece a lógica econômica, opera-se em paridade térmica com as necessidades do processo, porque a rede elétrica atua, para a instalação de cogeração, como um sistema de armazenamento (Guarinelo, 1997).

Pequenas razões calor / trabalho indicam a necessidade de uma máquina com alta eficiência no eixo, de 30 a 45% (energia no eixo/combustível fornecido). O motor alternativo é ideal para cumprir tais requerimentos, além disso seu rejeito térmico é recuperável como vapor a 100 kPa (manom.) ou água a 120 °C. Maiores temperaturas e pressões estão disponíveis, mas somente com a existência de um sistema de recuperação de gases de exaustão, separado neste caso do sistema de recuperação de baixa temperatura, referente à água da camisa.

Valores médios da razão calor / trabalho podem ser obtidas de turbinas a gás, que são inerentemente baixas em eficiências no eixo. Turbinas menores, por exemplo, tem eficiências de 20 a 25%, sendo uma parte considerável da energia do combustível liberada na exaustão.

Relações altas calor / trabalho, obtidas de várias configurações de turbinas a vapor fazem essa máquina motriz altamente flexível para altas demandas térmicas. A Tabela 2 mostra a relação Q/E para os diferentes tipos de tecnologias discutidas anteriormente.

Tabela 2 - Relação calor e eletricidade (adaptado de CONAE, 1999)

TIPO	CALOR DISPONIVEL PARA PROCESSO	RELAÇÃO CALOR / ELETRICIDADE	COMBUSTIVEIS COMUNS
Turbina a vapor	120 °C a 400 °C	2 a 30	sólidos, destilados do petróleo, gasosos, residuais
Turbina a gás	120 °C a 500 °C	1,2 a 4	gasosos e destilados do petróleo
Motor alternativo	80 °C a 120 °C	0,8 a 2	gasosos e destilados do petróleo

3.3 Componentes de Sistemas de Cogeração

3.3.1 Motor a Combustão Interna

Os motores alternativos operam através de diferentes ciclos termodinâmicos; porém, o motor pode ser caracterizado por três simples ações. A primeira ação consiste na rápida combustão do combustível no cilindro. A segunda ação consiste na expansão desses gases contra o pistão móvel convertendo a energia do gás em potência de eixo. A terceira ação é a usada desde o centro de acoplamento do pistão e o eixo, o qual troca o movimento linear do pistão em um movimento rotacional no eixo de manivelas (Orlando, 1996).

Os dois tipos principais de motores alternativos são o de ignição por centelha e o por compressão. O primeiro deles também é denominado motor de ciclo Otto e o segundo motor de ciclo Diesel.

3.3.1.1 Motor Otto

Na Figura 10 representa-se esquematicamente o cilindro – êmbolo de um motor de combustão interna com suas duas válvulas, de admissão (A) e escape (E). Na mesma figura é desenhado também o diagrama indicador para uma situação ideal.

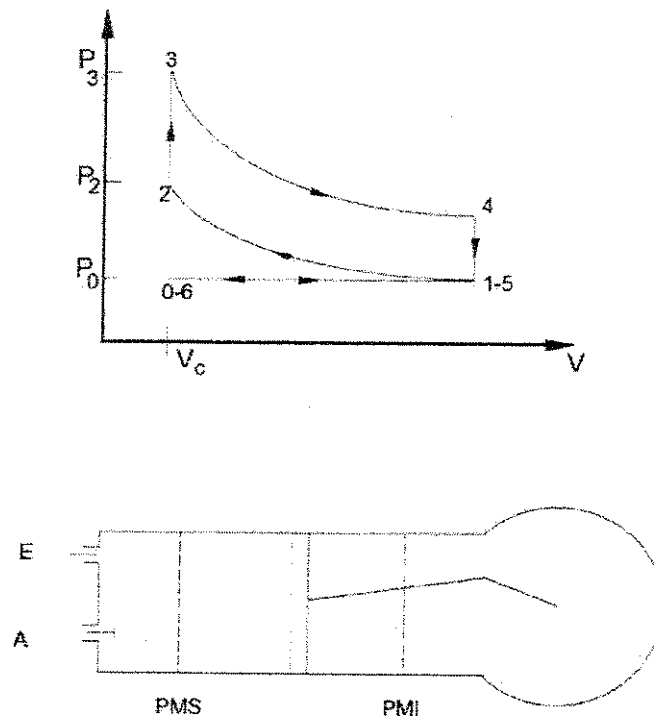


Figura 10 - Motor Otto

Consideremos o êmbolo no ponto morto superior (PMS), ou seja, no extremo esquerdo de seu percurso. No cilindro encontra-se o volume residual (V_c), cheio de gases de combustão, resultantes do ciclo anterior, à pressão P_0 , ponto 0 do diagrama indicador. No momento de iniciar-se o movimento do êmbolo e este começar a se deslocar para a direita, abre-se a válvula de admissão e penetra no interior do cilindro uma mistura ar – combustível, numa proporção conveniente.

Considerando-se que não há perdas de carga, a aspiração efetua-se à pressão constante P_0 e finaliza quando o êmbolo alcança o final de seu percurso, ou seja, o ponto morto inferior (PMI). Uma vez que o êmbolo chega ao extremo de seu curso termina a fase de aspiração (1º tempo). No cilindro haverá uma mistura ar – combustível com os produtos de combustão que permaneceram do ciclo anterior (ponto 1 do diagrama indicador).

Nesse momento, a válvula A se fecha e o êmbolo começa a mover-se de direita a esquerda, de maneira que a mistura que tem no cilindro se comprime (2º tempo). A pressão alcança o valor P_2 , teoricamente quando o êmbolo tem-se deslocado até o PMS, finaliza este segundo tempo e nesse momento efetua-se uma descarga elétrica na vela que inflama a mistura. O processo de combustão produz-se de forma praticamente instantânea, por isso se lhes chama motores de explosão:

No processo de combustão libera-se uma grande quantidade de energia, devida à qual os gases resultantes elevam sua temperatura e pressão até o valor correspondente ao ponto 3 do diagrama indicador. Empurrado pela expansão dos gases, o embolo se desloca à direita, realizando um trabalho (3º tempo).

Ao chegar ao PMI se abre a válvula de escape e se produz uma queda brusca da pressão, que neste diagrama idealizado se supõe que é instantânea, de 4 a 5. Com a válvula E aberta, o êmbolo se desloca de direita a esquerda (4º tempo) e retira do cilindro para a atmosfera os gases de combustão, até chegar ao PMS, ponto 6. Na seqüência se inicia um novo ciclo.

3.3.1.2 Motor Diesel

Na Figura 11 representa-se o modo de funcionamento de um motor de combustão com pressão constante, utilizando para isso o diagrama indicador idealizado. No PMS permanece uma massa de gases de combustão que ocupam o volume residual V_C . Ao deslocar-se o êmbolo da esquerda à direita, abre-se a válvula de admissão e entra ar atmosférico, que se mistura com esses gases residuais, finalizando a fase de aspiração, quando o embolo alcança o PMI.

Nesse momento se fecha a válvula A e no segundo curso o ar será comprimido adiabaticamente. Esta compressão deverá levar o ar a uma temperatura suficiente para inflamar o combustível injetado através do bico injetor I. Finaliza assim o tempo de compressão.

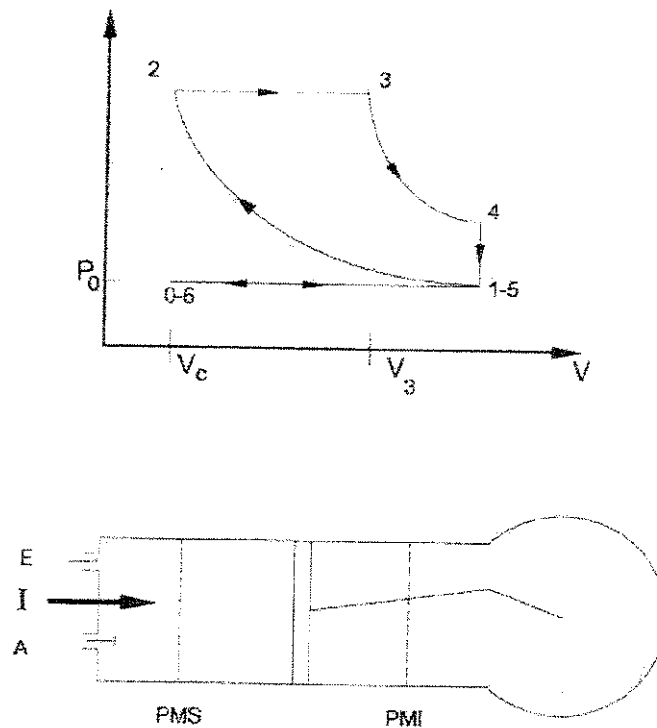


Figura 11 - Motor Diesel

Em seguida, o êmbolo se desloca outra vez de esquerda a direita, ao mesmo tempo que o bico I injeta no cilindro o combustível líquido. Esta injeção de combustível efetua-se de forma que a pressão, enquanto se realiza a combustão, se conserva constante, finalizando quando os gases de combustão ocupam o volume V_3 , ponto 3 do diagrama indicador.

Neste momento efetua-se a expansão dos gases da combustão, que se prolonga até que o êmbolo alcance o PMI. Neste momento abre-se a válvula de escape E. No diagrama indicador idealizado, considera-se que a pressão cai instantaneamente até equilibrar-se com P_0 . Finalmente, ao deslocar-se o êmbolo novamente à esquerda expulsam-se os gases de combustão, até que o êmbolo chegue ao PMS. Nesse instante se fecha E e abre-se A, iniciando-se um novo ciclo de operação.

3.3.2 Caldeira de Recuperação (HRSG)

As caldeiras de recuperação são utilizadas para recuperar parte da entalpia de rejeitos gasosos, gerando vapor que será usado em operações do processo industrial, ou para movimentar um turbo – gerador e gerar energia elétrica. Os gases residuais de processos industriais, provenientes das plantas de produção de ácido sulfúrico, ferro e aço, químico e petroquímico, incineração de resíduos, reatores de leito fluidizado e refinarias, dentre outros, podem, através desses equipamentos, ser transformados em energia útil.

Segundo Ganapathy (1991), não existe uma metodologia ou procedimento de análise padrão de caldeiras de recuperação já que elas são utilizadas em uma larga faixa de temperaturas de gases, diferentes composições de gases, pressões e parâmetros de vapor.

As caldeiras de recuperação podem ser divididas em dois grupos:

- As usadas para controlar a temperatura dos gases, em função das necessidades de processo, de forma que a energia recuperada é um efeito secundário.
- As usadas com objetivo de maximizar o aproveitamento energético, reduzindo ao mínimo permissível a temperatura de saída dos gases, considerando a corrosão e fatores econômicos. Tais caldeiras são as utilizadas em ciclos combinados ou de cogeração.

3.3.2.1 Caldeira de Recuperação Fogotubulares

Neste tipo de caldeiras, os gases quentes passam por dentro dos tubos, podendo os mesmos se encontrar a altas pressões, enquanto a geração de vapor ocorre com baixa pressão do lado de fora dos tubos (interior do casco). As características gerais das caldeiras de recuperação fogotubulares são:

- Geralmente são limitadas a baixas pressões.
- Adequadas para pressões de gás elevadas.
- Apresentam maior facilidade de limpeza.

- Não apropriadas para uso em conjunto com turbinas a gás, pois o *pinch point* baixo e o elevado coeficiente de transferência de calor implicam área de troca de calor elevada, aumentando o custo.
- Podem lidar com altas temperaturas na corrente gasosa de até 1300 °C.
- Podem ser adicionados economizador e superaquecedor se necessário.

3.3.2.2 Caldeira de Recuperação Aquatubulares

Neste tipo de caldeiras, os gases quentes passam por fora dos tubos. As caldeiras de recuperação do tipo aquatubular são mais complexas de projetar se comparadas às fogotubulares devido ao complexo arranjo ou disposição de superfícies de aquecimento. As características gerais das caldeiras de recuperação aquatubulares são:

- São mais adequadas na geração de vapor com pressões elevadas e em grandes vazões.
- Podem ser utilizadas aletas para diminuir o volume do equipamento, desde que o combustível seja limpo.
- O superaquecedor pode ser localizado em uma região onde seu desempenho seja otimizado a fim de evitar problemas de corrosão, ao contrario das caldeiras fogotubulares onde apenas pode ser instalado em uma das extremidades.
- O tempo de entrada em regime, bem como a resposta a variações de carga é menor que em uma caldeira fogotubular.
- A qualidade da água de alimentação em geral deve ser de melhor qualidade, pois as falhas têm maior propensão de ocorrer se comparado a uma caldeira fogotubular.

Segundo Subrahmanyam et al. (1995), o projeto de HRSGs para plantas de ciclo combinado tem incorporado, largamente, características específicas para incrementar a eficiência do ciclo. Subrahmanyam et al. (1995), num trabalho interessante discutem as mudanças nos parâmetros de funcionamento e seus efeitos conseqüentes no projeto do HRSG, assim como também discutem os fatores importantes como o *pinch point*, *approach point*, temperatura do vapor, rea aquecimento, desenho com dois ou três níveis de pressão, etc., os quais contribuem para uma mais alta eficiência do ciclo combinado.

Franco e Russo (2002) apresentam um trabalho de otimização do HRSG como um primeiro passo na análise de uma planta de ciclo combinado. Para isto eles adotam uma função objetivo termodinâmica e termoeconômica em vez do usual método do *pinch point*. A otimização termodinâmica tem como objetivo diminuir as perdas energéticas, expressadas em base exergetica, enquanto a intenção da otimização termoeconômica é a minimização da função de custo. O método foi aplicado para um certo número de HRSGs e configurações de ciclos de vapor. Eles concluem que com este método é possível chegar a 60 % de eficiência em ciclos combinados em plantas já existentes, apenas pela otimização do HRSG e o ciclo de vapor, e sem modificações nas características da turbina a gás.

3.3.3 Sistemas de Refrigeração por Absorção

O sistema de absorção foi patenteado nos Estados Unidos em 1860 pelo francês Ferdinand Carré (Stoecker e Jones, 1985). O ciclo de refrigeração por absorção é similar em certos aspectos ao ciclo de compressão de vapor. Esses ciclos têm o evaporador, válvula de expansão e condensador como componentes comuns, a diferença está que o compressor é substituído por um gerador, trocador de calor, bomba de solução e absorvedor.

O sistema de absorção mais utilizado nas aplicações de climatização utiliza como mistura refrigerante – absorvente o par brometo de lítio – água, enquanto para produzir frio a baixa temperatura em aplicações de refrigeração de alimentos e produção de gelo, usa-se a mistura de amônia – água (Da – Wen Sun, 1997).

O Sistema de refrigeração por absorção (SRA) estão atraindo muito interesse. Primeiro, porque um ciclo de refrigeração por absorção pode ser acionado por fontes de calor de baixa temperatura, e portanto pode fornecer um modo de converter calor residual em refrigeração aproveitável; segundo, porque é facilmente evitado o uso de refrigerantes CFC e o conseqüente dano ambiental (Aphornratana e Eames, 1995).

A Figura 12 mostra de um modo simplificado os componentes de uma unidade de um estágio que usa como mistura refrigerante o par brometo lítio - água. A parte inferior se divide

em dois componentes que são o evaporador e absorvedor. A parte superior se divide em gerador e condensador. Para o trabalho do ciclo de refrigeração, o vapor refrigerante deve mudar de pressão entre os pontos 1 e 2. O ciclo de absorção é mostrado em um diagrama PTX (Pressão, temperatura e concentração) na Figura 13. Os números do diagrama PTX correspondem aos da Figura 12.

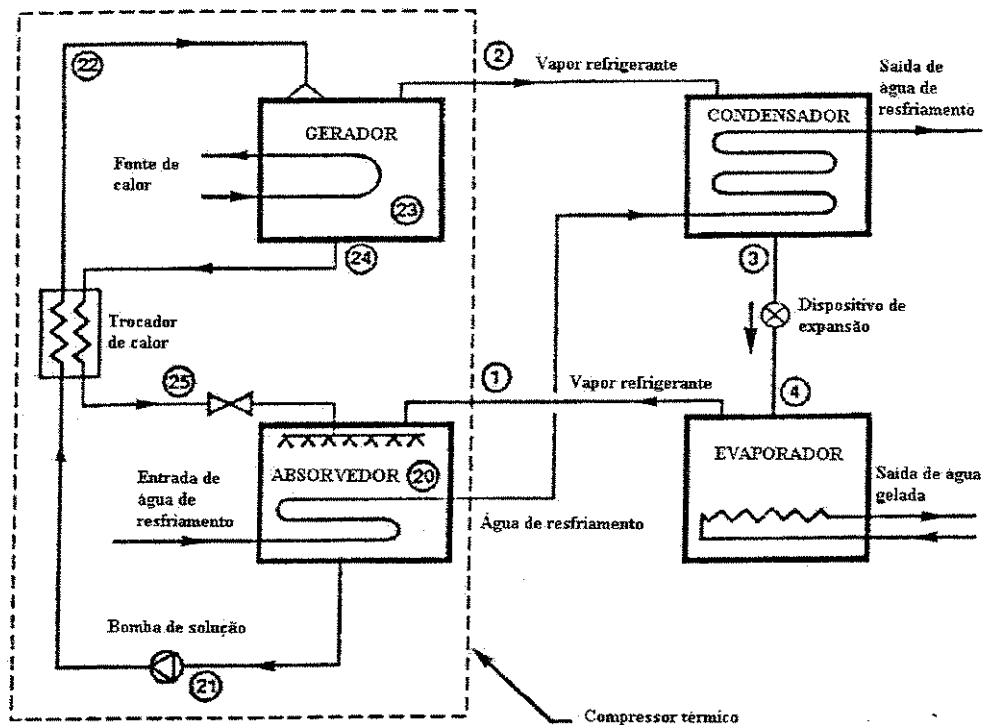


Figura 12 - Sistema de refrigeração por absorção

Fonte: Dorgan C. B. et al. (1995)

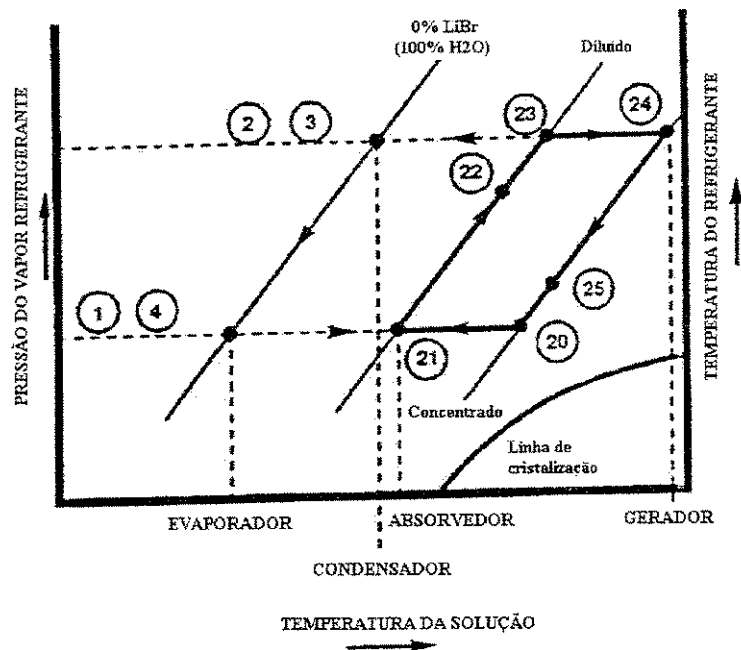


Figura 13 - Diagrama PTX (pressão – temperatura – concentração) referente ao esquema da Figura 12

Fonte: Dorgan C. B. et al. (1995)

No ponto 1, o vapor refrigerante de baixa pressão e temperatura sai do evaporador para entrar no absorvedor. Do ponto 20 ao 21, o vapor refrigerante é absorvido pelo absorvente, esta absorção incrementa a quantidade de refrigerante na solução, porém dilui a solução à saída do absorvedor, ponto 21. Do ponto 21 ao 22, a solução é bombeada ao gerador, a solução diluída² passa por um trocador de calor, onde é pré-aquecida até o ponto 22. Do ponto 22 ao 23, a solução diluída entra no gerador, onde é adicionado calor. Do ponto 23 ao 24, quando o calor é adicionado, a solução ferve, em alta pressão e temperatura, o refrigerante sai do compressor térmico para o condensador no ponto 2, com a redução da quantidade de refrigerante na solução, a mesma torna-se concentrada (ponto 24). Do ponto 24 ao 25, a solução concentrada³ passa por

² A solução tem maior conteúdo de água devido ao vapor de água (refrigerante) absorvido na solução; também se pode dizer que a solução torna-se “fraca” no ponto 21.

³ A solução tem menor conteúdo de água devido à fervura de parte da água da solução enviada ao evaporador na forma de vapor; também se pode dizer que a solução torna-se “forte” no ponto 24.

um trocador de calor, onde é pré-resfriada até o ponto 25. Do ponto 25 ao 20, a solução concentrada passa por uma válvula para reduzir a pressão.

Na bibliografia pode-se encontrar muitos trabalhos que visam analisar o ciclo de absorção através da Primeira e Segunda Lei da Termodinâmica, além disso alguns autores utilizam a teoria termoeconômica como uma ferramenta de análise e otimização deste processo.

Aphornratana S. e Eames W. (1995) realizaram um trabalho que tem por objetivo explicar o método de avaliação pela segunda lei da termodinâmica aplicada a um sistema de refrigeração de simples efeito. Encontraram que a razão da circulação da solução tem um papel importante na determinação do desempenho do ciclo. Também concluíram que as irreversibilidades associadas com a transferência de calor afetam fortemente o desempenho do ciclo, recomendando que para melhorar o mesmo deve dar-se prioridade ao evaporador em primeiro lugar e ao absorvedor em segundo lugar.

Da - Wen Sun (1997), num interessante trabalho, usando somente a análise pela Primeira Lei da Termodinâmica consegue fornecer mapas e tabelas de COP em função das temperaturas de funcionamento do ciclo para sistemas de refrigeração por absorção que usam as soluções de LiBr – H₂O e H₂O – NH₃. Estes resultados podem ser usados para selecionar as condições de operação e realizar o controle automático para manter a operação ótima deste sistema em diferentes condições.

Um trabalho também baseado na análise pela Primeira Lei da Termodinâmica foi apresentado por Horuz (1998). Neste trabalho se faz uma comparação dos COP para SRA que usam as soluções de LiBr – H₂O e H₂O – NH₃, demonstra-se que os SRA usando LiBr – H₂O tem melhor performance que os SRA que usam H₂O – NH₃.

Talbi e Agnew (1999) fizeram análise exérgica para um ciclo de refrigeração de simples efeito tendo como fluido de trabalho LiBr – H₂O. As propriedades termodinâmicas para a solução de trabalho, usadas para a avaliação das equações de estado, foram obtidas do trabalho de Kouremenos (1994).

Misra et al. (2002a), utilizaram a teoria de custo exergético, introduziram o conceito de neguentropia e as técnicas de otimização termoeconômica, para a avaliação de um sistema de refrigeração por absorção de LiBr – H₂O de simples efeito aplicado a ar condicionado. As propriedades termodinâmicas para a solução de LiBr, a exceção da entropia, foram obtidas do manual da ASHRAE, para obter a entropia da solução LiBr/H₂O foram usadas as correlações de Chua et al. (2000). Neste trabalho não são mostradas as propriedades termodinâmicas nas diferentes partes do sistema, porém são mostrados os resultados dos custos exergéticos e exergeconômicos.

Misra et al. (2002b), em outro trabalho, utilizam o método do custo médio (*average cost approach* - *AVCO*) para a otimização termoeconômica de um sistema de refrigeração por absorção de LiBr – H₂O de simples efeito para ar condicionado. As fontes de dados das propriedades termodinâmicas para a solução de LiBr foram as mesmas utilizadas no seu trabalho anterior. Neste trabalho mostra-se uma tabela com as propriedades em cada ponto do sistema, onde reportam exergias negativas na entrada e saída do refrigerante no evaporador. Para um balanço exergético, o fato que a exergia seja negativa não tem problema, mas para a análise termoeconômica isto é importante, tendo visto que não se pode trabalhar com exergias negativas porque os custos vão resultar negativos, o qual conduz a cálculos sem sentido nos balanços de custo exergético. Os autores justificam estas exergias e custos exergéticos negativos devido a que a pressão e temperatura de referência nestes pontos são menores que as correspondentes ao estado de referência do ambiente. Além disso, neste trabalho, no cálculo da exergia química da solução, somente é considerado a exergia química da água, a exergia química do brometo lítio puro e a exergia de mistura da solução são omitidos, e isto leva a erros fortes na análise exérgica e termoeconômica do sistema.

Capítulo 4

Políticas para implementação da Cogeração: Experiência internacional e o caso brasileiro

O uso e fomento da tecnologia de cogeração são diferentes em cada país; muitas dessas diferenças são devidas às políticas para sua promoção adotadas pelos diferentes governos. Nesta seção são estudadas algumas experiências internacionais em cogeração com o objetivo de que isto servirá como quadro comparativo para o caso brasileiro. A evolução do uso da cogeração nos países da comunidade européia é apresentada. Particularmente faz-se um estudo mais aprofundado do caso espanhol, devido à Espanha ser um dos países que mais evoluiu no uso da cogeração na Comunidade Européia, e este desenvolvimento foi baseado no gás natural. A experiência dos Estados Unidos também é estudada, uma vez que as políticas de fomento para a geração de energia através da cogeração e os pequenos produtores de energia permitiram a construção de muitas instalações de cogeração neste país. Ainda nesta seção é descrita a evolução da cogeração no Brasil e seus principais aspectos legislativos.

4.1 Cogeração na Comunidade Européia

O desenvolvimento da cogeração na Europa aconteceu fundamentalmente nos anos 1960. Antes da crise do petróleo de 1973, nos países da Comunidade Européia se cograva 15 % do consumo total de eletricidade. Durante os anos da crise e como consequência dos elevados preços dos combustíveis, não foram realizados novos projetos de cogeração.

Na década de 1980 e em maior medida de 1990, os países da Europa, com a exceção da França (devido à sua política energética em relação à energia nuclear e dos baixos preços da eletricidade), apostaram claramente pela utilização máxima da cogeração.

Na Figura 14 mostram-se os níveis de energia elétrica cogorada nos diferentes países da comunidade européia referentes ao ano 1985 e 2000. Para o ano 2000, apresenta-se um crescente aumento da produção de eletricidade com a cogeração, principalmente nos países de Dinamarca e Espanha, tal como pode ser visto na Figura 14. Pode-se ver que Alemanha é o país que produz mais energia elétrica a partir da cogeração na Europa, mas de 1985 a 2000 sua produção não subiu, pelo contrário, diminuiu. Pode observar-se também uma quantidade considerável de produção de eletricidade via cogeração em países como Itália, Holanda, Espanha e Dinamarca.

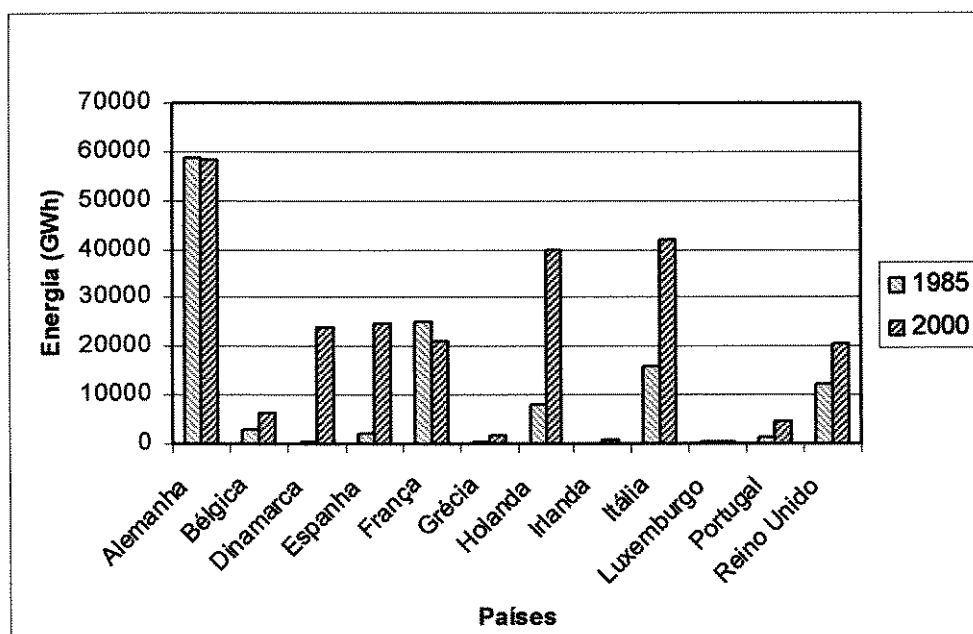


Figura 14 - Produção de eletricidade por cogeração na Europa

Fonte: Elaboração própria com dados de Sala (1994) e Future COGEN (2001)

A Figura 15 mostra a projeção do futuro da cogeração em Europa; este gráfico foi feito com quatro cenários diferentes, os quais são:

- 1 Políticas presentes: as políticas atuais continuam no setor energético, particularmente as que afetam a cogeração. A liberação do setor energético em Europa é esperada que seja completada para 2010.
- 2 Aspectos ambientais: baseados nas políticas atuais, mas com benefícios adicionais para tecnologias limpas. Isto inclui a internalização dos benefícios externos da cogeração através da introdução das taxas de carbono e desenvolvimento tecnológico.
- 3 Desregulação: continua a liberalização do mercado de energia na Europa, mas sem incentivos para geração descentralizada em pequena escala. Espera-se que o mercado elétrico seja dominado por poucos centros geradores, os quais influem fortemente nos preços da eletricidade.
- 4 Pós Quioto: os benefícios da cogeração estariam completamente internalizados dentro do custo da tecnologia. A micro-cogeração começa a ser econômica e tecnicamente factível e a cogeração com células de combustível começa a ser possível com o incremento dos investimentos em tecnologias limpas, num mundo restrito aos objetivos do Protocolo de Quioto. Os mecanismos flexíveis, como o comércio das emissões, provêm uma nova fonte de financiamento para a cogeração. As políticas econômicas e energéticas estão focalizadas à geração descentralizada e a alcançar maior benefícios meio ambientais em Europa.

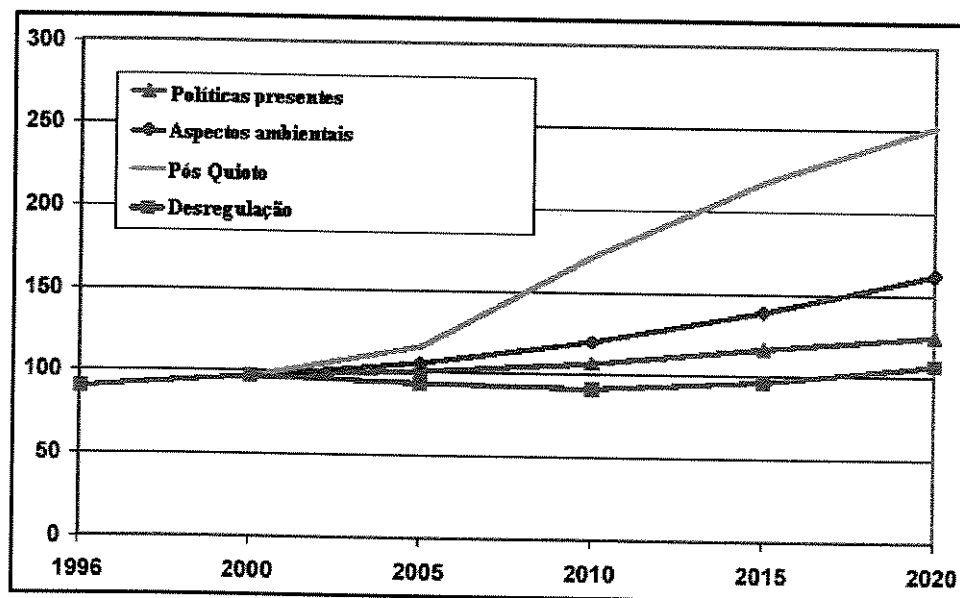


Figura 15 - Capacidade de Cogeração na Europa (GWe)

Fonte: Future COGEN (2001)

4.2 Cogeração na Espanha

4.2.1 Evolução da Cogeração na Espanha

Apesar de Espanha ter um clima mais moderado e uma indústria básica menos desenvolvida em comparação com Holanda ou Alemanha, o país tem emergido como um dos líderes na Europa no desenvolvimento da cogeração. Isto como consequência direta das políticas energéticas que favoreceram a cogeração. O país tem demonstrado que as ações de políticas limpas podem guiar ao desenvolvimento de ferramentas efetivas, assegurando um crescimento rápido da cogeração, e benefícios econômicos e meio ambientais associados com isto (United Nations, 2001).

Em pequena quantidade, a autoprodução tem existido desde sempre na indústria espanhola, embora a primeira regulamentação que pretendeu regular isto apareça como consequência da Lei sobre Conservação da Energia, Lei 82/1980 de 30 de novembro. Essa lei era estritamente necessária, dado que até esse momento o autoprodutor não tinha direito a conectar-se ao sistema elétrico (Sala, 1994).

Além das outras importantes razões, o crescimento abrupto da autoprodução que ocorreu na Espanha nestes últimos anos é também consequência do diferencial de preço dos energéticos (preço da eletricidade / preço dos combustíveis). O diferencial foi tão elevado que permitiu que os importantes investimentos que se requerem para os projetos de cogeração alcançassem rentabilidade elevada, sendo freqüente tempos de retorno ao redor de três anos e incluso inferiores (Future COGEN, 2001).

O desenvolvimento da cogeração deve-se também em parte aos incentivos recolhidos na regulação específica, e em parte às ajudas derivadas do Plano de Economia e Eficiência Energética (PAEE). Trata-se de um programa concreto de atuações para o período de 1991-2000, que se estrutura para sua execução em quatro programas específicos: poupança, substituição, cogeração e energias renováveis (Sanchez, 1997).

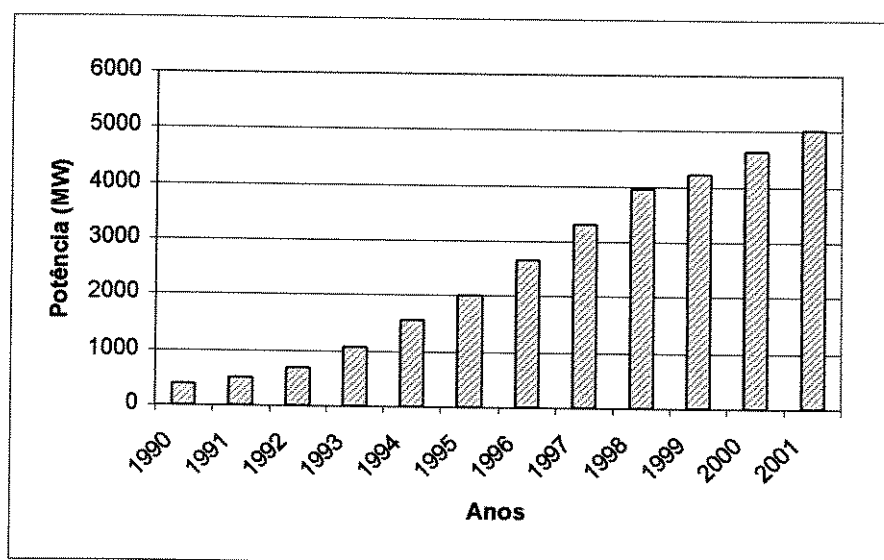


Figura 16 - Potência instalada da cogeração na Espanha

Fonte: Elaboração própria com dados de Roqueta (2003)

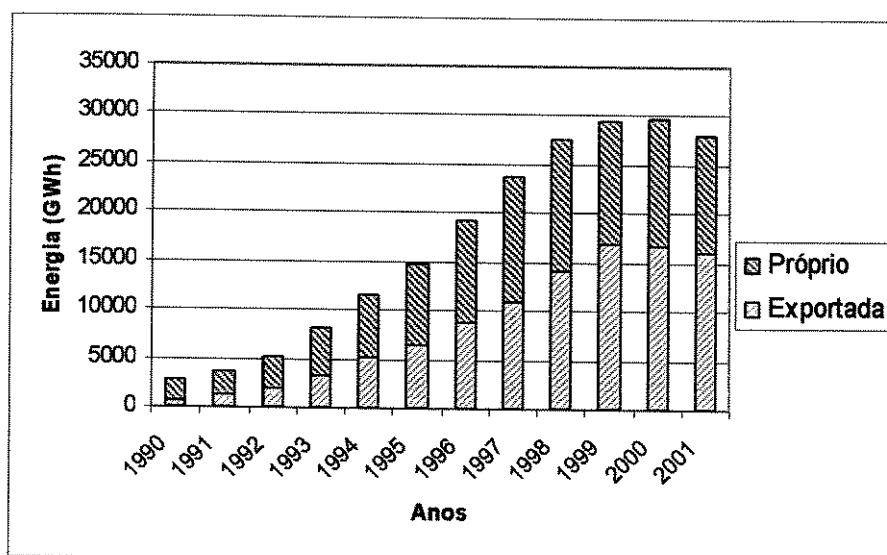


Figura 17 - Energia produzida pela cogeração na Espanha para consumo próprio e exportação

Fonte: Elaboração própria com dados de Roqueta (2003)

Na Figura 16, observa-se a evolução do desenvolvimento da cogeração na década de 1990 e nos anos 2000 e 2001; pode-se perceber um aumento da potência instalada nestes anos. Na Figura

17, observa-se a evolução da produção da cogeração na década de 1990 e nos anos 2000 e 2001. No ano 1990 produziu-se 2810 GWh, sendo 80% produzido para autoconsumo. No ano 2001 produziu-se 27900 GWh, sendo 40% produzido para autoconsumo. Pode observar-se também que a energia produzida para exportação aumentou na década, mas a partir de 1999 ela decresce, devido à queda dos preços da eletricidade e também ao encarecimento do gás natural. O efeito do aumento do preço do gás natural pode ser observado na redução da produção no ano 2001 com respeito a 2000, o que levou aos cogeradores a trabalhar menos horas.

4.2.2 Principais aspectos legais voltados à cogeração na Espanha

4.2.2.1 Lei da Conservação da Energia 82/1980

Em 1980 publica-se a Lei de Conservação da Energia, que posteriormente desenvolveu-se em decretos reais e ordens ministeriais, o que depois possibilitou transferir à empresa elétrica distribuidora os excedentes de energia. Nessa data, a potência instalada na Espanha era de 689 MW. O avanço da cogeração nessa etapa era muito lento, devido ao desconhecimento das novas tecnologias e o elevado custo dos combustíveis derivados do petróleo. Tais dificuldades foram vistas na débil expansão da cogeração entre 1980 e 1985, período no qual incrementou-se a potência instalada em 60 MW. Os setores de papel, químico e açucareiro foram os que primeiramente utilizaram esta tecnologia.

No ano 1986 a situação muda radicalmente, e iniciou-se uma etapa de expansão devida basicamente ao desenvolvimento de gasodutos e à atuação do IDAE (*Instituto para la diversificación y ahorro de la energía*) como impulsionador da tecnologia de cogeração, que a levou aos setores como o cerâmico, automotriz, lácteo, etc. O resultado concreto é que no período 1986 - 1990 foram instalados 250 MW de potência adicional.

4.2.2.2 O Plano Energético Nacional (PEN) 1991 - 2000

O desenvolvimento da cogeração deve-se, em parte aos incentivos recolhidos na regulação específica, e em parte às ajudas derivadas do Plano de Economia e Eficiência Energética (PAEE). Trata-se de um programa concreto de atuações anexo ao PEN para o período de 1991-2000, que

se estrutura para sua execução em quatro programas específicos: poupança, substituição, cogeração e energias renováveis.

Em 1990 o PEN fixou em 1263 MW o objetivo da potência nova a instalar até o ano 2000, com o que alcançaria uma potência total de cogeração de 2222 MW. Nos seis primeiros anos do plano instalaram-se 1357 MW, e com isto foram superados os objetivos planejados.

4.2.2.3 A LOSEN e o R.D. 2366/1994

A atividade de cogeração em sua relação com o sistema elétrico está regulada pela Lei de Ordenação do Sistema Elétrico Nacional (LOSEN) e pelo decreto 2366/1994 de 9 de dezembro, sobre “produção de energia elétrica por instalações hidráulicas, de cogeração e outras fornecidas por recursos ou fontes de energia renováveis”. A LOSEN estabelece a ordenação geral e básica das atividades relacionadas com o fornecimento de energia elétrica, dando uma atenção particular à autoprodução de energia elétrica, estabelecendo um regime especial aos que se podem qualificar como instalações de geração elétrica que aportam uma economia de energia ou um menor impacto ambiental, incluindo a cogeração de tamanho inferior a 100 MVA.

Em concordância com a LOSEN, o produtor de regime especial tem direito a receber a retribuição regulamentada por sua energia excedente e a conectar suas instalações em paralelo com a linha correspondente à empresa distribuidora, reconhecendo-se que as particularidades desse tipo de produção requerem um trato diferenciado, tanto em seu regime econômico como em seu funcionamento. O real decreto 2366/1994 estabelece um regime econômico e técnico que normaliza a produção em regime especial. A remuneração dos excedentes de energia elétrica dos sistemas de cogeração leva em consideração os custos evitados de geração, transporte e distribuição, e incorpora adicionalmente um mecanismo de fomento deste tipo de produção ao remunerar seus excedentes nos primeiros anos a um preço superior, o que permite períodos de recuperação dos investimentos relativamente curtos.

Os cogeradores tiveram uma primeira etapa de alta rentabilidade que compensava a insegurança legislativa nos primeiros anos de seu desenvolvimento. Desde 1995, a menor

rentabilidade substituiu-se por uma maior segurança ao delinear um marco energético econômico de cinco anos.

4.2.3 Benefícios trazidos pela cogeração na Espanha

Desde 1985, os cogeradores conseguiram instalar 800 usinas com uma potência elétrica total de 5,5 GW no 2003; para isto foram investidos 4000 milhões de euros. A maior parte das usinas (87%) está no setor industrial e os 13% restantes no setor de serviços.

Os usuários de instalações de cogeração, até 1998 conseguiram bons rendimentos econômicos que, em geral, aplicaram-se à melhora de sua competitividade industrial ao poder dispor de energia mais barata em momentos em que, na Espanha, a eletricidade era das mais caras de Europa.

4.2.4 Aspectos que não favorecem a cogeração na Espanha

Os autoconsumos aos que obriga a Lei 54/1997 e o RD 2818/1998 são uma barreira ao normal desenvolvimento da cogeração. Isto foi feito para limitar o tamanho das plantas e afeta negativamente, tanto os aspectos tecnológicos e de eficiência, quanto os comerciais. No aspecto tecnológico, obrigam a projetar a central de cogeração conforme o consumo elétrico do centro industrial e não do térmico, que é o que justifica a cogeração. A Lei atual refere-se aos autoprodutores, o que implica “produzir fundamentalmente para seu próprio uso”.

4.3 Cogeração nos Estados Unidos

Pelos anos 1900, nos Estados Unidos, a cogeração fornecia quase a metade de toda a energia elétrica produzida nos EUA. A construção de usinas térmicas, a ampliação das redes de distribuição e o incremento da segurança de fornecimento e, além disso, uma diminuição do preço da eletricidade levaram à redução progressiva da importância da cogeração, o que reduziu sua participação relativamente à eletricidade consumida de 15% em 1950 a menos do 4% em 1970 (Sala, 1994).

Quando o presidente Carter assumiu a presidência dos Estados Unidos em 1977, o país ainda encontrava-se sob alguns efeitos da crise do petróleo de 1973. Estes efeitos foram percebidos na subida rápida dos preços dos energéticos, a alta inflação, a estagnação da economia e a dependência de petróleo de outros países (Hirsh, 1999). O presidente Carter, então, decidiu pedir a seu quadro de especialistas o projeto de uma legislação para uma abrangente política energética.

Em 1978, o congresso aprovou o *National Energy Act (NEA)* o qual esteve composto por cinco estatutos diferentes. O propósito geral do NEA era de garantir o crescimento sustentável da economia. O PURPA (*Public Utility Regulatory Policies Act*) foi uma parte desta ambiciosa legislação. Segundo Zarnikau e Reilley (1996), os dois maiores assuntos da legislação foram a: (a) estimulação do uso racional de energia, e (b) redução da dependência do petróleo de outros países.

De acordo com a seção 201 do PURPA, as instalações de cogeração e as instalações pequenas de produção de energia que conseguissem alcançar certos critérios técnicos e ao menos 50 % do capital do empreendimento fossem de produtores independentes eram definidas como geradores qualificados (*qualifying facilities – QFs*)¹. A seção 210 do PURPA impôs às companhias elétricas americanas a compra de energia elétrica excedente dos autoprodutores e pequenos geradores que atendessem às qualificações estabelecidas (*QFs*). O PURPA estabeleceu que a venda de energia fosse a preço não discriminatório, baseado nos custos evitados de geração, isto é, uma tarifa equivalente à solicitada pela concessionária local nos seus projetos de expansão da oferta (custo marginal de longo prazo da concessionária). Além disso, os cogeneradores e pequenos geradores tinham garantido o atendimento emergencial de suas necessidades energéticas por parte do sistema centralizado.

No início, as reações ao PURPA por parte das empresas elétricas foram bastante negativas; na época era questionada a legalidade das disposições e aplicabilidade de vários dispositivos

¹ No caso dos cogeneradores, foram especificados níveis mínimos de eficiência na utilização efetiva da energia contida nos combustíveis queimados; no caso das fontes renováveis, bastava atender requisitos técnicos operativos do sistema.

(Walter, 1994). Algumas companhias e grupos regulatórios tentaram bloquear a implementação desta lei. Um caso deste tipo começou em abril de 1979 quando as empresas de Mississippi e a comissão reguladora do estado processaram a FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) por tentar interferir com as atividades do estado (Hirsh, 1999). Nesta fase foram apresentadas diversas apelações por parte das empresas elétricas, mas em 1983, um pronunciamento do Tribunal Supremo ratificou a validade das disposições previstas no PURPA.

A tarifa, interpretada como o custo marginal de longo prazo da concessionária, mostrou-se extremamente rentável no caso dos geradores qualificados². Devido a isto, se teve uma forte expansão da oferta de eletricidade por parte de novos geradores, foram instalados novos sistemas de cogeração, e o crescimento foi tanto que excedia o aumento da demanda, forçando assim as paralisações temporárias das termelétricas.

A Figura 18 mostra a evolução da porcentagem de geração elétrica total devido a empresas que não são de serviços públicos. Pode-se perceber como nos primeiros anos do PURPA (1978 – 1983) a geração elétrica por autoprodutores e cogeneradores não aumentou. Isto foi devido ao fato de que, nesse tempo, como discutido acima, tinha-se uma polêmica sobre a legitimidade da lei. A Figura 18 também mostra a importância da ratificação do PURPA (1983), tendo visto que após isto a cogeração começou a ser viabilizada e, com isto, a geração elétrica por parte de empresas que não são de serviços públicos aumentou.

²Isto é explicado pelo fato destes geradores não terem seus custos supervisionados pelo regulador. Como a sua tarifa está previamente fixada (em termos do custo evitado) e os custos não estão controlados (como ocorre com as concessionárias), toda redução de custos obtida pelo gerador independente aumenta sua lucratividade. O mesmo não ocorre no caso das concessionárias, porque, no seu regime tarifário (custo do serviço), a lucratividade é controlada, sendo toda redução de custo repassada para os consumidores sob a forma de menores tarifas.

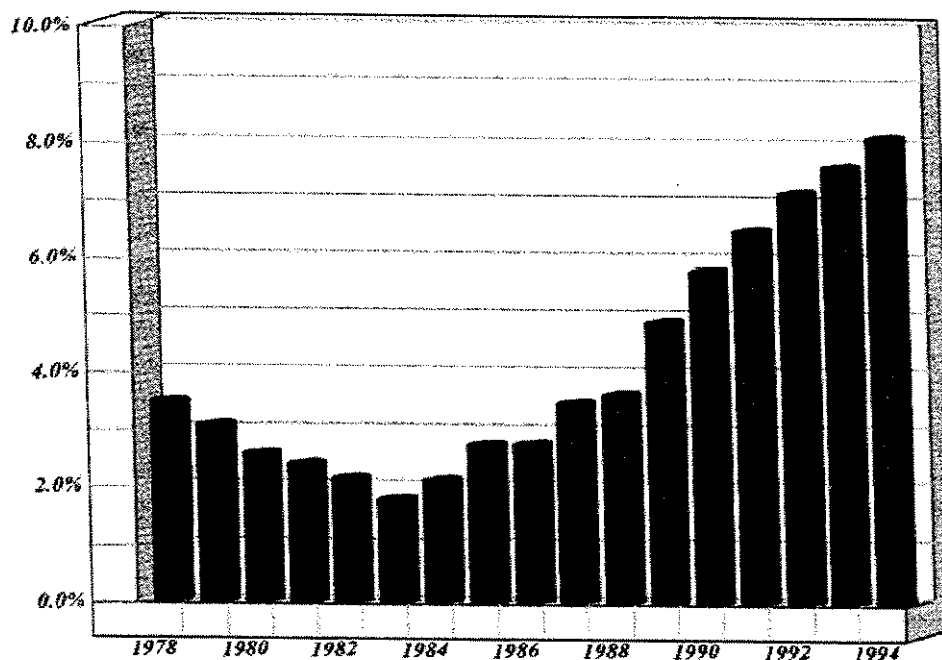


Figura 18 – Porcentagem de geração elétrica pertence empresas que não são de serviços públicos

Fonte: Dismukes e Kleit, 1999

Nos final dos anos 1980, o governo americano revogou a obrigatoriedade de comprar energia elétrica excedente dos cogeneradores e produtores independentes, impostas na seção 210 do PURPA. Além disso, suprimiu os critérios de qualificação e estabeleceu que o custo marginal passaria a ser apenas um referencial nas negociações com as concessionárias.

Em 1992, o governo americano editou o *Energy Policy Act (EPA)*; esta legislação garante o acesso às redes de transporte para os geradores independentes de eletricidade, permitindo, assim, que sua energia possa ser diretamente negociada com os grandes consumidores. O EPA também introduziu a diferenciação do porte do cogenerador, entre pequenos e grandes produtores. Com isto, se tentou proteger o pequeno produtor de eventuais riscos mercadológicos ou de situações desfavoráveis e imprevistas.

Segundo Walter (1994), outra característica do período pós-reformulação do PURPA está associada ao dimensionamento das instalações de cogeração. Com isto, os sistemas de cogeração passaram a ser dimensionados para operar em paridade térmica, para assim maximizar o aproveitamento do insumo energético; antes disto os sistemas eram projetados para maximizar o montante de eletricidade repassado às concessionárias.

Em síntese, a implementação do PURPA estimulou o crescimento da cogeração, tendo visto que a potencia instalada aumentou de 12 GW, em 1980, a 45 GW em 1995. Além disso, o PURPA também estimulou a criação de um mercado livre para a eletricidade. Porém, a partir de 1995, o ritmo de crescimento da cogeração parou devido as mudanças no mercado elétrico (USCHPA, 2001).

4.4 Cogeração no Brasil

4.4.1 Evolução da cogeração e perspectivas no setor terciário no Brasil

As indústrias de papel, química e cerâmica são os segmentos potenciais para a cogeração de grande porte no Brasil. Por outro lado, os *shopping centers*, os grandes condomínios residenciais, os hospitais, os complexos hoteleiros, os aeroportos e as empresas que utilizam ar condicionado, representam segmentos potenciais de cogeração de pequeno porte no país.

No Brasil, ainda não se tem uma definição clara do papel do cogrador na expansão do parque gerador de potência do país. Em termos históricos, devido à alta disponibilidade de recursos hídricos e baixo custo da hidroeletricidade³, a cogeração é somente usada em casos muito específicos no Brasil (Soares et al., 2001).

A Tabela 3 apresenta dados da capacidade instalada de cogeração, publicado pela Comissão Permanente de Estudos sobre Cogeração (CESC) no estudo do *Potencial de Cogeração no*

³ Atualmente a geração de energia no Brasil é predominantemente hidráulica (95 %). O potencial hidráulico a ser explorado ainda é muito grande, mas sua viabilização esta condicionada a questões socio-ambientais e econômicas, tendo em vista que os recursos encontram-se localizadas em lugares distantes do centro de consumo, o que levaria a fazer grandes investimentos na transmissão de energia.

Brasil, para o ano 1998 no setor de papel e celulose, químico e de alimentos e bebidas. Além disso, a Tabela 3 mostra o potencial de cogeração⁴ para esses setores, publicado no Plano Decenal de Expansão 2000 – 2009.

Tabela 3 - Potencial da cogeração no setor de papel e celulose, químico e de alimentos e bebidas no Brasil

Setor	Capacidade instalada (MW) 1998	Potencial termodinâmico		Potencial técnico (MW)
		com sistemas convencionais	com sistemas eficientes	
Papel e celulose	718	2694	8389	1740
Químico	389	3452	12542	1581
Alimentos e bebidas	995	6573	28660	4020

Fonte: CCPE, Plano Decenal de Expansão 2000 - 2009 (2000)

No ano 2000, o Ministério de Minas e Energia (MME) empreendeu o Programa de Incentivo à Cogeração. Este programa propôs-se incentivar a implementação da cogeração da mesma forma que o Programa Prioritário de Termoeletricidade. Isto foi feito devido às vantagens que a cogeração oferece no uso racional de energia e também motivada pela oferta de gás natural disponível. O MME, através da Portaria 551 do ano 2000, estabeleceu que todos os projetos de cogeração que foram aceitos no programa entrariam em operação até dezembro de 2003.

Atualmente, no Estado de São Paulo, que possui o mais importante parque industrial e comercial do Brasil, os projetos de cogeração em operação representam cerca de 5% da atual demanda e poderá atingir 10% até 2006 (cerca de 1.500 MW). Os principais projetos que somam mais de 500 MW são: (a) biomassa da cana-de-açúcar: Usinas Equipav, Vale do Rosário, Santa Elisa, Cocal, Cresciumal, entre outras e (b) gás natural: Corn Products, Cia União Refinadores, AmBev, Shopping Taboão, Coca Cola, Iguatemi Business Plaza (COGEN-SP, 2004).

⁴ O potencial “termodinâmico” é o resultado da aplicação de coeficientes de geração de eletricidade ao consumo de combustível de um setor. O valor “convencional” insinua o uso de turbinas a vapor, enquanto o valor “eficiente” insinua turbinas a gás. O potencial técnico é a porção do potencial termodinâmico que poderia ser usado através de equipamentos e tecnologias disponíveis no mercado.

A cogeração no setor terciário representa segmentos potenciais no Brasil, devendo crescer com o conhecimento ou aplicação de novas tecnologias e também com a evolução e exigências do mercado, representando uma alternativa de uso do gás natural. Neste setor existem estudos que estimam o potencial de cogeração para *shopping centers* e hospitais no Brasil.

Segundo Poole et al. (2000), o segmento de *shopping centers* é um dos mais interessantes para a cogeração de pequeno porte no Brasil, seu potencial técnico total está estimado entre 1270 MW e 2000 MW quando é empregado o motor alternativo no ciclo. Quando é usada a turbina a gás, esse potencial está estimado entre 360 MW e 600 MW, sendo o impacto no sistema ainda maior se for levada em conta a substituição de 160 MW da demanda nos sistemas de refrigeração.

Segundo Szklo et al. (2003), o potencial técnico da cogeração em hospitais no Brasil é de 500 MW, encontrando-se 52 % deste potencial na região sudeste do país. Estima-se que para atender este potencial seriam necessários 67,6 milhões m³/mês de gás natural quando são usados os sistemas de refrigeração por absorção de simples efeito. No caso do emprego de sistemas de refrigeração por absorção de duplo efeito, o consumo de gás natural seria de 58,7 milhões m³/mês.

No Brasil, a disponibilidade de gás natural, produto da importação da Bolívia e também da recente descoberta de reservas deste energético na Bacia de Santos, representa uma excelente oportunidade para o uso da cogeração. Esta alternativa não só está sendo avaliada pelas agências do governo como também pelas empresas privadas, tal como é demonstrado com a criação no ano 2003 da COGEN-SP⁵.

⁵ A COGEN-SP foi constituída como sociedade civil independente e sem fins lucrativos, a partir da convergência de interesses no desenvolvimento da cogeração no Estado de São Paulo, reunindo empresas dos setores da agroindústria canavieira, distribuição de gás natural e de energia elétrica (COGEN-SP, 2004).

4.4.2 Principais aspectos legais voltados à cogeração no Brasil

4.4.2.1 Portaria DNAEE N° 283 de 31/12/1985

Faculta aos consumidores autoprodutores de energia elétrica a contratação da “demanda suplementar de reserva”⁶ a ser utilizada quando se tem paralização ou redução temporária da geração própria. Nesta portaria estipula-se que a formalização do contrato dependerá, a critério da concessionária, das condições de operação e disponibilidade do seu sistema elétrico.

4.4.2.2 Portaria DNAEE N° 246 de 23/12/1988

Esta portaria regulamenta a aquisição de energia elétrica excedente⁷ de autoprodutor pelas concessionárias do serviço público de energia elétrica que integram o sistema elétrico interligado. Autoriza-se aos concessionários a adquirir a energia elétrica excedente dos autoprodutores. Os autoprodutores não deverão utilizar os derivados de petróleo para produção de energia elétrica, exceto nos casos de co-geração. Estes deverão assegurar, contratualmente, pelo prazo mínimo de 10 anos, o suprimento de quantidades determinadas de energia elétrica, dentro de horários ou períodos de tempo previamente negociados com a concessionária.

Para efeitos desta portaria, o preço a ser pago pela energia elétrica excedente, estabelecido por negociação entre as partes, não poderá ser superior ao valor do custo marginal de longo prazo de geração dos sistemas interligados. Quando o concessionário comprovar que, em função da aquisição de energia do autoprodutor, serão evitados investimentos no sistema de transmissão, o valor estimado dos custos evitados poderá ser adicionado ao custo marginal.

4.4.2.3 Portaria DNAEE N° 94 de 13/06/1989

Esta portaria efetua ajustes na Portaria número 246 de 23/12/1988. Os ajustes simplificam a redação de alguns artigos, tornando-os mais compreensíveis, como por exemplo:

⁶ Considera-se demanda suplementar de reserva aquela necessária a suprir as eventuais deficiências do sistema de geração própria (Portaria DNAEE N° 283, 1985)

⁷ Entende-se por energia elétrica excedente a diferença entre a quantidade de energia elétrica que possa ser gerada pela capacidade instalada do autoprodutor e a consumida pela sua carga própria, geração essa que poderá ser em caráter firme ou sazonal (Portaria DNAEE N° 246, 1988)

Art. 1º Autorizar os concessionários de serviço público de energia elétrica, integrantes dos sistemas elétricos interligados, a adquirir energia elétrica excedente de autoprodutores que satisfaçam as seguintes condições:

"I - não utilizem derivados de petróleo para produção de energia elétrica, exceto nos casos de cogeração, em que o combustível é utilizado na produção de vapor para uso em forma complementar, visando ao aumento da eficiência da utilização do energético empregado." (Portaria DNAEE Nº 246, 1988).

"I - não utilizem derivados de petróleo para produção de energia elétrica, exceto nos casos de cogeração, em que o combustível é utilizado na produção de vapor para uso em processo industrial e a energia elétrica é gerada de forma complementar, visando ao aumento da eficiência da utilização do energético empregado." (Portaria DNAEE Nº 94, 1989).

4.4.2.4 Decreto Nº 915 de 6/9/1993

Este decreto autorizou as empresas interessadas na geração de eletricidade a se reunir em consórcios, desde que façam uso dessa energia em suas respectivas unidades consumidoras. No artigo 4, assinala que o excedente de eletricidade pode ser comercializado com concessionárias públicas de energia elétrica; no entanto, está vedada a comercialização ou cessão a terceiros, salvo em vilas operárias habitadas por empregados dos consorciados desde que construídas em terrenos de sua propriedade (Balestieri, 2003).

4.4.2.5 Decreto Nº 1009 de 22/12/1993

No Art. 1º deste decreto é criado o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (Sintrel), composto pelos sistemas de transmissão de propriedade das empresas controladas pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás), que integram a malha básica dos sistemas interligados das Regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste.

O Art. 3º desse decreto possibilita às empresas concessionárias e aos autoprodutores⁸ poderem aderir ao Sintrel, em condições previamente pactuadas, visando o melhor uso dos recursos energéticos. As empresas integrantes e aquelas que aderirem ao Sintrel estabelecerão mutuamente os respectivos custos de utilização de suas instalações, submetendo ao DNAEE, para homologação, as tarifas de utilização do sistema de transmissão de energia elétrica, a serem praticadas em caráter permanente ou temporário.

4.4.2.6 Resolução ANEEL N° 233 de 30/07/1999

Através desta resolução a ANEEL define os preços normativos para a compra, por parte de empresas distribuidoras ou comercializadoras, de energia elétrica gerada em sistemas de cogeração.

A resolução definiu em 1999 que o valor normativo para a eletricidade gerada em sistemas de cogeração a gás natural é de R\$ 57,20/MWh, em quanto que para a eletricidade gerada a partir de biomassa é igual a R\$ 80,80/MWh. Esses valores podem assegurar a rentabilidade de bons projetos de cogeração, com uma boa valorização do calor, mas não são valores altos o suficiente para efetivamente fomentar a difusão em larga escala dessa tecnologia (Walter et. al, 2000).

4.4.2.7 Resolução ANEEL N° 281 de 01/10/1999

Esta resolução estabelece as condições gerais para o livre acesso de fornecedores e consumidores aos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica, possibilitando assim o desenvolvimento da chamada "geração distribuída", produção de energia elétrica próxima a consumidores (Gasnet, 2004).

⁸ Entende-se como produtor a pessoa jurídica pública ou privada, que esteja capacitada a produzir individualmente, ou de forma consorciada, energia elétrica para uso próprio, fornecendo o excedente ao concessionário de serviço público (Decreto N° 1009, 1993).

4.4.2.8 Resolução ANEEL N° 371 de 29/12/1999

Esta resolução estabelece as condições gerais para contratação e comercialização de reserva de capacidade⁹ por autoprodutor ou produtor independente de energia elétrica que atenda, total ou parcialmente, unidade consumidora diretamente conectada às suas instalações de geração por meio de rede elétrica de uso exclusivo.

Os contratos¹⁰ para a compra desta energia devem ter uma duração mínima de um ano e é preciso efetuar a previsão do número de horas de uso, em uma base anual, dos sistemas de transmissão e distribuição. Quanto maior for o número de horas previsto, maior será o “fator de uso”. Se, num determinado mês do período anual contratado, o número de horas acumulado de uso dos sistemas de transmissão e distribuição for maior que o número de horas contratado ou a frequência de uso do sistema for maior que 12, o fator de uso assumirá um valor máximo igual a 1,2. Segundo a resolução será cobrada uma tarifa de ultrapassagem (Walter et. al, 2000)

4.4.2.9 Resolução ANEEL N° 021 de 20/01/2000

A ANEEL, considerando a necessidade de implementar políticas de incentivo ao uso racional dos recursos energéticos e tomando em conta que a cogeração contribui com a racionalidade energética, mediante esta resolução estabeleceu os requisitos necessários à obtenção de qualificação de centrais cogeradoras de energia para fins de participação das políticas de incentivo à cogeração.

Dois são os critérios de racionalidade energética definidos na resolução. O primeiro estabelece que o montante de energia térmica gerado pelo sistema, na média dos doze últimos meses, não pode ser inferior a 15% do aporte energético do combustível. A avaliação deve ser feita em base energética, considerando como produtos úteis o calor e a potência, sendo o calor ponderado por um fator que é função do combustível principal e da capacidade de produção de energia elétrica (Walter et al., 2000).

⁹ Reserva de capacidade é o montante de potência, em MW, requerido dos sistemas de transmissão e distribuição quando da ocorrência de interrupções ou reduções temporárias na geração de energia elétrica das usinas de autoprodutor ou produtor independente (Resolução ANEEL N° 371, 1999).

¹⁰ A contratação de reserva de capacidade fica limitada ao montante de 30 MW (Resolução ANEEL N° 371, 1999).

4.4.2.10 Portaria MME Nº 212 de 25/07/2000

Mediante esta portaria o MME definiu que as usinas de cogeração, qualificadas pela ANEEL e que entraram em operação comercial até 31 de dezembro de 2003, serão integrantes do Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT) 2000-2003. Com isto as cogedoras passam a ter garantia por parte da Petrobrás de suprimento de gás natural num prazo de até vinte anos. Também os cogedores passaram a ter garantia pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social S.A. (BNDES) de acesso ao Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico, para a construção da planta e conexão à rede elétrica. Segundo Pellegrini et al. (2001), das 49 térmicas a serem implantadas no PPT, 11 são usinas de cogeração a gás natural, sendo 6 delas localizadas no Estado de São Paulo.

O Art. 2 desta portaria definiu que os investidores deveriam apresentar o programa de implantação do empreendimento, contendo toda documentação necessária, num prazo de 30 dias a partir da publicação desta portaria, à Secretaria de Energia - SEN, que exerceria a coordenação do Programa, visando ao enquadramento da usina dentro dos critérios estabelecidos pelo Comitê de Acompanhamento da Expansão Termelétrica - CAET.

4.4.2.11 Portaria MME Nº 314 de 24/08/2000

Esta portaria revoga a portaria MME Nº 212, de 25 de julho de 2000. A mudança da portaria observa-se no Art. 2 que agora define que os investidores deverão apresentar o programa de implantação do empreendimento, contendo toda a documentação e informação necessárias, cujos itens acham-se detalhados no documento "Premissas e Critérios de Seleção", disponível no site <http://www.mme.gov.br>, *no prazo de sessenta dias*, contado a partir da publicação desta Portaria, à Secretaria de Energia - SEN, que exercerá a coordenação do Programa, visando ao enquadramento da usina dentro dos critérios estabelecidos pelo Comitê de Acompanhamento da Expansão Termelétrica - CAET.

4.4.2.12 Portaria MME Nº 511 de 06/12/2000

Esta portaria revoga a portaria MME Nº 314, de 24 de agosto de 2000. No Art. 1 - II da portaria MME Nº 314, limitava-se a disponibilidade de gás natural a um total de 3 milhões de m³/dia para emprego em cogeração, sendo 2 milhões de m³/dia para as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste e 1 milhão de m³/dia para a região Nordeste. Com a portaria MME Nº 511 não se limita mais o volume de gás natural disponível para a cogeração e também se elimina o prazo de apresentação dos documentos e informações necessárias.

4.4.2.13 Resolução Nº 56 de 15/10/2001

Esta resolução assegura a empreendimentos de cogeração as prerrogativas do Programa Prioritário de Termoelectricidade - PPT e fixa o volume de gás natural. O volume de gás natural assegurado até o limite de quatro milhões e quatrocentos mil metros cúbicos por dia seria para projetos de cogeração, qualificados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, que cumprissem, até o dia 31 de outubro de 2001, os requisitos estabelecidos nos parágrafos 1 e 3 do artigo 2º da Resolução da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE Nº 23, de 5 de julho de 2001.

4.4.3 Aspectos que não favorecem o desenvolvimento da cogeração no Brasil

Segundo Soares et al. (2001), um aspecto que não favorece a cogeração no Brasil é que o financiamento disponível no país é oferecido sob condições relativamente desfavoráveis, isto devido às altas taxas de juros. A instabilidade na taxa de câmbio no Brasil, notada em inícios de 1999, também dificulta a viabilidade de projetos de cogeração, com efeitos adversos nos preços dos equipamentos e do gás natural. A Figura 19 mostra esta instabilidade para os anos 1998 - 2004. É importante destacar que a taxa de câmbio era fortemente instável mês por mês, especialmente nos anos 1999-2003.

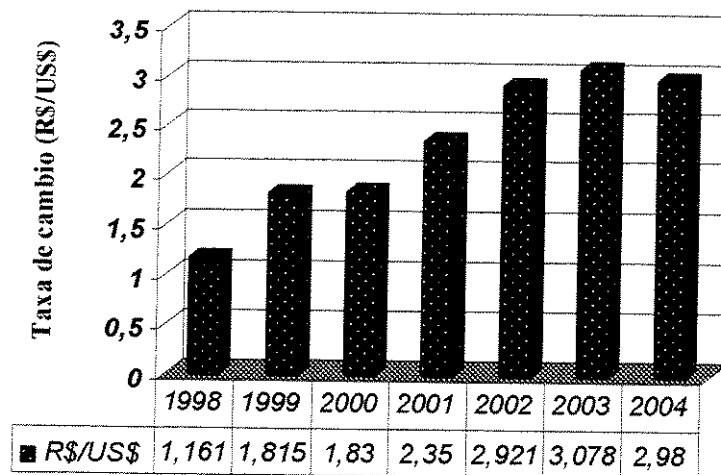


Figura 19 - Taxa de câmbio 1998-2004

Fonte: Elaboração própria com dados da FGV/IBRE e o Banco Central¹¹

O custo pago pela Demanda Suplementar de Reserva (DSR) representa também uma barreira para o desenvolvimento da cogeração. Segundo Poole et al. (2000), historicamente o custo pago pelo DSR (chamado também *backup*) era alto, podendo superar os R\$ 100000/MW de reserva por ano para situações com fator de carga em torno de 50%. Com a resolução N° 371 de 29/12/1999, o custo da capacidade é dependente do número de horas paradas e a frequência das paradas, se o número de horas acumulado for maior que o número de horas contratado ou a frequência de uso do sistema for maior que 12, o usuário será penalizado com uma tarifa de ultrapassagem. Quanto ao custo da energia, nesta resolução estipula-se que este será dado pelo preço no mercado de curto prazo; segundo Poole et al. (2000), teme-se que a incerteza no preço da energia de reserva seja um entrave sério, existindo a possibilidade que esta nova regra represente até um retrocesso em relação à antiga DSR, especialmente para plantas de menor porte.

O aspecto mais prejudicial para a utilização da cogeração no Brasil é a diferença de preços energéticos da eletricidade e o gás natural. A geração da eletricidade no Brasil é principalmente hidroelétrica e é relativamente barata quando comparada com outros países que tem um parque gerador misto (termelétrica e hidroelétrica). O preço do gás natural é sensível à taxa de câmbio, já

¹¹ A taxa de câmbio apresentada é a média dos doze meses de cada ano. Para o ano 2004 se tomou a média dos oito primeiros meses.

que o contrato de fornecimento depende dela, tendo-se preços de gás mais caros quando a taxa de câmbio é elevada. Este diferencial de preços faz com que muitos projetos de cogeração não sejam viáveis economicamente no Brasil, lembrando que para o investidor deste tipo de projetos, o preço da eletricidade é a receita e o preço do gás natural representa a despesa.

4.5 Conclusões preliminares

Uns dos fatos mais importantes para o desenvolvimento da cogeração é que o estabelecimento da venda dos excedentes de energia seja a preços não discriminatórios, baseados nos custos evitados. Isto foi estabelecido através do PURPA nos Estados Unidos e através da LOSEN e decreto 2366/1994 na Espanha. Além disso, os dois países optaram por proteger os cogeneradores e pequenos geradores de situações “emergenciais”; para isso se tinha garantido o atendimento emergencial de suas necessidades energéticas por parte do sistema centralizado a preços não “abusivos”.

No Brasil, à diferença das políticas adotadas nos Estados Unidos e a Espanha, a Portaria DNAEE N° 246 estipula que a venda dos excedentes de energia do autoprodutor às concessionárias é estabelecida por negociações entre as partes. Quanto ao atendimento emergencial das necessidades energéticas dos autoprodutores, à diferença do PURPA e a LOSEN, a Portaria DNAEE N° 283 estipula que a formalização deste contrato dependerá, a critério da concessionária, das condições de operação e disponibilidade do seu sistema elétrico.

O acesso às redes de transporte de energia para os geradores independentes de eletricidade nos Estados Unidos permitiu que esses geradores negociem livremente com os consumidores. Então, ao longo dos anos o PURPA demonstrou, talvez sem intenção, que a geração de eletricidade não é um monopólio natural e que esta pode ser aberta à livre competição.

Um fato totalmente diferente adotado pelos Estados Unidos e a Espanha diz respeito ao dimensionamento do sistema. Nos Estados Unidos, na etapa pós reformulação do PURPA, foi estabelecido que o dimensionamento do sistema de cogeração seja para operar em paridade térmica, mas na Espanha a Lei 54/1997 e o RD 2818/1998 obrigaram a projetar o sistema em

paridade elétrica, o qual afetou negativamente a eficiência. Porém, ambas regulamentações, tiveram como consequência a diminuição da eletricidade repassada às concessionárias.

Na Espanha, na década de 1990, a relação do preço da eletricidade e gás natural foi tão elevada que permitiu a viabilização de muitos projetos de cogeração, com rentabilidade elevada. No Brasil, atualmente, não se tem esse cenário, pelo contrário esse diferencial é menor, uma vez que a eletricidade é relativamente “barata” no Brasil e o gás é “caro” , isto tem como consequência que alguns projetos de cogeração não sejam viabilizados, tal como foram demonstrados nos estudos de viabilidade econômica do Hospital das Clínicas da Universidade Estadual de Campinas (Gonzales et al, 2004c) e o Hospital das Clínicas da Universidade Federal de Santa Catarina (Matelli et al., 2002).

Capítulo 5

Análise de viabilidade econômica para sistemas de cogeração: Estudo de caso HC UNICAMP

Desde o ponto de vista estritamente termodinâmico, as vantagens da cogeração são evidentes. Então, por que não é um sistema universalmente adotado? A resposta para esta pergunta encontra-se em razões de caráter econômico. Nem sempre o investimento que uma instalação de cogeração precisa pode justificar a possível poupança que se pode conseguir com o investimento feito, logo, nem sempre resulta atrativa a rentabilidade do investimento (Sala, 1994).

Para a análise da viabilidade econômica, em geral, são comparados os custos operacionais sem cogeração com as alternativas de cogeração. O custo operacional menor dessas alternativas é o responsável pela amortização dos investimentos necessários à instalação do sistema de cogeração. Para começar o estudo de viabilidade econômica requerem-se os seguintes dados:

- consumo anual de energia elétrica,
- consumo anual de energia térmica,
- consumo de eletricidade na ponta e fora de ponta,
- consumo anual de combustível,
- tipo de demanda térmica,
- horas de funcionamento do sistema,
- tarifa elétrica e potência contratada,
- custo de manutenção e operação.

Neste capítulo se faz uma análise de viabilidade econômica para a implementação de um sistema de cogeração no Hospital das Clínicas da Universidade Estadual de Campinas (HC UNICAMP); isto a partir das propostas e custos extraídas das atividades da 1ª Etapa do Projeto “Economia de Energia e Cogeração na UNICAMP – ECOGERA”. Porém, as possibilidades para atender as demandas energéticas através de um sistema de cogeração no HC UNICAMP já foram estudadas por Silveira (1994) e Espirito Santo (2001).

Silveira (1994) optou por atender as demandas energéticas do HC UNICAMP através de um sistema de cogeração com turbinas a gás. Nesse estudo para a recuperação do calor optou-se por duas possibilidades: a primeira, usa os gases de exaustão da turbina para a produção de vapor em uma caldeira de recuperação; a segunda, usa os gases de exaustão como fonte de calor de um sistema de refrigeração por absorção para produzir água gelada necessária para a climatização do hospital. Na produção de vapor foram estudados três casos: no primeiro caso, o limite de geração de vapor correspondente a máxima demanda a qual foi estimada em 3600 kg/h; no segundo, a produção de vapor será a necessária para atender a cozinha a qual foi estimada em 800 kg/h; no terceiro, a produção de vapor será a necessária para atender a demanda na lavanderia a qual foi estimada em 2160 kg/h. A produção de água gelada, quarto caso, será a necessária para substituir ao sistema de refrigeração por compressão de freon a qual foi estimada em 700 TR.

Espirito Santo (2001) avaliou as possibilidades de implantação de um sistema de cogeração, para atender as demandas energéticas no HC UNICAMP. O trabalho mostra quatro alternativas de sistemas de cogeração, uma mais complexa que a outra, tendo como equipamentos comuns uma turbina a gás e uma caldeira de recuperação. O primeiro sistema trabalha em paridade elétrica; a eletricidade será produzida através de um gerador acoplado à turbina a gás, uma caldeira de recuperação aproveitaria os gases de exaustão para gerar o vapor demandado pelo HC. O segundo sistema também trabalha em paridade elétrica, mas diferentemente do caso anterior este possui um sistema de refrigeração por absorção de duplo estágio para produzir água gelada necessária para a climatização do HC. O terceiro sistema é similar ao segundo, com a diferença do sistema de cogeração operar a plena carga, sendo os excedentes de energia elétrica vendidos ao campus da UNICAMP pelo custo de consumo de

eletricidade da rede. O quarto sistema também operaria a plena carga, mas com um sistema para resfriar o ar na entrada da turbina a gás com a finalidade de incrementar a potencia da turbina a gás.

5.1 Demandas de Energia do HC UNICAMP

A Figura 20 apresenta a curva de demanda de eletricidade do HC-Unicamp medida entre 13 de março do 2000 a 09 de fevereiro do 2001. A Figura 21 apresenta a curva de consumo de eletricidade do HC-Unicamp medida entre 13 de março do 2000 a 09 de fevereiro do 2001.

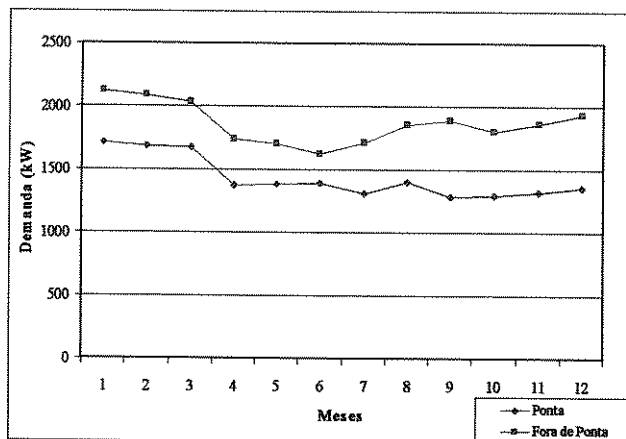


Figura 20 – Demanda de eletricidade

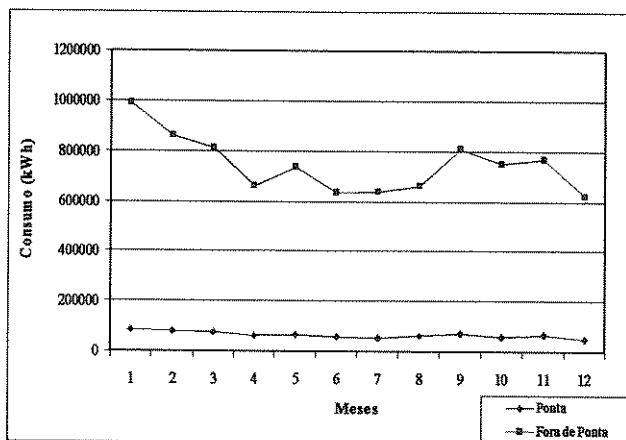


Figura 21 – Consumo de eletricidade

A Figura 22 apresenta a curva de demanda de vapor medida entre março e abril do 1996, o vapor é saturado a 8 bar de pressão. A Figura 23 apresenta a curva de demanda da água gelada para condicionamento do ambiente medida no mês de janeiro de 1998. Os dados para fazer as curvas das figuras 20, 21, 22 e 23 foram obtidos da tese de doutorado de Espirito Santo (2001).

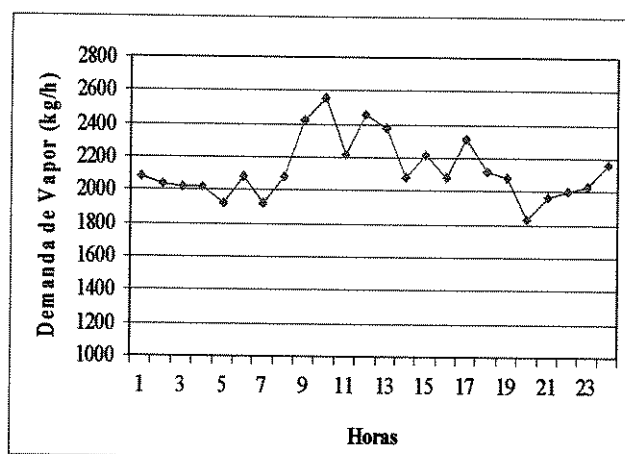


Figura 22 – Demanda de vapor

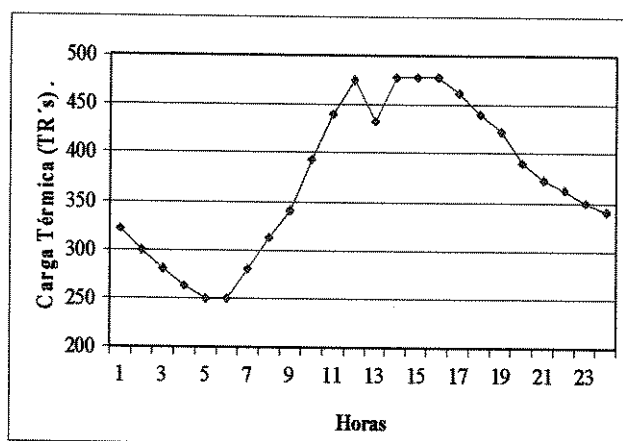


Figura 23 – Demanda de água gelada

5.2 Alternativas de solução

Dentro das atividades desenvolvidas ao longo da 1ª Etapa do Projeto “Economia de Energia e Cogeração na UNICAMP – ECOGERA”, os pesquisadores do Núcleo Interdisciplinar de Planejamento de Sistemas Energéticos – NIPE, solicitaram às empresas de

consultoria e fabricantes, alternativas de sistemas de cogeração. A Tabela 4 apresenta estas propostas de solução.

Tabela 4 – Propostas de solução para a cogeração no HC-UNICAMP

Empresa	Solução	Máquina motora	Caldeira recuperação	Chiller absorção	Investimento (US\$)
IBERESE S.A.	IB-1	2 x MCI Caterpillar 810 kWe (cada) 33,2% de eficiência elétrica	vapor saturado 10 bar +/- 1300 kg/h	Simple efeito 250 TR's	1.730.000
	IB-2	3 x MCI Caterpillar 810 kWe (cada) 33,2% de eficiência elétrica	vapor saturado 10 bar +/- 2000 kg/h	Simple efeito 380 TR's	2.381.000
UNLÃO Engenharia	UN-1	TG Pratt & Whitney ST-30 3300 kWe (ISO) 2350 kWe; 26,9%; 30o C 75% UR	vapor saturado 8 bar 6948 kg/h	duplo efeito 800 TR's	4.067.980
	UN-2	TG Pratt & Whitney ST-40 4000 kWe (ISO) 2951 kWe; 28,5%; 30o C 75% UR	vapor saturado 8 bar 8154 kg/h	duplo efeito 800 TR's	4.206.319
Koblitz	KO-1	2 x MCI 1750 kWe (cada) 38,6% de eficiência elétrica	vapor saturado 8 bar 3000 kg/h 1 operando + 1 reserva	simple efeito 290 TR's	3.528.520,44
Stemaq	ST-1	TG GE PGT5 5000 kWe (ISO)	vapor saturado 10 bar 12100 kg/h		5.848.858,17

5.3 Análise Econômica

A partir dos dados da Tabela 4, fez-se uma análise econômica das diferentes propostas. Os passos e considerações foram os seguintes:

- para o cálculo das compras ou vendas da eletricidade, foi utilizada a tarifa do tipo A2 para ponta e fora de ponta,
- no caso das vendas considerou-se que o excesso de energia elétrica gerada poderia ser vendida para o Campus da UNICAMP,
- no caso em que o sistema não pode gerar todo o vapor necessário, o déficit de vapor será gerado da forma como é feito atualmente, mediante uma caldeira,
- no caso que o sistema não possa atender a demanda de carga térmica para climatização o resfriamento faltante será gerado por *chillers* de compressão,
- cálculo das despesas de operação e manutenção, cálculo das receitas por energia evitada, tabela de resumo das despesas e receitas e fluxo de caixa para a análise econômica.

5.3.1 Análise Econômica com variação do custo de gás natural

Depois de fazer cálculos com o custo atual do gás natural e com uma taxa de atratividade de 10 %, observou-se que as alternativas apresentadas pelas empresas não eram viáveis economicamente.

Gonzales et al. (2004c) mostrou que os melhores desempenhos econômicos eram as alternativas que usavam o motor de combustão interna em seu ciclo. Por este motivo, realizou-se um estudo econômico (análise de sensibilidade) procurando diferentes cenários para as alternativas que usam o motor de combustão interna em seu ciclo de trabalho.

Para a geração dos cenários variou-se o custo do gás natural (CGN) e a taxa de atratividade (TA). Trabalhou-se com dois tipos de tarifas: A2, que é a atual tarifa do HC UNICAMP, e A4, com a finalidade de ver a influência do tipo de tarifa no desempenho econômico. Para a análise calculou-se o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR) e o *Payback*, para todas as condições, referentes às propostas com motores de combustão interna.

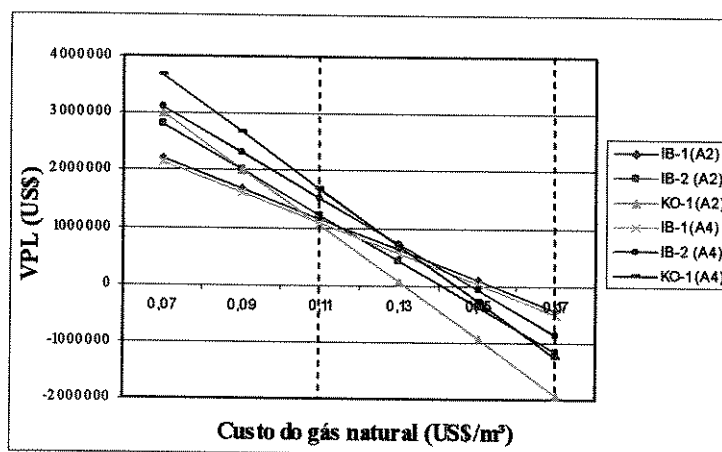


Figura 24 – VPL (TA: 6%) com variação do custo de gás natural

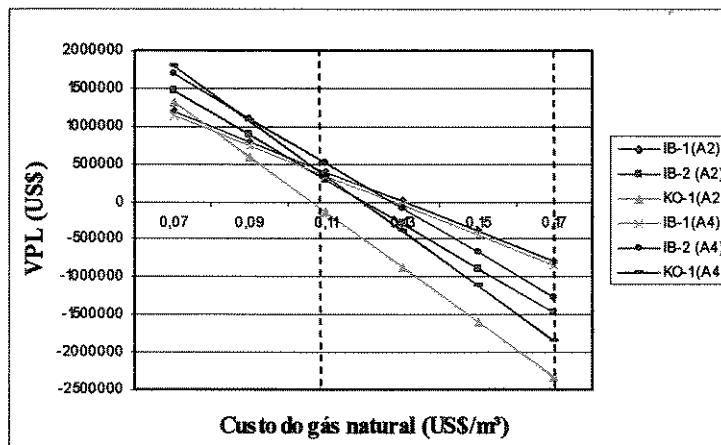


Figura 25 – VPL (TA: 10%) com variação do custo de gás natural

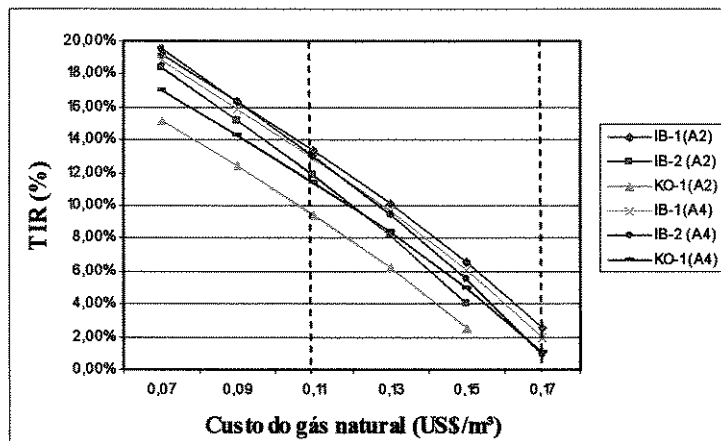


Figura 26 – TIR com variação do custo de gás natural

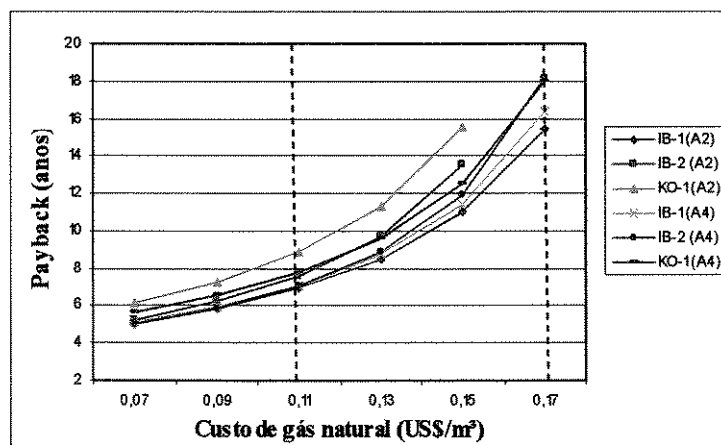


Figura 27 – Payback com variação do custo de gás natural

Com base nas figuras 24, 25, 26 e 27, pode-se concluir o seguinte: nenhuma alternativa é viável economicamente com o custo atual do gás natural (US\$ 0,17/m³) e da energia elétrica; a solução IB-1 apresenta o melhor desempenho econômico e a solução KO-1 apresenta o pior desempenho econômico.

Quando a análise é feita considerando para o preço da energia elétrica a tarifa A4, o desempenho econômico das propostas IB-2 e KO-1 melhora consideravelmente; isto se deve ao fato de que, para a análise de viabilidade, o preço da energia elétrica é um custo evitado, e esta ao ser maior representa uma receita maior para o projeto.

5.3.2 Análise econômica com mudança do diferencial de preço energético

Tendo visto na seção 5.3.1 a forte influência do diferencial de preços energético, preço da eletricidade e do gás natural nos resultados do estudo da viabilidade econômica para sistemas de cogeração, nesta seção vai-se fazer uma análise de sensibilidade mudando o diferencial de preços energéticos. Para isto, o diferencial de preço energético é definido com a seguinte equação:

$$m = \frac{P_{ele}}{P_{gás}} \quad (1)$$

P_{ele} : Preço de eletricidade (US\$/MWh)

$P_{gás}$: Preço do gás natural (US\$/MWh)

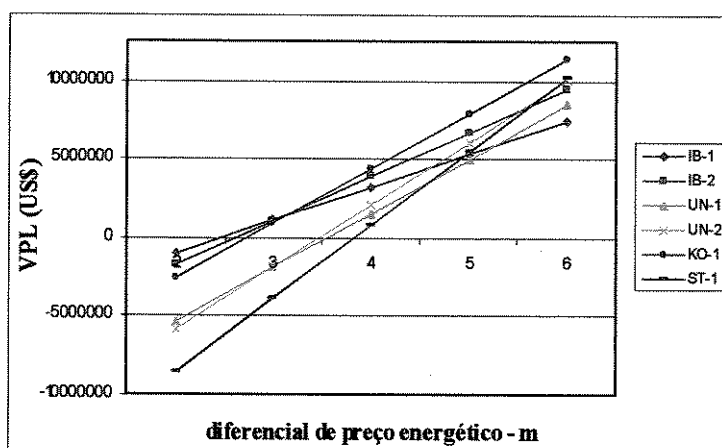


Figura 28 – VPL (TA: 10%)

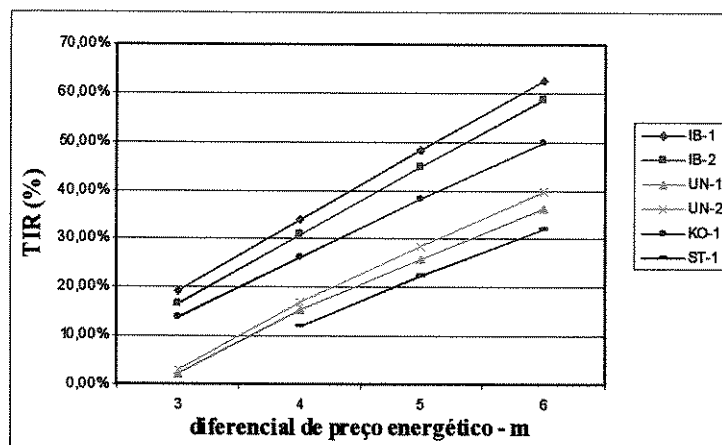


Figura 29 – TIR

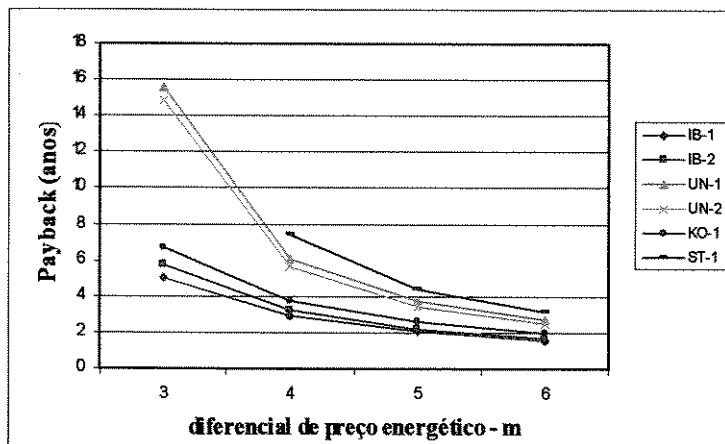


Figura 30 – Payback

Atualmente o diferencial de preço energético é de aproximadamente 2, isto quando é comparado o preço atual do gás natural e o preço atual da eletricidade (considerando Tarifa A2 fora de ponta). Com base nas figuras 28, 29 e 30, pode-se perceber que quando o diferencial é maior, o desempenho econômico do projeto melhora.

5.4 Conclusões preliminares

Quando o preço do gás natural é reduzido, os desempenhos econômicos dos sistemas de cogeração propostos aumentam consideravelmente. Pode-se perceber que com o custo de gás natural de US\$ 0,11/m³ as propostas, mesmo assim com tarifa A2, começam a ser viabilizadas economicamente. Porém, para chegar nesse custo de gás natural, as tarifas de gás deveriam ser reduzidas em 35,2 %, tendo visto que o custo atual de gás natural é de US\$ 0,17/m³.

Pode-se ver que para diferenciais de preços energéticos maiores ou iguais a 3 os projetos, principalmente os que usam motor a combustão interna em seu ciclo, começam a ser viáveis economicamente. Embora, para que isto aconteça a tarifa de energia elétrica deveria subir em cerca de 50 % e o preço do gás natural deveria ser mantido constante.

Capítulo 6

Análise energética e exergética: Estudo de caso HC UNICAMP

Para fazer a avaliação do desempenho de um sistema através da Primeira Lei da Termodinâmica dispõe-se de muitos índices de desempenho. Guarinelo et al. (2000) calculou vários índices de desempenhos clássicos baseados na Primeira Lei da Termodinâmica para um sistema de cogeração proposto para suprir as demandas térmicas e elétricas de um pólo industrial situado na cidade do Cabo (Pernambuco, Brasil). Neste trabalho são adotados quatro índices: o fator de utilização de energia (FUE), rendimento elétrico artificial ($\eta_{\text{ele.art}}$), índice de poupança de energia (IAE) e a eficiência PURPA (η_{purpa}).

Braga e Afonso (2000) realizaram a análise energética e exergética de um sistema de cogeração de 4 MW localizado em Porto-Portugal. O sistema está constituído pelos dois primeiros motores de combustão interna a gás natural instalados e em operação em Portugal, cada um de 2 MW. O sistema tem uma caldeira de recuperação que é comum a ambos motores e aproveita o calor dos gases de exaustão para produzir vapor de baixa pressão que é consumido depois no processo. Esse trabalho mostrou a eficiência racional para a planta total, a caldeira, o sistema da recuperação do calor e o motor.

Matelli et al. (2002) realizou um trabalho que descreve a análise exergética, econômica e ambiental de um sistema de cogeração baseado num motor de combustão interna a gás natural proposto para atender as demandas energéticas do Hospital da Universidade Federal de Santa Catarina. O sistema considerado é baseado em dois motores de 450 kWe. A análise energética mostra que a eficiência global é de 68 %. A análise exergética mostra que a eficiência racional do

motor é 50 %, o qual é um valor enorme, e da caldeira de recuperação 53 %. Com este sistema a emissão global do CO₂ é quase três vezes mais baixa do que a planta atual.

6.1 Descrição do sistema de cogeração

O sistema de cogeração apresentado neste trabalho é composto basicamente por um motor de combustão interna, uma caldeira de recuperação, um sistema de refrigeração por absorção e uma torre de resfriamento. Os detalhes podem ser vistos na Figura 31.

O motor de combustão interna é da série VHP9500G da marca Waukesha, e possui uma capacidade nominal de 1075 kW. O combustível fornecido ao motor é gás natural. O resfriamento da camisa e do circuito auxiliar do motor é aproveitado para aquecer água, que depois será utilizada como fonte de energia térmica no sistema de refrigeração por absorção. O gás de escape do motor possui elevada qualidade de energia térmica, que será depois utilizada numa caldeira de recuperação.

A caldeira de recuperação (*Heat Recovery Steam Generator-HRSG*) é de dois níveis de pressão, e aproveita a energia térmica contida no gás de escape do motor. A caldeira possui dois economizadores, um de baixa pressão para aquecimento de água que irá ao desaerador, e de alta pressão, após a saída da bomba de alimentação. Uma parte do vapor produzido é posteriormente injetada no desaerador.

O sistema de refrigeração por absorção (SRA), que utiliza como fluido de trabalho LiBr-H₂O, é de simples estágio. Utiliza como fonte de energia o calor da água quente que se produz no sistema de arrefecimento do motor. O condensador e o evaporador do SRA trabalham numa temperatura de 40°C e 5°C, respectivamente. O condensador e o absorvedor do SRA precisam ser resfriados e, para isso, é passado uma corrente de água por eles.

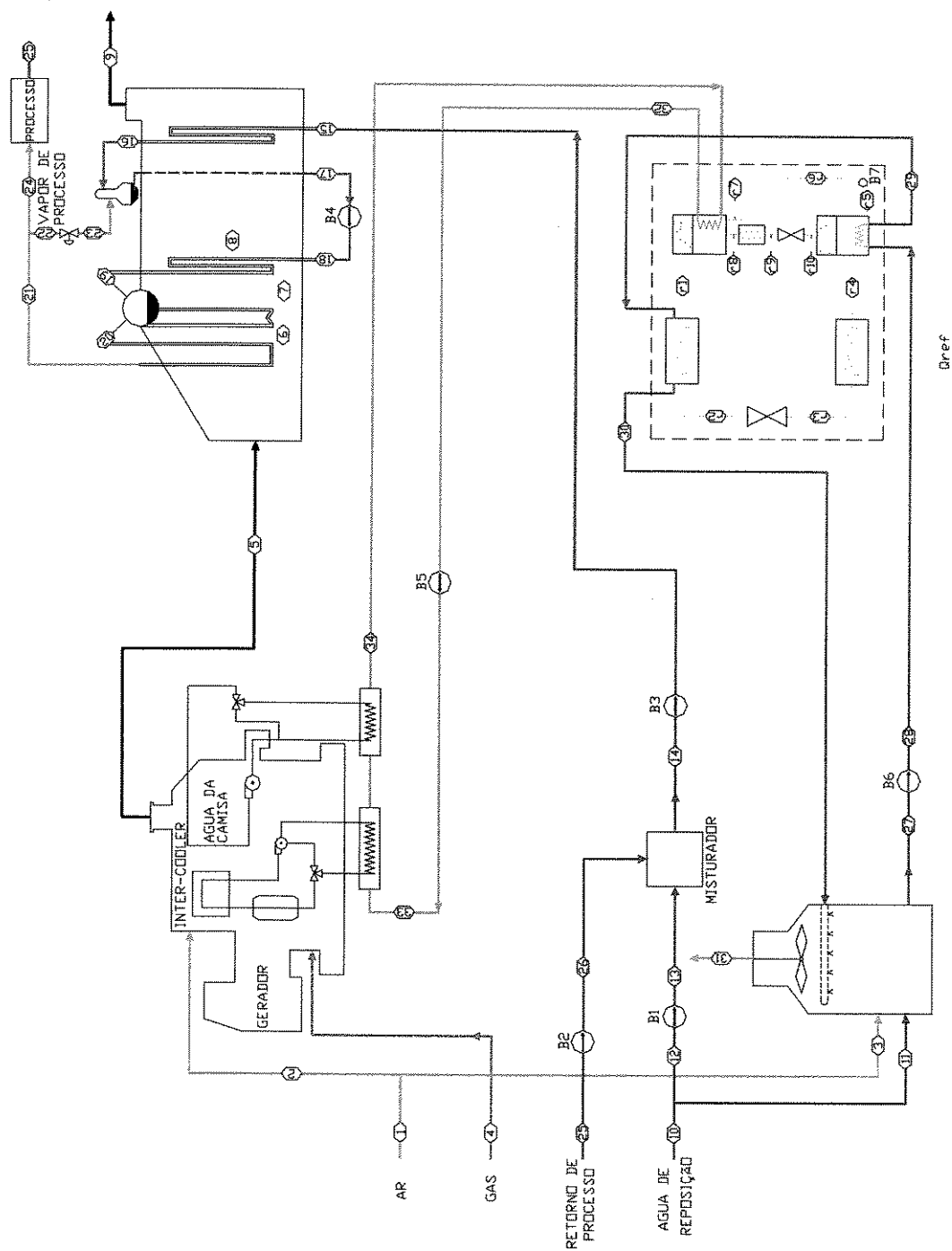


Figura 31 - Sistema de cogeração proposto para o HC UNICAMP

A torre de resfriamento (TRE) é utilizada para resfriar a água que foi usada para o resfriamento do absorvedor e o condensador do SRA. Devido ao resfriamento evaporativo que ocorre na TRE, esta precisa de água de reposição para compensar a água que se evapora e vai para a atmosfera junto com o ar seco

6.2 Análise energética

Os métodos de análise energética e exergética são ferramentas bem estabelecidas; estes métodos utilizam a primeira e segunda lei da termodinâmica, respectivamente, para o estudo de processos de conversão de energia.

A análise energética, ou análise pela primeira lei da termodinâmica, não avalia a qualidade de energia contida num sistema, não distingue entre calor e trabalho, e não indica se uma forma de energia pode ou não pode ser convertida completamente em outra. Segundo Aphornratana S. e Eames W. (1995), como a energia é conservativa, os efeitos de processos irreversíveis, tal como a queda de pressão dos fluidos em válvulas e tubulações, não são mostrados neste tipo de análise. Porém, a análise de processos pela primeira lei da termodinâmica é mais utilizada e conhecida.

6.2.1 Índices de desempenho baseados na Primeira Lei da Termodinâmica

6.2.1.1 Fator de Utilização de Energia (FUE)

Este é um dos parâmetros mais utilizados para a avaliação de desempenho baseados na Primeira Lei da Termodinâmica (Horlock, 1997). O FUE é definido como a razão entre o produto total e o aporte energético. Para sistemas de produção de energia térmica e elétrica o FUE é dado por:

$$FUE = \frac{\dot{W}_e + \dot{Q}_{\text{útil}}}{\dot{m}_{\text{comb}} \cdot PCI} \quad (2)$$

$\dot{W}_e$: potência elétrica líquida produzida

$\dot{Q}_{\text{útil}}$: fluxo de calor útil

$\dot{m}_{\text{comb}}$: vazão mássica de combustível

PCI : poder calorífico inferior

Segundo Guarinelo (1997), este parâmetro é pouco significativo e às vezes induz o elemento decisor de um projeto a erros de interpretação, pois é visto que na medida que reduz-se a capacidade de produção de eletricidade, o FUE tende a elevar-se, tendendo a igualar-se à eficiência térmica de uma caldeira.

6.2.1.2 Rendimento Elétrico Artificial

Este é outro critério que se utiliza para a avaliação de desempenho baseado na Primeira Lei da Termodinâmica. Segundo Sala (1994), este índice utiliza em sua definição o conceito de consumo de combustível artificial, atribuível à eletricidade produzida. O $\eta_{\text{ele.art}}$ é dado por:

$$\eta_{\text{ele.art}} = \frac{\dot{W}_e}{\dot{m}_{\text{comb}} \cdot \text{PCI} - \frac{\dot{Q}_{\text{útil}}}{\eta_b}} \quad (3)$$

η_b : rendimento de uma caldeira convencional

6.2.1.3 Índice de Economia de Energia (IEE)

Este índice, definido por Horlock (1997), consiste em comparar a poupança de combustível numa planta de cogeração com a que se requereria para satisfazer essa mesma demanda de eletricidade e calor, se ambas fossem produzidas na forma convencional em instalações independentes, isto é, numa usina de potência de rendimento elétrico η_e e numa caldeira de rendimento η_b .

$$\text{IEE} = \frac{\frac{\dot{W}_e}{\eta_e} + \frac{\dot{Q}_{\text{útil}}}{\eta_b} - \dot{m}_{\text{comb}} \cdot \text{PCI}}{\frac{\dot{W}_e}{\eta_e} + \frac{\dot{Q}_{\text{útil}}}{\eta_b}} \quad (4)$$

η_e : rendimento elétrico de uma usina convencional

6.2.1.4 Eficiência Purpa

Nos Estados Unidos, com a publicação em 1978 do PURPA, os benefícios obtidos com a implementação dos sistemas de cogeração são avaliados segundo a eficiência determinada pelo PURPA (Orlando, 1996). Se um cogerador deseja vender energia elétrica para a rede, o mesmo deve obter um valor mínimo de 42% desta eficiência, definida como segue.

$$\eta_{\text{purpa}} = \frac{\dot{W}_e + 0,5 \cdot \dot{Q}_{\text{útil}}}{\dot{m}_{\text{comb}} \cdot \text{PCI}} \quad (5)$$

As variáveis dos quatro índices apresentados anteriormente, para o sistema mostrado na Figura 31 foram calculadas e tomadas da seguinte forma:

$$\dot{W}_e = \dot{W}_{\text{motor}} - (\dot{W}_{B1} + \dot{W}_{B2} + \dot{W}_{B3} + \dot{W}_{B4} + \dot{W}_{B5} + \dot{W}_{B6} + \dot{W}_{B7}) \quad (6)$$

$$\dot{Q}_{\text{útil}} = (\dot{m}_{24} \cdot h_{24} - \dot{m}_{15} \cdot h_{15}) + (\dot{m}_{34} \cdot h_{34} - \dot{m}_{32} \cdot h_{32}) \quad (7)$$

$\dot{W}_{\text{motor}}$: potência elétrica produzida pelo motor (kW);

$\dot{W}_{Bi}$: potência consumida pela bomba “i” (kW);

$\dot{m}_{\text{comb}} = \dot{m}_4$

$\dot{m}_{15}$, $\dot{m}_{24}$, $\dot{m}_{32}$ e $\dot{m}_{34}$: fluxo mássico no ponto 15, 24, 32 e 34 respectivamente (kg/s);

h_{15} , h_{24} , h_{32} e h_{34} : entalpia específica no ponto 15, 24, 32 e 34 respectivamente (kJ/kg);

6.2.2 Equacionamento do sistema de cogeração

Nesta parte do trabalho se faz o equacionamento geral do sistema de cogeração através de balanço de energia e massa. Para resolver o conjunto de equações, assim como para obter as propriedades termodinâmicas dos diferentes fluxos do sistema foi usado o Software EES.

6.2.2.1 Equacionamento do motor de combustão interna

Os dados de desempenho do motor em carga parcial foram tomados dos catálogos providos por Waukesha (1999). Baseados nesses dados foram desenvolvidos equações para o cálculo da temperatura dos gases de escape, fluxo mássico dos gases de escape, calor perdido por radiação, calor disponível na refrigeração da camisa e lubrificante em função da carga do motor, representadas respectivamente pelas equações 8, 9, 10, 11 e 12.

$$T_{esc} = -539,29.q^2 + 1135,9.q + 48,375 \quad (8)$$

$$\dot{m}_{esc} = (211,86.q^2 + 5175,2.q - 136,094)/3600 \quad (9)$$

$$\dot{Q}_{irrad} = -250,39.q^2 + 724,73.q - 264,63 \quad (10)$$

$$\dot{Q}_{cam} = -1001,5.q^2 + 2425,9.q - 442,37 \quad (11)$$

$$\dot{Q}_{lub} = -385,21.q^2 + 766,83.q - 264,63 \quad (12)$$

Além disso, para terminar o modelamento termodinâmico são necessárias equações de balanço de massa e energia, as quais são dadas por:

$$\dot{m}_5 = \dot{m}_2 + \dot{m}_4 \quad (13)$$

$$\dot{Q}_{cam} + \dot{Q}_{lub} + \dot{Q}_{irrad} - \dot{W}_{motor} = \dot{m}_5.h_5 - \dot{m}_2.h_2 - \dot{m}_4.h_4 \quad (14)$$

$$\dot{m}_{33} = \dot{m}_{34} \quad (15)$$

$$\dot{Q}_{cam} + \dot{Q}_{lub} = \dot{m}_{33}.h_{33} - \dot{m}_{34}.h_{34} \quad (16)$$

q : porcentagem de carga (0,75 – 1)

$\dot{Q}_{cam}$: calor tirado pela água de refrigeração do motor (kW);

$\dot{Q}_{lub}$: calor tirado do sistema de lubrificação (kW);

$\dot{Q}_{irrad}$: calor irradiado pelas paredes laterais do motor (kW);

$\dot{m}_5, \dot{m}_{esc}$: vazão dos produtos de combustão (kg/s);

$\dot{m}_2$ e $\dot{m}_4$: vazão de ar e combustível, respectivamente, necessários para a combustão (kg/s);

h_2 , h_4 e h_5 : entalpia específica no ponto 2, 4 e 5 respectivamente (kJ/kg).

O gás natural foi considerado como uma mistura de metano, etano e propano com as seguintes frações molares: $y_{CH_4} = 0,8959$, $y_{C_2H_6} = 0,0601$ e $y_{C_3H_8} = 0,044$. Então, com esta composição do gás natural o hidrocarboneto equivalente é: $C_{x}H_y = C_{1,1481}H_{4,2962}$.

O ar foi considerado como uma mistura de oxigênio, nitrogênio e água, os quais tem composição y_{O_2} , y_{N_2} e y_{H_2O} respectivamente, tais que $y_{O_2} + y_{N_2} + y_{H_2O} = 1$. O ar seco é considerado como uma composição volumétrica de 21 % de oxigênio e 79 % de nitrogênio. A fração de água no ar é proporcional à umidade relativa do meio, e pode ser calculada com a seguinte equação:

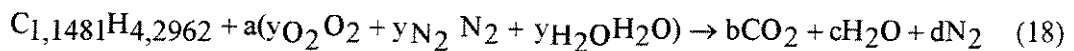
$$y_{H_2O} = \phi \left(\frac{P_v}{P_b} \right) \quad (17)$$

ϕ : umidade relativa do ar;

P_v : pressão de vapor de saturação na temperatura local (kPa);

P_b : pressão atmosférica local (kPa).

Para determinar a relação ar/combustível estequiométrico (AC_{esteq}) é usado, em base a 1 kmol de combustível com a quantidade estequiométrica de ar, a seguinte equação de combustão completa:



Para o cálculo da relação ar/combustível estequiométrico (AC_{esteq}), a relação ar/combustível real (AC_{real}) e o excesso de ar (e_{ar}) foram utilizadas as seguintes equações:

$$AC_{\text{esteq}} = a \left(\frac{M_{\text{ar}}}{M_{\text{comb}}} \right) \quad (19)$$

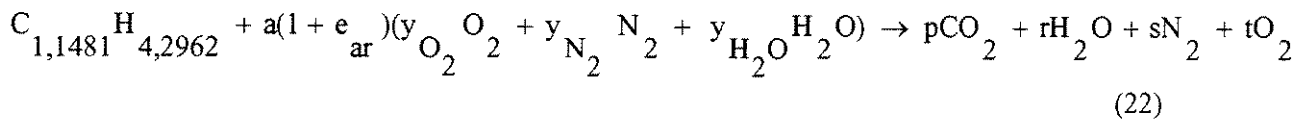
$$AC_{\text{real}} = \frac{\dot{m}_{\text{ar}}}{\dot{m}_{\text{comb}}} = \frac{\dot{m}_2}{\dot{m}_4} \quad (20)$$

$$e_{\text{ar}} = \frac{AC_{\text{real}} - AC_{\text{esteq}}}{AC_{\text{esteq}}} \quad (21)$$

M_{ar} : massa molecular de ar (kg/kmol);

M_{comb} : massa molecular de combustível (kg/kmol).

A reação real de combustão é:



As frações molares dos produtos da combustão são:

$$\begin{aligned} y_{CO_2_{\text{prod}}} &= \frac{p}{p+r+s+t} & ; & & y_{H_2O_{\text{prod}}} &= \frac{r}{p+r+s+t} ; \\ y_{N_2_{\text{prod}}} &= \frac{s}{p+r+s+t} & ; & & y_{O_2_{\text{prod}}} &= \frac{t}{p+r+s+t} \end{aligned} \quad (23)$$

Os fluxos de quilomols (kmol/s) dos reagentes e produtos estão definidos por:

$$\begin{aligned}\dot{N}_{C_{1,1481}H_{4,2962}} &= \frac{\dot{m}_4}{M_{comb}} & ; & \quad \dot{N}_{ar} = \frac{\dot{m}_2}{M_{ar}} \\ \dot{N}_{CO_2_{prod}} &= y_{CO_2_{prod}} \left(\frac{\dot{m}_5}{M_{prod}} \right) & ; & \quad \dot{N}_{H_2O_{prod}} = y_{H_2O_{prod}} \left(\frac{\dot{m}_5}{M_{prod}} \right) \\ \dot{N}_{N_2_{prod}} &= y_{N_2_{prod}} \left(\frac{\dot{m}_5}{M_{prod}} \right) & ; & \quad \dot{N}_{O_2_{prod}} = y_{O_2_{prod}} \left(\frac{\dot{m}_5}{M_{prod}} \right)\end{aligned} \quad (24)$$

M_{prod} : massa molecular dos produtos da combustão (kg/kmol);

A equação 20 mostra o balanço de energia no motor:

$$\begin{aligned}\dot{Q}_{cam} + \dot{Q}_{lub} + \dot{Q}_{irrad} - \dot{W}_{motor} &= \dot{N}_{CO_2_{prod}} h_{CO_2} + \dot{N}_{H_2O_{prod}} h_{H_2O} \\ &+ \dot{N}_{N_2_{prod}} h_{N_2} + \dot{N}_{O_2_{prod}} h_{O_2} - \dot{N}_{C_{1,1481}H_{4,2962}} h_{C_{1,1481}H_{4,2962}} - \dot{N}_{ar} h_{ar}\end{aligned} \quad (25)$$

Na equação 25, foram utilizadas as Tabelas Janaff do EES, nas quais as entalpias de formação estão somadas às entalpias de cada gás.

6.2.2.2 Equacionamento da caldeira de recuperação

A caldeira de recuperação recebe do motor, à temperatura T_5 , o fluxo de gases de exaustão; com isto ela deve gerar vapor para ser utilizado depois no processo. A água de alimentação do HRSG é composta do fluxo de retorno do condensado, fluxo 25, e da água de reposição, fluxo 12, isto devido às perdas decorrentes na utilização do vapor.

O equacionamento do HRSG está baseado nos balanços de energia do superaquecedor, do evaporador, dos economizadores de alta e baixa pressão, que estão representados respectivamente pelas equações 28, 31, 34 e 37. Além disso, tendo em vista que nas caldeiras de recuperação é fundamental a verificação das restrições associadas ao *pinch point* e *approach point*, estas foram fixada em 20°C e 3°C respectivamente.

Segundo Macchi et al.¹ (apud Guarinelo, 1997), as perdas totais de calor para o meio ambiente no HRSG, através de irradiação e convecção, são 0,7 % da energia total trocada na caldeira. Tais perdas foram distribuídas nos quatro subsistemas da caldeira através do rendimento térmico (η_{term}).

O balanço de massa e energia no superaquecedor é dado por:

$$\dot{m}_5 = \dot{m}_6 \quad (26)$$

$$\dot{m}_{21} = \dot{m}_{20} \quad (27)$$

$$(\dot{m}_5 \cdot h_5 - \dot{m}_6 \cdot h_6) \cdot \eta_{term} = \dot{m}_{21} \cdot h_{21} - \dot{m}_{20} \cdot h_{20} \quad (28)$$

$\dot{m}_5$ e $\dot{m}_6$: fluxo de gases quentes que flui ao longo da caldeira (kg/s);

$\dot{m}_{20}$ e $\dot{m}_{21}$: fluxo mássico de vapor a ser superaquecido entre os pontos 20 e 21 (kg/s);

h_5 , h_6 , h_{20} e h_{21} : entalpias específicas dos pontos 5, 6, 20 e 21 respectivamente (kJ/kg).

η_{term} : 0,982

O balanço de massa e energia no evaporador:

$$\dot{m}_6 = \dot{m}_7 \quad (29)$$

$$\dot{m}_{20} = \dot{m}_{19} \quad (30)$$

¹ Macchi et al. An assessment of thermodynamic performance of mixed gas-steam cycles: part A – Intercooled and steam-injected cycles. **Journal of Engineering for Gas Turbines and Power**. v. 117, p.489-498, 1995.

$$(\dot{m}_6.h_6 - \dot{m}_7.h_7).\eta_{term} = \dot{m}_{20}.h_{20} - \dot{m}_{19}.h_{19} \quad (31)$$

$\dot{m}_6$ e $\dot{m}_7$: fluxo de gases quentes que flui ao longo da caldeira (kg/s);

$\dot{m}_{19}$ e $\dot{m}_{20}$: fluxo mássico de água que entra ao evaporador (kg/s);

h_5, h_6, h_{20} e h_{21} : entalpias específicas dos pontos 5, 6, 20 e 21 respectivamente (kJ/kg).

O balanço de massa e energia no economizador de alta pressão:

$$\dot{m}_7 = \dot{m}_8 \quad (32)$$

$$\dot{m}_{19} = \dot{m}_{18} \quad (33)$$

$$(\dot{m}_7.h_7 - \dot{m}_8.h_8).\eta_{term} = \dot{m}_{19}.h_{19} - \dot{m}_{18}.h_{18} \quad (34)$$

$\dot{m}_7$ e $\dot{m}_8$: fluxo de gases quentes que flui ao longo da caldeira (kg/s);

$\dot{m}_{18}$ e $\dot{m}_{19}$: fluxo mássico de água que entra no economizador de alta pressão (kg/s);

h_7, h_8, h_{18} e h_{19} : entalpias específicas dos pontos 7, 8, 18 e 19 respectivamente (kJ/kg).

O balanço de energia no economizador de baixa pressão:

$$\dot{m}_8 = \dot{m}_9 \quad (35)$$

$$\dot{m}_{16} = \dot{m}_{15} \quad (36)$$

$$(\dot{m}_8.h_8 - \dot{m}_9.h_9).\eta_{term} = \dot{m}_{16}.h_{16} - \dot{m}_{15}.h_{15} \quad (37)$$

$\dot{m}_8$ e $\dot{m}_9$: fluxo de gases quentes que flui ao longo da caldeira (kg/s);

$\dot{m}_{15}$ e $\dot{m}_{16}$: fluxo mássico de água que entra no economizador de baixa pressão (kg/s);

h_8, h_9, h_{15} e h_{16} : entalpias específicas dos pontos 8, 9, 15 e 16 respectivamente (kJ/kg).

O balanço de energia no desaerador e válvula de expansão são dados por:

$$\dot{m}_{17} = \dot{m}_{23} + \dot{m}_{16} \quad (38)$$

$$0 = \dot{m}_{17} \cdot h_{17} - \dot{m}_{23} \cdot h_{23} - \dot{m}_{16} \cdot h_{16} \quad (39)$$

$$\dot{m}_{23} = \dot{m}_{22} \quad (40)$$

$$0 = \dot{m}_{23} \cdot h_{23} - \dot{m}_{22} \cdot h_{22} \quad (41)$$

$\dot{m}_{17}$: fluxo mássico de água que sai do desaerador e entra na bomba de alimentação (kg/s);

$\dot{m}_{23}$: fluxo mássico de vapor;

h_{16} , h_{17} , h_{22} e h_{23} : entalpias específicas dos pontos 16, 17, 22 e 23 respectivamente (kJ/kg).

6.2.2.3 Equacionamento do sistema de refrigeração por absorção

A operação do sistema de refrigeração por absorção foi apresentada no capítulo 3; para efeitos deste trabalho foi considerada uma concentração diluída (X_d) de 55 % e uma concentração concentrada (X_c) de 60 %. Na Figura 31 os pontos r8, r9 e r10 trabalham com solução concentrada e os pontos r5, r6 e r7 com solução diluída.

O sistema de refrigeração por absorção foi modelado em regime permanente através de equações de balanços de massa e energia. A maioria dos subsistemas do SRA são fundamentalmente trocadores de calor. A entalpia da mistura LiBr/H₂O foi obtida através das tabelas de propriedades do *software EES*. Os balanços de massa e energia são dados por:

Absorvedor

$$\dot{m}_{r5} = \dot{m}_{r4} + \dot{m}_{r10} \quad (42)$$

$$\dot{m}_{r5} = \frac{X_c}{X_c - X_d} \dot{m}_{r4} \quad (43)$$

$$\dot{m}_{28} = \dot{m}_{29} \quad (44)$$

$$\dot{Q}_{abs} = \dot{m}_{r5} \cdot h_{r5} - \dot{m}_{r4} \cdot h_{r4} - \dot{m}_{r10} \cdot h_{r10} = \dot{m}_{28} \cdot h_{28} - \dot{m}_{29} \cdot h_{29} \quad (45)$$

Bomba

$$\dot{m}_{r6} = \dot{m}_{r5} \quad (46)$$

$$-\dot{W}_{B7} = \dot{m}_{r6} \cdot h_{r6} - \dot{m}_{r5} \cdot h_{r5} \quad (47)$$

Trocador de calor

$$\dot{m}_{r7} = \dot{m}_{r6} \quad (48)$$

$$\dot{m}_{r8} = \dot{m}_{r9} \quad (49)$$

$$\dot{Q}_{tc} = \dot{m}_{r7} \cdot h_{r7} - \dot{m}_{r6} \cdot h_{r6} = \dot{m}_{r8} \cdot h_{r8} - \dot{m}_{r9} \cdot h_{r9} \quad (50)$$

Válvula de expansão da solução

$$\dot{m}_{r10} = \dot{m}_{r9} \quad (51)$$

$$0 = \dot{m}_{r10} \cdot h_{r10} - \dot{m}_{r9} \cdot h_{r9} \quad (52)$$

Gerador

$$\dot{m}_{r1} + \dot{m}_{r8} = \dot{m}_{r7} \quad (53)$$

$$\dot{m}_{34} = \dot{m}_{32} \quad (54)$$

$$\dot{Q}_{ger} = \dot{m}_{r1} \cdot h_{r1} + \dot{m}_{r8} \cdot h_{r8} - \dot{m}_{r7} \cdot h_{r7} = \dot{m}_{34} \cdot h_{34} - \dot{m}_{32} \cdot h_{32} \quad (55)$$

Condensador

$$\dot{m}_{r2} = \dot{m}_{r1} \quad (56)$$

$$\dot{m}_{29} = \dot{m}_{30} \quad (57)$$

$$\dot{Q}_{cond} = \dot{m}_{r2} \cdot h_{r2} - \dot{m}_{r1} \cdot h_{r1} = \dot{m}_{29} \cdot h_{29} - \dot{m}_{30} \cdot h_{30} \quad (58)$$

Válvula de expansão do refrigerante

$$\dot{m}_{r3} = \dot{m}_{r2} \quad (59)$$

$$0 = \dot{m}_{r3} \cdot h_{r3} - \dot{m}_{r2} \cdot h_{r2} \quad (60)$$

Evaporador

$$\dot{m}_{r4} = \dot{m}_{r3} \quad (61)$$

$$\dot{Q}_{ref} = \dot{m}_{r4} \cdot h_{r4} - \dot{m}_{r3} \cdot h_{r3} \quad (62)$$

O coeficiente de performance (COP) é dado por:

$$\text{COP} = \frac{\dot{Q}_{\text{ref}}}{\dot{Q}_{\text{ger}} + \dot{W}_{B7}} \quad (63)$$

6.2.2.4 Equacionamento dos outros equipamentos

Bombas:

$$\dot{m}_{13} = \dot{m}_{12} \quad (64)$$

$$- \dot{W}_{B1} = \dot{m}_{13} \cdot h_{13} - \dot{m}_{12} \cdot h_{12} \quad (65)$$

$$\dot{m}_{26} = \dot{m}_{25} \quad (66)$$

$$- \dot{W}_{B2} = \dot{m}_{26} \cdot h_{26} - \dot{m}_{25} \cdot h_{25} \quad (67)$$

$$\dot{m}_{15} = \dot{m}_{14} \quad (68)$$

$$- \dot{W}_{B3} = \dot{m}_{15} \cdot h_{15} - \dot{m}_{14} \cdot h_{14} \quad (69)$$

$$\dot{m}_{18} = \dot{m}_{17} \quad (70)$$

$$- \dot{W}_{B4} = \dot{m}_{18} \cdot h_{18} - \dot{m}_{17} \cdot h_{17} \quad (71)$$

$$\dot{m}_{33} = \dot{m}_{32} \quad (72)$$

$$- \dot{W}_{B5} = \dot{m}_{33} \cdot h_{33} - \dot{m}_{32} \cdot h_{32} \quad (73)$$

$$\dot{m}_{28} = \dot{m}_{27} \quad (74)$$

$$- \dot{W}_{B6} = \dot{m}_{28} \cdot h_{28} - \dot{m}_{27} \cdot h_{27} \quad (75)$$

As bombas foram consideradas com 60 % de eficiência isentrópica.

Misturador:

$$\dot{m}_{14} = \dot{m}_{26} + \dot{m}_{13} \quad (76)$$

$$0 = \dot{m}_{14} \cdot h_{14} - \dot{m}_{26} \cdot h_{26} - \dot{m}_{13} \cdot h_{13} \quad (77)$$

Torre de resfriamento:

$$\dot{m}_{27} = \dot{m}_{30} \quad (78)$$

$$\dot{m}_{31} = \dot{m}_3 + \dot{m}_{11} \quad (79)$$

$$-\dot{W}_V = \dot{m}_{31} \cdot h_{31} + \dot{m}_{27} \cdot h_{27} - \dot{m}_3 \cdot h_3 - \dot{m}_{30} \cdot h_{30} - \dot{m}_{11} \cdot h_{11} \quad (80)$$

6.2.3 Resultados da análise energética

Com o uso dos balanços de energia e massa apresentados no item 6.2.2, calcularam-se diversos parâmetros do sistema de cogeração. Foram feitos quatro gráficos a partir da variação de carga do motor de combustão interna (de 75% a 100%), fixando-se a temperatura de saída dos gases de escape da caldeira de recuperação (90°C) e fixando-se também as condições do *pinch point* e *approach point* na caldeira.

A Figura 32, mostra a quantidade de eletricidade, calor para processo e frio que se produz no sistema. Nesta figura pode-se observar como se comportam a produção de calor e frio com a variação da carga no motor.

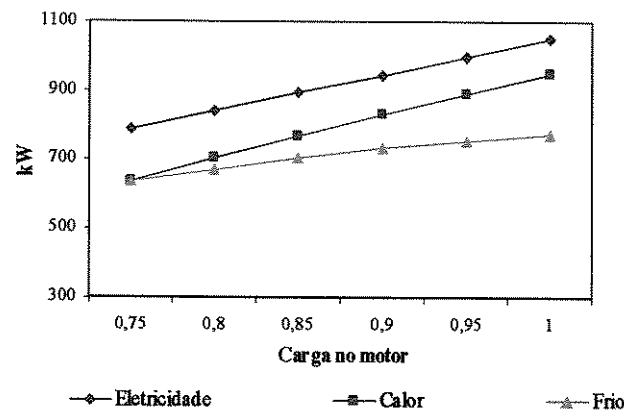


Figura 32 - Produtos do sistema de cogeração

A Figura 33 mostra a quantidade de vapor gerado que vai para o processo. A mesma figura mostra a produção de frio, mas agora em TR.

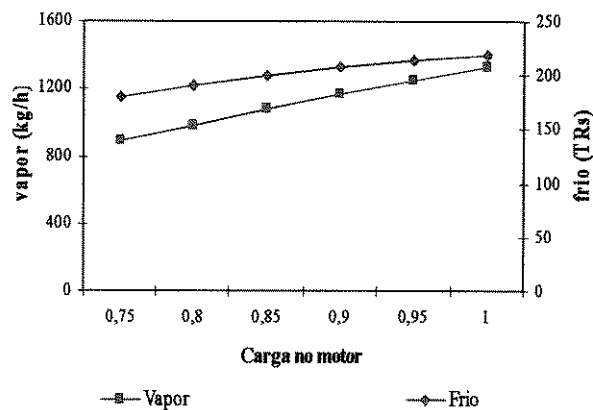


Figura 33 - Geração de vapor e frio no sistema de cogeração

A Figura 34 mostra a eficiência do motor de combustão interna e o COP do sistema de refrigeração por absorção.

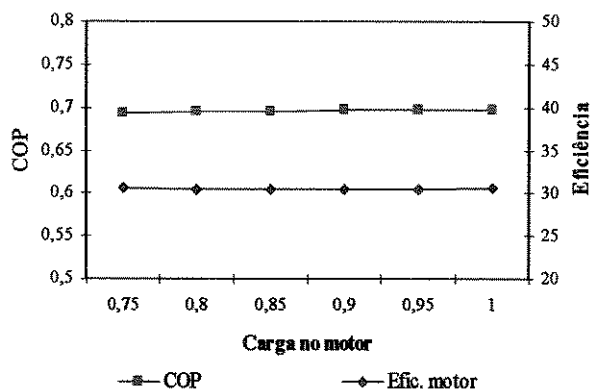


Figura 34 - COP do SRA e eficiência do motor no sistema de cogeração

A Figura 35 mostra os quatro índices de desempenho definidos anteriormente.

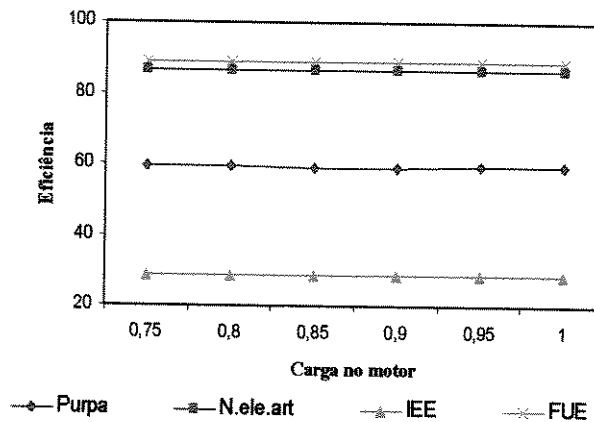


Figura 35 - Eficiências do sistema de cogeração

6.2.4 Requisitos para a Cogeração Qualificada no Brasil

A resolução ANEEL Nº 021 de 20/01/2000 A ANEEL, como foi discutida no capítulo 4, estabelece os requisitos necessários à obtenção de qualificação, junto à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, de centrais cogedoras de energia, para fins de participação das políticas de incentivo à cogeração. Os critérios de racionalidade energética na qualificação de centrais de cogedoras desta resolução são discutidos por Carvalho (2000).

O artigo 4 desta resolução estabelece que as centrais de cogeração, para fins de enquadramento na modalidade de “cogeração qualificada” deverão satisfazer aos seguintes requisitos:

- (I) estar regularizadas perante a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, atendendo ao disposto na Resolução ANEEL Nº 112, de 18 de maio de 1999 e legislação específica.
- (II) atender aos requisitos mínimos de racionalidade energética, mediante o cumprimento das inequações, abaixo:

$$E_t \geq 0,15.E_c \quad (81)$$

$$\frac{E_e + E_t/X}{E_c} \geq F_c \quad (82)$$

E_c : Energia disponibilizada pelo combustível ou combustíveis nos últimos doze meses, calculada em MWh, com base no poder calorífico inferior dos combustíveis utilizados;

E_e : Energia eletromecânica, resultante do somatório de trabalho e energia elétrica gerados nos últimos doze meses, em MWh;

E_t : Energia térmica utilizada, proveniente da central de cogeração, resultante do somatório do calor efetivamente consumido nos últimos doze meses, em MWh;

F_c : Fator de cogeração;

X : Fator de ponderação;

Os valores de X e F_c referidos na fórmula contida no inciso II serão aplicados em função da potência elétrica instalada na central de cogeração e do combustível principal, conforme tabela abaixo:

Tabela 5 – Parâmetros para a cogeração qualificada no Brasil

Potência Instalada	Combustível principal			
	Derivados de petróleo, gás natural e carvão		Demais Fontes	
	X	F_c	X	F_c
Inferior ou igual a 5 MW	2	0,47	2,5	0,32
Superior a 5 MW e inferior ou igual a 20 MW	1,86	0,51	2,14	0,37
Superior a 20 MW	1,74	0,54	1,88	0,42

Para analisar a possibilidade que o sistema de cogeração proposto para o HC UNICAMP seja considerado como “cogeração qualificada”, segundo a resolução da ANEEL, serão utilizados $X=2$ e $F_c=0,47$, sendo a potência instalada (máxima potência) de 1,052 MW como mostra a Figura 32. Estimou-se que o sistema de cogeração trabalharia 8460 horas por ano. Os resultados dos parâmetros do sistema de cogeração proposto para o HC UNICAMP e as condições para a sua qualificação são mostradas na Tabela 6. Os resultados mostram que o sistema de cogeração proposto poderia ser considerado como “cogeração qualificada” segundo a resolução ANEEL Nº 021 de 20/01/2000.

Tabela 6 – Cálculo dos parâmetros para a cogeração qualificada no HC UNICAMP

Sistema de cogeração HC UNICAMP		"Cogeração Qualificada"	
Parâmetros		condição 1 (equação 81)	condição 2 (equação 82)
Ec	29594 MWh	$17367 \geq 4439$	$0,5943 \geq 0,47$
Ee	8904 MWh		
Et	17367 MWh		

6.3 Análise exergetica

A análise exergetica coloca limitações para a conversão de energia e calcula as perdas de exergia causadas pelas irreversibilidades. Segundo Nebra (2003), um dos aspectos mais importantes do conceito de exergia para análise de processos é que ele constitui uma forma de avaliar a qualidade da energia contida num sistema.

Segundo Sala (1994), a vantagem da cogeração decorre, por uma parte, do fato que os dois produtos úteis (calor e trabalho) dividem as irreversibilidades impostas pelas limitações econômicas e técnicas de projeto nesse processo de conversão. Numa usina elétrica todo o calor cedido no condensador é exergia perdida, já que é finalmente desagregada, enquanto numa usina de cogeração, a exergia cedida ao ambiente e finalmente perdida é menor.

6.3.1 Exergia

A exergia é uma função de propriedades de dois estados. Uma vez fixado o ambiente de referência, pode-se utilizar este estado como referência para calcular a exergia de qualquer outro estado. A exergia específica pode ser obtida pela soma de dois termos, denominados exergia física e exergia química (Kotas, 1985):

$$ex = ex_{ph} + ex_{ch} \quad (83)$$

A *exergia física* (ex_{ph}) é igual à máxima quantidade de trabalho obtenível quando a substância é levada de seu estado inicial a um estado de equilíbrio restrito com o ambiente

definido por P_o e T_o , para processos físicos que somente envolvem interação térmica com o ambiente (Kotas, 1985).

$$ex_{ph} = (h - h_o) - T_o(s - s_o) \quad (84)$$

P_o e T_o são valores de referência adotados para a pressão e temperatura do entorno (ambiente).

A *exergia química* (ex_{ch}) é igual à máxima quantidade de trabalho disponível quando a substância considerada é levada do estado de equilíbrio com o ambiente ao estado morto por processos que envolvem transferência de calor e intercâmbio de substâncias somente com o ambiente (Kotas, 1985).

Para o cálculo da exergia química é necessário definir um ambiente padrão (Szargut et al., 1998). Para gases ideais, existentes na atmosfera padrão, aplica-se a equação que se segue:

$$ex_{ch} = \mu_{i,0} - \mu_{i,00} = RT_o \ln \frac{P_{i,0}}{P_{i,00}} \quad (85)$$

No caso de fluxos que contém diversas substâncias, a exergia química de uma mistura ideal é expressa pela seguinte equação:

$$ex_{ch} = \sum y_i ex_{ch_i} + R.T_o \sum y_i \ln y_i \quad (86)$$

O primeiro termo da equação 86 corresponde à exergia química da substância pura, calculada de acordo ao ambiente padrão definido; o segundo termo é conhecido com o nome de *exergia de mistura*, e corresponde à variação da energia livre devida à mistura das substâncias puras. O último termo é utilizado no caso de uma mistura ideal de gases que fazem parte do entorno. Se a mistura for não ideal, utiliza-se o conceito de atividade neste cálculo.

6.3.2 Eficiência Racional

A eficiência racional discutida por Kotas (1985) e Tsatsaronis (1993) permite avaliar um processo desde que o mesmo tenha um produto útil e um insumo definido. A eficiência racional, η_{rac} , e a irreversibilidade, I , podem ser calculadas para cada subsistema da planta como:

$$\eta_{rac} = \frac{P}{F} \quad (87)$$

$$I = F - P \quad (88)$$

P e F são os produtos e insumos, respectivamente.

A Tabela 7 mostra a definição de insumos, produtos e perdas nos volumes de controle adotados para a Figura 31; com estas definições calculam-se a eficiência racional e as irreversibilidades dos equipamentos do sistema. Dentre eles, a torre de resfriamento e o misturador caracterizam-se por serem equipamentos *dissipativos*.

Tabela 7 - Insumos, produtos e perdas do sistema de cogeração

Volume de controle	Insumos	Produtos	Perdas
Motor	$Ex_2 + Ex_4 - Ex_5 - (Ex_{34} - Ex_{33})$	W_e	
Caldeira de recuperação	$Ex_5 + W_{B4}$	$Ex_{24} - Ex_{15}$	Ex_9
Sistema de refrigeração por absorção	$(Ex_{34} - Ex_{32}) + W_{B7} + (Ex_{28} - Ex_{30})$	Ex_{Qref}	
Torre de resfriamento	$W_{fan} + Ex_3 + Ex_{11} + Ex_{30}$	Ex_{27}	Ex_{31}
Misturador	$Ex_{26} + Ex_{13}$	Ex_{14}	
Bomba 1	W_{B1}	$(Ex_{13} - Ex_{12})$	
Bomba 2	W_{B2}	$(Ex_{26} - Ex_{25})$	
Bomba 3	W_{B3}	$(Ex_{15} - Ex_{14})$	
Bomba 5	W_{B5}	$(Ex_{33} - Ex_{32})$	
Bomba 6	W_{B6}	$(Ex_{28} - Ex_{27})$	
Processo	$(Ex_{24} - Ex_{25})$	$Ex_{Qprocesso}$	
Ciclo	$Ex_1 + Ex_4 + Ex_{10}$	$W_e + Ex_{Qprocesso} + Ex_{Qref}$	$Ex_9 + Ex_{31}$

A Figura 36 mostra as eficiências racionais calculadas para o motor, a caldeira de recuperação (HRSG), sistema de refrigeração por absorção (SRA), torre de resfriamento (TRE) e o sistema total (ST).

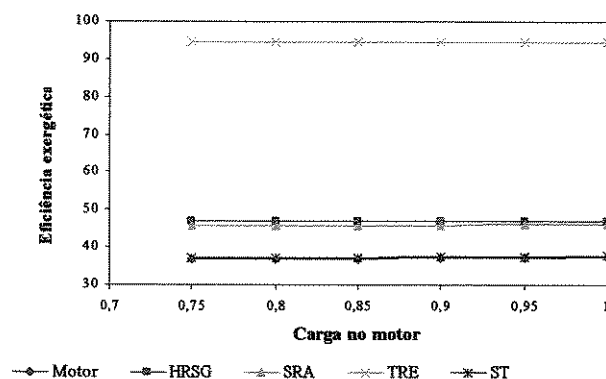


Figure 36 - Eficiência racional

A Figura 37 mostra as irreversibilidades geradas no sistema de cogeração; para identificar melhor o aporte de irreversibilidades dos equipamentos, mostra-se a quantidade de irreversibilidade gerada pelo motor, o HRSG, o SRA e TRE. A Tabela 8 mostra a contribuição das irreversibilidades destes equipamentos ao sistema total.

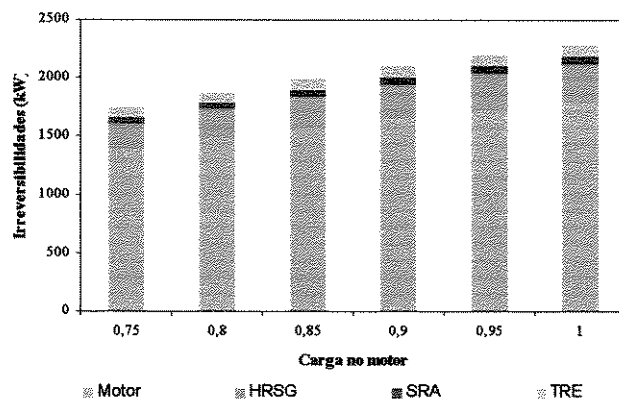


Figure 37 - Irreversibilidades geradas no sistema de cogeração

Tabela 8 - Contribuição das irreversibilidades pelos equipamentos no sistema de cogeração.

Carga no motor (q)	%Irrev motor	%Irrev HRSG	%Irrev SRA	%Irrev TER
0,75	78,88	12,79	3,09	4,89
0,8	78,62	13,20	3,04	4,82
0,85	78,34	13,58	2,99	4,75
0,9	78,08	13,93	2,94	4,68
0,95	77,92	14,25	2,89	4,61
1	77,80	14,52	2,84	4,54

6.4 Otimização

O objetivo da otimização é de procurar o ponto ótimo de operação do sistema, a função objetivo maximiza a diferença das receitas e despesas que se obtém no funcionamento do ciclo. As receitas que se obtém são pela produção de energia elétrica, vapor para processo e o calor extraído para refrigeração. As despesas que se obtém são devidas ao consumo de combustível (gás natural) e água.

$$z = C_e \cdot W_e + C_v \cdot m_v + C_{ref} \cdot Q_{ref} - C_c \cdot m_c - C_a \cdot m_a \quad (89)$$

C_e : Preço da eletricidade (US\$ 51,87/MWh [Aneel, 2004])

C_v : Preço do vapor (US\$ 0,00881/kg [*])

C_{ref} : Preço da refrigeração (US\$15,53/MWh[*])

C_c : Custo de combustível (US\$ 0,1862/kg [CSPE, 2004])

C_a : Custo da água (US\$ 0,000817/kg)

[*] O preço do vapor foi calculado a partir da produção de vapor e o consumo de combustível na caldeira do Hospital das Clínicas da Universidade Estadual de Campinas. O preço da refrigeração

foi calculado mediante a divisão do custo da eletricidade e o COP do sistema de refrigeração por compressão do HC-UNICAMP.

Restrições do sistema

- $0,75 \leq q \leq 1$
- $T9 \geq 90$
- $T7 - T20 = 20^{\circ}\text{C}$, condição do *pinch point*
- $T20 - T19 = 3^{\circ}\text{C}$, condição do *approach point*

q : porcentagem de carga

$T7, T9, T19, T20$: temperaturas nos pontos 7, 9, 19 e 20 do sistema de cogeração (Figura 31).

O resultado da otimização mostra que a função objetivo é máxima com a menor temperatura dos gases de escape da caldeira ($T9$) e a máxima porcentagem de carga no motor (q). A Tabela 9 apresenta os valores termodinâmicos de cada um dos pontos do sistema (Figura 31) no estado em que a função objetivo é máxima.

Tabela 9 - Estados termodinâmicos para ponto ótimo de funcionamento

Fluxo	Composição	Temperatura ($^{\circ}\text{C}$)	Pressão (kPa)	Fluxo mássico (kg/s)
1	Ar	25,00	101,30	33,1500
2	Ar	25,00	101,30	1,3710
3	Ar	25,00	101,30	31,7800
4	Gás natural	25,00	101,30	0,0878
5	Gases de combustão	645,00	121,60	1,4590
6	Gases de combustão	635,00	121,60	1,4590
7	Gases de combustão	180,40	121,60	1,4590
8	Gases de combustão	112,30	121,60	1,4590
9	Gases de combustão	90,00	121,60	1,4590

10	Água de reposição	25,00	101,30	0,7265
11	Água de reposição	25,00	101,30	0,6524
12	Água de reposição	25,00	101,30	0,0742
13	Água	25,02	200,00	0,0742
14	Água	61,02	200,00	0,3707
15	Água	61,06	350,00	0,3707
16	Água	84,03	350,00	0,3707
17	Água	100,00	350,00	0,3811
18	Água	100,10	800,00	0,3811
19	Água	167,40	800,00	0,3811
20	Vapor	170,40	800,00	0,3811
21	Vapor	190,40	800,00	0,3811
22	Vapor	190,40	800,00	0,0104
23	Vapor	178,00	350,00	0,0104
24	Vapor	190,40	800,00	0,3707
25	Água	70,00	101,30	0,2966
26	Água	70,02	200,00	0,2966
27	Água	25,00	101,30	37,6100
28	Água	25,04	300,00	37,6100
29	Água	31,85	300,00	37,6100
30	Água	37,00	300,00	37,6100
31	Ar (90%)	34,00	101,30	32,4300
32	Água	65	150	17,5500
33	Água	65,03	300	17,5500
34	Água	80	225	17,5500

6.5 Conclusões preliminares

As Figuras 32 e 33 mostram que com a condição máxima de carga, o sistema de cogeração produz 1052 kW de eletricidade, 1335 kg/h de vapor para o processo e 219 TRs para produção de frio. A Figura 34 mostra que a eficiência de primeira lei do motor em média é 30% e o coeficiente de performance (COP) do sistema de refrigeração por absorção é 0,7. A Figura 35 mostra um alto fator de utilização de energia chegando até 88%; também pode-se ver que o sistema consegue poupar até 28,5% de combustível se for comparado com a produção separada dos mesmos produtos.

A Figura 36 mostra que a eficiência de segunda lei (em média) no sistema é 37,5%, no motor é 37%, na HRSG é 46%, no SRA é 46% e na TRE é 94%. A Tabela 8 mostra que as maiores irreversibilidades ocorridas no ciclo devem-se ao motor, uma vez que este participa em média com 78% da irreversibilidade total do sistema.

Capítulo 7

Análise Termoeconômica: Estudo de caso HC UNICAMP

Na análise econômica de sistemas com um único produto, a amortização do capital investido, os custos do combustível e de O&M provêm inteiramente da produção deste único produto, por exemplo numa termelétrica todos estes investimentos são levados para o custo final da eletricidade produzida. Porém, nos sistemas com mais de um produto, como é o caso da cogeração, tem-se dificuldade na distribuição dos investimentos para os custos “reais” do calor e da eletricidade. Nos métodos tradicionais, a análise econômica para sistemas de cogeração é efetuada através da comparação da produção de eletricidade e calor sem cogeração (sistema convencional) e com cogeração.

Para a análise exergética, a eletricidade e o calor tem diferença com relação à qualidade de energia, dando um “maior” valor à eletricidade, o qual resulta razoável. Então, a determinação dos custos da eletricidade e o vapor podem-se fazer através desta metodologia, que é chamada de análise termoeconômica. Esta preocupação pela diferença de “valor” dos produtos pode-se observar na eficiência PURPA, introduzida em 1978 nos EUA, a qual compara estes dois produtos (calor e trabalho), dando um maior valor para o trabalho (o dobro do calor).

A Termoeconomia é o ramo da engenharia que combina a análise exergética e princípios econômicos visando prover ao projetista ou operador de sistemas informação não disponível através das análises termodinâmicas e econômica convencionais, mas cruciais para o projeto e operação econômica de um sistema (Bejan et al., 1996).

De outro ponto de vista, a Termoeconomia é uma metodologia de análise de sistemas térmicos que pode ser interpretada como uma derivação ou aperfeiçoamento da análise exergética. Ela pretende reunir em um único corpo teórico conceitos da análise exergética de sistemas com conceitos econômicos, de forma a reunir numa única análise de custos tanto os custos exergéticos quanto os econômicos (Nebra, 2002).

O desenvolvimento moderno da termoeconomia foi iniciado por M. Tribus e R. B. Evans da Universidade de Califórnia (UCLA) e por E. F. Obert and R. A. Gaggioli da Universidade de Wisconsin em finais da década de 1950. Tribus e Evans introduziram a palavra termoeconomia quando aplicaram o conceito de exergia para um processo de dessalinização, esta idéia foi desenvolvida para atribuir custos aos fluxos exergéticos. E. F. Obert e R. A. Gaggioli aplicaram o custo exergético para a seleção ótima de tubulações de vapor e seus isolantes (Tsatsaronis, 1993).

Na Europa, E. Bergmann e K. R. Schmidt atribuíram custos à destruição da exergia em cada componente de uma planta de vapor. O trabalho publicado por M. El-Sayed e R. B. Evans em 1970 marca a introdução do método de cálculo da otimização termoeconômica (Tsatsaronis, 1993).

As décadas de 1980 e 1990 representaram um período de florescimento da área, com o desenvolvimento e a aplicação de metodologias termoeconômicas à análise, projeto e otimização de sistemas térmicos. Nesta fase, destacam-se os trabalhos de Valero e Lozano da Universidade de Zaragoza (Espanha), Tsatsaronis da Universidade de Tennessee (EUA) e posteriormente na Universidade Tecnológica de Berlim (Alemanha), Frangopoulos da Universidade Nacional Técnica de Atenas (Grécia) e Von Spakovsky da Escola Politécnica Federal de Lausanne (Suíça) e posteriormente do Instituto Politécnico de Virginia (EUA) (Cerqueira, 1999).

A Teoria de Custo Exergético (TCE) proposta por Lozano e Valero (1993) consiste em inicialmente dividir adequadamente o sistema analisado em subsistemas, identificando-se nestes os fluxos exergéticos que entram e saem.

A Análise Funcional Termoeconômica proposta por Frangopoulos (1994) está baseada na otimização através do método dos Multiplicadores de Lagrange. A aplicação desta metodologia requer a existência de uma simulação suficientemente exata do sistema, para possibilitar a determinação das derivadas de primeiro ordem da função objetivo.

A Metodologia Exergoeconômica proposta por Tsatsaronis e Pisa (1994) consiste na determinação dos fluxos exergéticos e energéticos, custos de capital e manutenção para cada unidade. Nesta metodologia tem-se que definir se serão utilizadas correntes de exergias totais ou parciais (térmica, mecânica, química), o que depende basicamente do propósito de estudo.

Cerqueira e Nebra (1999) aplicaram as principais metodologias de análise termoeconômica a um sistema de cogeração com turbina a gás e caldeira de recuperação. Neste trabalho foram comparados os custos de calor e trabalho obtidos com cada metodologia, encontrando-se significativas diferenças destes custos para cada metodologia termoeconômica aplicada.

Cruz e Nebra (2002) realizaram um trabalho que utiliza ferramentas básicas da teoria dos motores de combustão interna sob carga variável e teoria das máquinas de refrigeração por absorção água-amônia para modelar termodinamicamente um sistema de cogeração. O sistema produz eletricidade e refrigeração, e é feita uma análise termoeconômica baseada na Teoria de Custo Exergético de Lozano e Valero (1993). No trabalho é mostrada uma tabela com os custos exergéticos e exergoeconômicos dos fluxos do sistema.

7.1 Análise do custo exergético e monetário pela Teoria de Custo Exergético

A análise está baseada na Teoria de Custo Exergético (TCE), proposta por Lozano e Valero (1993). A determinação dos custos na TCE é feita seguindo quatro proposições (Cerqueira, 1999):

- (P1) Os custos exergéticos e exergeconômicos são quantidades conservativas, portanto pode-se escrever uma equação de balanço para cada subsistema do sistema analisado.
- (P2) Na ausência de informações externas, o custo exergético de um insumo suprido externamente ao sistema é igual à sua exergia, o custo exergoeconômico é o custo de aquisição do insumo.
- (P3) Todos os custos gerados no processo produtivo devem ser incluídos no custo final dos produtos, o que se traduz na atribuição de custo zero a todas as perdas.
- (P4a) Se uma parcela ou todo o insumo de uma unidade é a variação da exergia de um fluxo que a atravessa, então o custo exergético unitário do fluxo é constante através da unidade.
- (P4b) Se o produto de uma unidade é composto por mais de um fluxo, então são iguais os custos exergéticos unitários de cada um destes fluxos.

O custo exergético encontra-se definido pela seguinte equação:

$$E^* = k.E_x \quad (90)$$

E^* : Custo exergético

k : Custo exergético unitário

E_x : Exergia

O balanço de custos exergéticos num volume de controle é dado pela seguinte equação:

$$\sum E^*_{e,i} = \sum E^*_{s,j} \quad (91)$$

$E_{e,i}^*$: Custos exergéticos dos fluxos que entram.

$E_{s,j}^*$: Custos exergéticos dos fluxos que saem.

O custo monetário encontra-se definido pela seguinte equação:

$$C = c.E_x \quad (92)$$

C : Custo monetário (US\$/h)

c : Custo monetário unitário (US\$/MWh)

O balanço de custos monetários num volume de controle é dado pela seguinte equação:

$$\sum C_{e,i} + Z_k = \sum C_{s,j} \quad (93)$$

$C_{e,i}$: Custos monetários dos fluxos que entram (US\$/h)

Z_k : Custos de capital e manutenção (US\$/h)

$C_{s,j}$: Custos monetários dos fluxos que saem (US\$/h)

A Tabela 10 mostra os custos unitários dos equipamentos do sistema de cogeração proposto. Para a amortização do investimento tomou-se uma taxa de retorno de 15 % e uma vida útil dos equipamentos de 15 anos. Além disso, para obter os custos amortizados totais dos equipamentos foram agregados custos de instalação, tubulações, instrumentação e controle, instalações elétricas e manutenção em proporções mostradas por Modesto (2004) e apresentadas na Tabela 11.

Tabela 10 – Custos dos equipamentos do sistema de cogeração

Volume de controle	Custo unitário dos equipamentos		Custos amortizados totais dos equipamentos (US\$/h)
Motor	461,00	US\$/kW	13,899732
HRSG	29,52	US\$/kg/h	1,129503
SRA e TRE	1028,00	US\$/TR	6,481948
Misturador	0,54	US\$/kg/h	0,020580
Bomba 1	73,53	US\$/kW	0,000026
Bomba 2	73,53	US\$/kW	0,000105
Bomba 3	73,53	US\$/kW	0,000198
Bomba 5	73,53	US\$/kW	0,009426

Tabela 11 – Custos agregados para o sistema de cogeração

Custos agregados	Porcentagem do custo do equipamento
Instalação	20,00%
Tubulações	15,00%
Instrumentação e controle	6,00%
Instalações elétricas	10,00%
Construção civil	15,00%
Manutenção	5,00%

Para esta metodologia o sistema foi separado em 9 volumes de controle: Motor, caldeira de recuperação incluindo o desaerador (HRSG), sistema de refrigeração por absorção e torre de resfriamento (SRATRE), misturador, processo, bomba 1, bomba 2, bomba 3 e bomba 5. a bomba 4 encontra-se no volume de controle HRSG e a bomba 6 e 7 encontra-se no volume de controle SRATRE. Os insumos, produtos e perdas dos volumes de controle são apresentados na Tabela 12. A Figura 38 mostra o esquema utilizado para esta avaliação.

Tabela 12 - Insumos, produtos e perdas (Teoria de Custo Exergético)

Volume de controle	Insumos	Produtos	Perdas
Motor	$EX_2+EX_4-EX_5-(EX_{34}-EX_{33})$	W_e	
HRSG	EX_5+W_{B4}	$EX_{24}-EX_{15}$	EX_9
SRA e TER	$(EX_{34}-EX_{32})+W_{B6}+W_{B7}+EX_{11}+EX_3$	EX_{Qref}	EX_{31}
Misturador	$EX_{26}+EX_{13}$	EX_{14}	
Bomba 1	W_{B1}	$(EX_{13}-EX_{12})$	
Bomba 2	W_{B2}	$(EX_{26}-EX_{25})$	
Bomba 3	W_{B3}	$(EX_{15}-EX_{14})$	
Bomba 5	W_{B5}	$(EX_{33}-EX_{32})$	
Processo	$(EX_{24}-EX_{25})$	$EX_{Qprocesso}$	

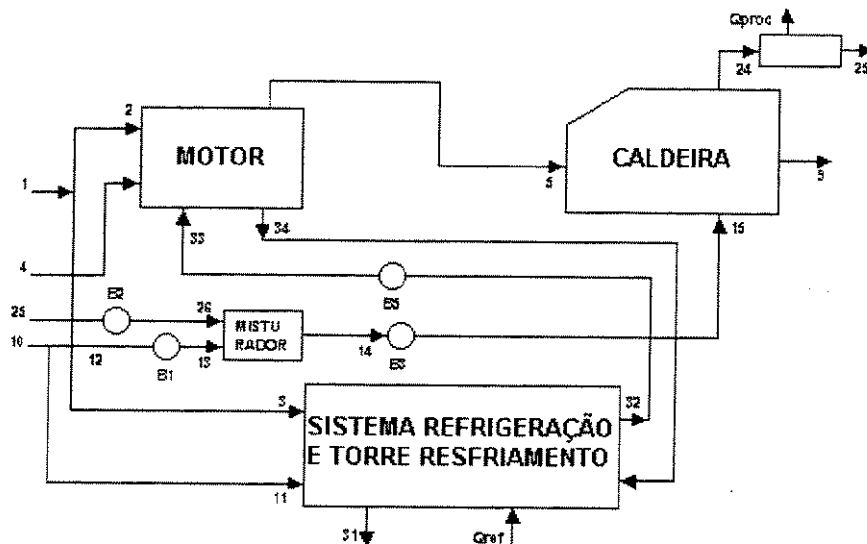


Figura 38 - Esquema usado para análise com a Teoria de Custo Exergético

Aplicando a proposição P1 em cada um dos subsistemas de nosso sistema em estudo, pode-se obter as seguintes equações para o custo exergético e custo monetário:

Motor

$$E_{2}^{*} + E_{4}^{*} + E_{33}^{*} = E_{em}^{*} + E_{5}^{*} + E_{34}^{*} \quad (94)$$

$$C_{2} + C_{4} + C_{33} + Z_{motor} = C_{em} + C_{5} + C_{34} \quad (95)$$

HRSG

$$E_{5}^{*} + E_{15}^{*} + E_{B4}^{*} = E_{24}^{*} + E_{9}^{*} \quad (96)$$

$$C_{5} + C_{15} + C_{B4} + Z_{HRSG} = C_{24} + C_{9} \quad (97)$$

Torre de resfriamento e sistema de refrigeração por absorção

$$E_{34}^{*} + E_{3}^{*} + E_{11}^{*} + E_{B6}^{*} + E_{B7}^{*} = E_{Qref}^{*} + E_{31}^{*} + E_{32}^{*} \quad (98)$$

$$C_{34} + C_{3} + C_{11} + C_{B6} + C_{B7} + Z_{SRA + TER} = C_{Qref} + C_{31} + C_{32} \quad (99)$$

Processo

$$E_{24}^{*} = E_{Qproc}^{*} + E_{25}^{*} \quad (100)$$

$$C_{24} + Z_{proc} = C_{Qproc} + C_{25} \quad (101)$$

Misturador

$$E_{13}^{*} + E_{26}^{*} = E_{14}^{*} \quad (102)$$

$$C_{13} + C_{26} + Z_{mist} = C_{14} \quad (103)$$

Bomba 1

$$E_{B1}^{*} + E_{12}^{*} = E_{13}^{*} \quad (104)$$

$$C_{B1} + C_{12} + Z_{B1} = C_{13} \quad (105)$$

Bomba 2

$$E_{B2}^{*} + E_{25}^{*} = E_{26}^{*} \quad (106)$$

$$C_{B2} + C_{25} + Z_{B2} = C_{26} \quad (107)$$

Bomba 3

$$E_{B3}^{*} + E_{14}^{*} = E_{15}^{*} \quad (108)$$

$$C_{B3} + C_{14} + Z_{B3} = C_{15} \quad (109)$$

Bomba 5

$$E_{B5}^* + E_{32}^* = E_{33}^* \quad (110)$$

$$C_{B5} + C_{32} + Z_{B5} = C_{33} \quad (111)$$

nas quais o subíndice Bi é utilizado para indicar as bombas da Figura 38.

Estas equações não são suficientes para determinar todos os custos, para encontrar as outras condições é necessária a utilização das outras preposições (P2, P3, P4a e P4b), aplicando estas considerações pode-se obter as seguintes equações:

Para o custo exerético:

$$k_1 = k_4 = k_{10} = 1 \quad (112)$$

$$k_9 = k_{31} = 0 \quad (113)$$

$$k_3 = k_2 = k_1 \quad (114)$$

$$k_{12} = k_{11} = k_{10} \quad (115)$$

$$k_{34} = k_5 = k_4 \quad (116)$$

$$k_{24} = k_{25} \quad (117)$$

$$k_{34} = k_{32} \quad (118)$$

Para o custo monetário:

$$c_1 = c_9 = c_{31} = 0 \quad (119)$$

$$c_3 = c_2 = c_1 \quad (120)$$

$$c_{12} = c_{11} = c_{10} \quad (121)$$

$$c_{34} = c_{32} = c_4 \quad (122)$$

$$c_5 = c_4 \quad (123)$$

$$c_{24} = c_{25} \quad (124)$$

$$c_4 = 16,37854 \text{ US$/MWh} \quad (125)$$

$$c_{10} = 1,5 \text{ US$/MWh} \quad (126)$$

Os custos de capital são:

$$Z_{\text{motor}} = 13,8997 \text{ US$/h} \quad (127)$$

$$Z_{\text{HRSG}} = 1,1295 \text{ US$/h} \quad (128)$$

$$Z_{\text{SRA} + \text{TER}} = 6,4819 \text{ US$/h} \quad (129)$$

$$Z_{\text{proc}} = 0 \quad (130)$$

$$Z_{\text{mist}} = 0,0205 \text{ US$/h} \quad (131)$$

$$Z_{\text{B1}} = 0,000025 \text{ US$/h} \quad (132)$$

$$Z_{\text{B2}} = 0,000105 \text{ US$/h} \quad (133)$$

$$Z_{\text{B3}} = 0,000198 \text{ US$/h} \quad (134)$$

$$Z_{\text{B5}} = 0,009426 \text{ US$/h} \quad (135)$$

Os resultados desta análise mostram-se na Tabela 13. Esta tabela mostra que dos três produtos do sistema de cogeração, o custo unitário da produção de frio é o mais caro do sistema, e o custo unitário do vapor é o mais barato. O maior custo da produção de frio se deve à eficiência exergética baixa (24%) do SRATRE e também que o SRA estaria atuando como um condensador, o qual não é reconhecido por esta metodologia, pois ele contribui na diminuição da entropia e fecha o ciclo motor.

Tabela 13 - Custos exergéticos e monetários (Teoria de Custo Exergético)

Fluxo	Composição	Custo exergéticos		Custos monetários	
		k	E*	c (US\$/MWh)	C (US\$/h)
1	Ar	1,000	28,080	0,00	0,00
2	Ar	1,000	1,161	0,00	0,00
3	Ar	1,000	26,910	0,00	0,00
4	Gás natural	1,000	3635,000	16,38	59,54
5	Gases de combustão	1,000	627,300	16,38	10,27
9	Gases de combustão	0,000	0,000	0,00	0,00
10	Água de reposição	1,000	36,330	1,50	0,05
11	Água de reposição	1,000	32,620	1,50	0,05
12	Água de reposição	1,000	3,707	1,50	0,01
13	Água	1,007	3,740	1,69	0,01
14	Água	2,005	43,500	34,46	0,75
15	Água	2,011	43,750	34,62	0,75
24	Vapor	2,123	671,800	38,48	12,17
25	Água	2,123	39,630	38,48	0,72
26	Água	2,127	39,760	38,57	0,72
31	Ar (90%)	0,000	0,000	0,00	0,00
32	Água	1,000	1059,000	16,38	17,34
33	Água	1,009	1071,000	16,58	17,61
34	Água	1,000	1212,000	16,38	19,85
Em	Elettricidade no motor	2,668	2868	56,67	60,92
Qproc	Calor para processo	2,123	632,2	38,48	11,46
	Calor absorvido pelo				
Qref	SRA	4,663	259,3	180,50	10,04
B1	Elettricidade na bomba 1	2,668	0,033	56,67	0,00
B2	Elettricidade na bomba 2	2,668	0,133	56,67	0,00
B3	Elettricidade na bomba 3	2,668	0,252	56,67	0,01
B5	Elettricidade na bomba 5	2,668	11,930	56,67	0,25

7.2 Análise do custo exergético e monetário pela Análise Funcional Termoeconômica

A análise funcional em uma instalação térmica complexa é entendida como um sistema composto por unidades interrelacionadas. Cada unidade tem uma única função (ou produto) que determina sua relação com as demais unidades e com o ambiente (Cerqueira, 1999). O princípio desta análise foi apresentado por Frangopoulos (1983) e baseia-se no conceito de junções e distribuidores de exergia e na construção do diagrama funcional.

A Figura 39 mostra o diagrama funcional utilizado para analisar o sistema de cogeração. Para esta representação o sistema foi separado em 15 volumes de controle: motor, HRSG, sistema de refrigeração por absorção e torre de resfriamento, misturador, bombas, processo, distribuidor de água, distribuidor de ar, distribuidor de combustível, distribuidor de potência elétrica, junção de exergia e o distribuidor de exergia. Cada unidade gera um produto através do consumo de um insumo; os insumos e produtos dos volumes de controle são apresentados na Tabela 14.

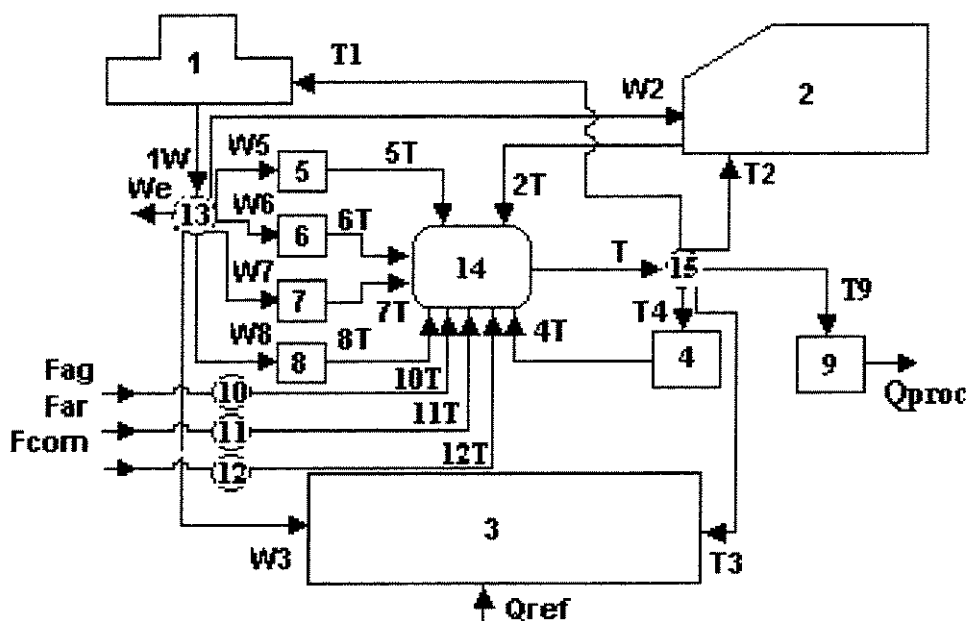


Figura 39 – Esquema usado para Análise Funcional

Tabela 14 – Insumos e produtos (Análise Funcional)

Volume de controle	Insumos	Produtos
1. Motor	$T1=(EX_2+EX_4-EX_5)-(EX_{34}-EX_{33})$	$1W=W_{motor}$
2. HRSG	$T2=EX_5-EX_9$; $W2=W_{B4}$ $T3=(EX_{34}-EX_{32})+(EX_{11}+EX_3-$	$2T=EX_{24}-EX_{15}$
3. SRA e TER	$EX_{31})$; $W3=W_{B6}+W_{B7}$	$E_{Qref}=EX_{Qref}$
4. Misturador	$T4=EX_{26}+EX_{13}$	$4T=EX_{14}$
5. Bomba 1	$W5=W_{B1}$	$5T=(EX_{13}-EX_{12})$
6. Bomba 2	$W6=W_{B2}$	$6T=(EX_{26}-EX_{25})$
7. Bomba 3	$W7=W_{B3}$	$7T=(EX_{15}-EX_{14})$
8. Bomba 5	$W8=W_{B5}$	$8T=(EX_{33}-EX_{32})$
9. Processo	$T9=(EX_{24}-EX_{25})$	$E_{Qproc}=EX_{Qprocesso}$
10. Distribuidor de água	$Fag=EX_{10}$	$10T=EX_{10}$
11. Distribuidor de ar	$Far=EX_1$	$11T=EX_1$
12. Distribuidor de combustível	$Fcom=EX_4$	$12T=EX_4$
13. Distribuidor de potência elétrica	$1W$	$W2+W3+W5+W6+W7+W8+W_e$
14. Junção de exergia	$2T; 4T; 5T; 6T; 7T; 8T; 10T; 11T; 12T$	$T=2T+4T+5T+6T+7T+8T+10T+11T+12T$
15. Distribuidor de exergia	T	$T1+T2+T3+T4+T9$

O balanço de custos exergéticos determina o custo dos insumos e produtos de cada unidade. Com o balanço de custos em cada volume de controle da Figura 39 se obtém as seguintes equações:

Motor

$$E^*_{T1} = E^*_{1W} \quad (136)$$

$$C_{T1} + Z_{motor} = C_{1W} \quad (137)$$

HRSG

$$E^*_{T2} + E^*_{W2} = E^*_{2T} \quad (138)$$

$$C_{T2} + C_{W2} + Z_{HRSG} = C_{2T} \quad (139)$$

SRA+TRE

$$E_{T3}^* + E_{W3}^* = E_{Qref}^* \quad (140)$$

$$C_{T3} + C_{W3} + Z_{SRA + TRE} = C_{Qref} \quad (141)$$

Misturador

$$E_{T4}^* = E_{4T}^* \quad (142)$$

$$C_{T4} + Z_{mist} = C_{4T} \quad (143)$$

Bomba1

$$E_{W5}^* = E_{5T}^* \quad (144)$$

$$C_{W5} + Z_{B1} = C_{5T} \quad (145)$$

Bomba2

$$E_{W6}^* = E_{6T}^* \quad (146)$$

$$C_{W6} + Z_{B2} = C_{6T} \quad (147)$$

Bomba3

$$E_{W7}^* = E_{7T}^* \quad (148)$$

$$C_{W7} + Z_{B3} = C_{7T} \quad (149)$$

Bomba5

$$E_{W8}^* = E_{8T}^* \quad (150)$$

$$C_{W8} + Z_{B5} = C_{8T} \quad (151)$$

Processo

$$E_{T9}^* = E_{Qproc}^* \quad (152)$$

$$C_{T9} + Z_{proc} = C_{Qproc} \quad (153)$$

Junção e distribuidor de exergia

$$E_{T1}^* + E_{T2}^* + E_{T3}^* + E_{T4}^* + E_{T9}^* = E_{2T}^* + E_{4T}^* + E_{5T}^* + E_{6T}^* + E_{7T}^* + E_{8T}^* + E_{Fcomb}^* + E_{Far}^* + E_{Fag}^* \quad (154)$$

$$C_{T1} + C_{T2} + C_{T3} + C_{T4} + C_{T9} = C_{2T} + C_{4T} + C_{5T} + C_{6T} + C_{7T} + C_{8T} + C_{Fcomb} + C_{Far} + C_{Fag} \quad (155)$$

Estas equações não são suficientes para determinar todos os custos exergéticos e unitários, então para obter-se um sistema de equações de solução única é necessário arbitrar as seguintes equações:

Para o custo exergético:

$$k_{Fcomb} = k_{Far} = k_{Fag} = 1 \quad (156)$$

$$k_{T1} = k_{T2} \quad (157)$$

$$k_{T3} = k_{T4} \quad (158)$$

$$k_{T4} = k_{T9} \quad (159)$$

Para o custo monetário:

$$c_{T1} = c_{T2} = c_{T3} = c_{T4} = c_{T9} \quad (160)$$

$$c_{Fcomb} = 16,37854 \text{ US\$/MWh} \quad (161)$$

$$c_{Fag} = 1,5 \text{ US\$/MWh} \quad (162)$$

$$c_{Far} = 0 \quad (163)$$

A Tabela 15 mostra os custos unitários calculado para o sistema mediante a Análise Funcional. Pode-se ver que os resultados destes custos são diferentes às obtidas com a Teoria de Custo Exergético; com esta metodologia a tendência nos custo unitários dos produtos são mantidas, porém observa-se um aumentou no custo unitário da eletricidade e uma diminuição dos custos unitários da produção de vapor e frio. A diferença é que na Analise Funcional não se penaliza um único equipamento (em nosso caso os gases de escape que saem da caldeira de recuperação e o ar úmido que sai da torre de resfriamento) na distribuição das irreversibilidades. As unidades virtuais, junção e distribuidor de exergia, permitem distribuir os custos exergéticos de forma proporcional, assim como também as irreversibilidades são distribuídas proporcionalmente pelos diversos equipamentos.

Tabela 15 – Custos exergeticos e monetários (Análise Funcional)

Fluxo	Custos exergeticos		Custos monetários	
	k	E*	c (US\$/MWh)	C (US\$/h)
Fag	1,000	36,330	1,50	0,05
Far	1,000	28,000	0,00	0,00
Fcomb	1,000	3635,000	16,38	59,54
2T	1,883	554,700	34,79	10,25
4T	1,164	25,250	20,08	0,44
5T	4,583	0,037	98,32	0,00
6T	4,983	0,150	106,90	0,00
7T	4,712	0,283	101,10	0,01
8T	4,469	13,410	95,90	0,29
T1	1,127	3222,000	18,53	52,97
T2	1,127	553,800	18,53	9,10
T3	1,127	156,000	18,53	2,57
T4	1,127	25,250	18,53	0,42
T9	1,127	335,600	18,53	5,52
1W	2,998	3222,000	62,21	66,87
W2	2,998	0,893	62,21	0,02
W3	2,998	52,900	62,21	1,10
W5	2,998	0,037	62,21	0,00
W6	2,998	0,150	62,21	0,00
W7	2,998	0,283	62,21	0,01
W8	2,998	13,410	62,21	0,28
We	2,998	3155,000	62,21	65,47
Qproc	1,127	335,600	18,53	5,52
Qref	3,757	208,900	182,40	10,14

7.3 Análise do custo exergético e monetário pela Análise Funcional Termoeconômica usando neguentropia

Na teoria de custo exergético (Lozano e Valero, 1993) o custo da irreversibilidade externa é imputado ao produto da última unidade, sendo o custo do produto desta unidade sobreestimado. A utilização do conceito de neguentropia para a avaliação das irreversibilidades externas é utilizado por Frangopoulos (1983). O objetivo da neguentropia é a redistribuição dos custos: ela dá crédito quando o processo decresce a entropia ou penaliza quando o processo a incrementa.

A neguentropia é definida por:

$$S = \dot{m} \cdot T_0 \cdot (s - s_0) \quad (164)$$

Para cada volume de controle o fluxo neguentrópico é dado por:

$$N_i = S_i - S_{i-1} \quad (165)$$

em que “i-1” é o fluxo neguentrópico que entra no volume de controle. O custo neguentrópico é expressado como:

$$N_i^* = k_{n,i} \cdot N_i \quad (166)$$

na qual $k_{n,i}$ é o custo unitário neguentrópico.

A Figura 40 mostra o diagrama funcional com neguentropia utilizado para analisar o sistema de cogeração. Para esta representação, ao sistema da Figura 39 adicionaram-se três novas unidades virtuais : a chaminé, a junção de neguentropia e o distribuidor de neguentropia. A unidade virtual denominada “chaminé” produz a neguentropia necessária para levar o ar úmido que sai da torre de resfriamento e os gases de escape do motor até as condições de equilíbrio com o ambiente. O sistema de refrigeração por absorção gera neguentropia, já que diminui a entropia da água quente usada na refrigeração do motor. A caldeira de recuperação consome e gera neguentropia; o consumo de neguentropia advém do aumento da entropia do vapor que é produzido; a produção de neguentropia decorre da

diminuição da entropia dos gases de escape do motor. O motor, as bombas, o misturador e a torre de resfriamento são equipamentos que consomem neguentropia. Os insumos e produtos dos volumes de controle são apresentados na Tabela 16.

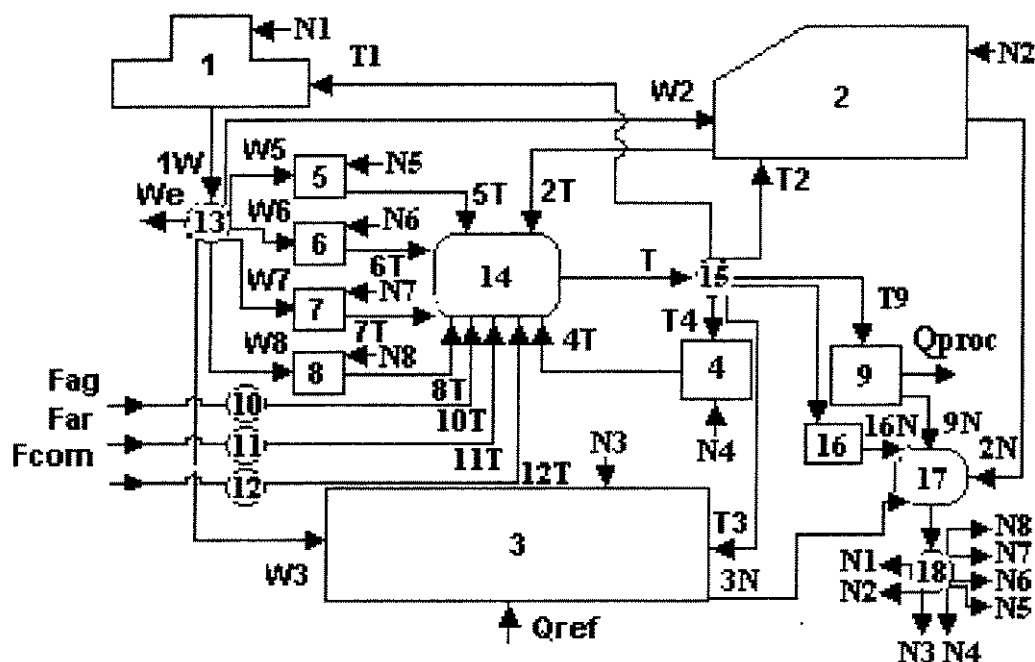


Figura 40 – Esquema usado para Análise funcional com neguentropia

O balanço de custos exergéticos determina o custo dos insumos e produtos de cada unidade. Com o balanço de custos em cada volume de controle da Figura 40 se obtém as seguintes equações:

Motor

$$E^*_{T1} + E^*_{N1} = E^*_{1W} \quad (167)$$

$$C_{T1} + C_{N1} + Z_{\text{motor}} = C_{1W} \quad (168)$$

HRSG

$$E^*_{T2} + E^*_{N2} + E^*_{W2} = E^*_{2T} + E^*_{2N} \quad (169)$$

$$C_{T2} + C_{N2} + C_{W2} + Z_{\text{HRSG}} = C_{2T} + C_{2N} \quad (170)$$

Tabela 16 – Insumos e produtos (Análise Funcional com Neguentropia)

Volume de controle	Insumos	Produtos
1. Motor	$T1=(Ex_2+Ex_4-Ex_5)-(Ex_{34}-Ex_{33})$ $N1=(S_5-S_4-S_2)+(S_{34}-S_{33})$	$1W=W_{motor}$
2. HRSG	$T2=Ex_5-Ex_9$; $W2=W_{B4}$ $N2=S_{24}-S_{15}$	$2T=Ex_{24}-Ex_{15}$ $2N=S_5-S_9$
3. SRA e TER	$T3=(Ex_{34}-Ex_{32})+(Ex_{11}+Ex_3-Ex_{31})$; $W3=W_{B6}+W_{B7}$ $N3=S_{31}-S_3-S_{11}$	$E_{Qref}=Ex_{Qref}$ $3N=S_{34}-S_{32}$
4. Misturador	$T4=Ex_{26}+Ex_{13}$ $N4=S_{14}-S_{13}-S_{26}$	$4T=Ex_{14}$
5. Bomba 1	$W5=W_{B1}$ $N5=S_{13}-S_{12}$	$5T=Ex_{13}-Ex_{12}$
6. Bomba 2	$W6=W_{B2}$ $N6=S_{26}-S_{25}$	$6T=Ex_{26}-Ex_{25}$
7. Bomba 3	$W7=W_{B3}$ $N7=S_{15}-S_{14}$	$7T=Ex_{15}-Ex_{14}$
8. Bomba 5	$W8=W_{B5}$ $N8=S_{33}-S_{32}$	$8T=Ex_{33}-Ex_{32}$
9. Processo	$T9=Ex_{24}-Ex_{25}$	$E_{Qproc}=Ex_{Qprocesso}$ $9N=S_{24}-S_{25}$
10. Distribuidor de água	$Fag=Ex_{10}$	$10T=Ex_{10}$
11. Distribuidor de ar	$Far=Ex_1$	$11T=Ex_1$
12. Distribuidor de combustível	$Fcom=Ex_4$	$12T=Ex_4$
13. Distribuidor de potência elétrica	$1W$	$W2+W3+W5+W6+W7$ $+W8+W_e$
14. Junção de exergia	$2T; 4T; 5T; 6T; 7T; 8T; 10T;$ $11T; 12T$	$T=2T+4T+5T+6T+7T+8T$ $+10T+11T+12T$
15. Distribuidor de exergia	T	$T1+T2+T3+T4+T9$
16. Chaminé	$T16=Ex_{31}+Ex_9$	$16N=S_{31}+S_9$
17. Junção de neguentropia	$2N; 3N; 9N; 16N$	$N=2N+3N+9N+16N$
18. Distribuidor de neguentropia	N	$N1+N2+N3+N4+N5+N6+N7+N8$

SRA+TRE

$$E^*_{T3} + E^*_{N3} + E^*_{W3} = E^*_{Qref} + E^*_{3N} \quad (171)$$

$$C_{T3} + C_{N3} + C_{W3} + Z_{SRA} + TRE = C_{Qref} + C_{3N} \quad (172)$$

Misturador

$$E^*_{T4} + E^*_{N4} = E^*_{4T} \quad (173)$$

$$C_{T4} + C_{N4} + Z_{mist} = C_{4T} \quad (174)$$

Bomba1

$$E^*_{W5} + E^*_{N5} = E^*_{5T} \quad (175)$$

$$C_{W5} + C_{N5} + Z_{B1} = C_{5T} \quad (176)$$

Bomba2

$$E^*_{W6} + E^*_{N6} = E^*_{6T} \quad (177)$$

$$C_{W6} + C_{N6} + Z_{B2} = C_{6T} \quad (178)$$

Bomba3

$$E^*_{W7} + E^*_{N7} = E^*_{7T} \quad (179)$$

$$C_{W7} + C_{N7} + Z_{B3} = C_{7T} \quad (180)$$

Bomba5

$$E^*_{W8} + E^*_{N8} = E^*_{8T} \quad (181)$$

$$C_{W8} + C_{N8} + Z_{B5} = C_{8T} \quad (182)$$

Processo

$$E^*_{T9} = E^*_{Qproc} + E^*_{9N} \quad (183)$$

$$C_{T9} + Z_{proc} = C_{Qproc} + C_{9N} \quad (184)$$

Chaminé

$$E^*_{T16} = E^*_{16N} \quad (185)$$

$$C_{T16} = C_{16N} \quad (186)$$

Junção e distribuidor de exergia

$$E^*_{2T} + E^*_{4T} + E^*_{5T} + E^*_{6T} + E^*_{7T} + E^*_{8T} + E^*_{Fcomb} + E^*_{Far} + E^*_{Fag} = E^*_{T1} + E^*_{T2} + E^*_{T3} + E^*_{T4} + E^*_{T9} + E^*_{T16} \quad (187)$$

$$C_{2T} + C_{4T} + C_{5T} + C_{6T} + C_{7T} + C_{8T} + C_{Fcomb} + C_{Far} + C_{Fag} = C_{T1} + C_{T2} + C_{T3} + C_{T4} + C_{T9} + C_{T16} \quad (188)$$

Junção e distribuidor de neguentropia

$$E_{2N}^* + E_{3N}^* + E_{9N}^* + E_{16N}^* = E_{N1}^* + E_{N2}^* + E_{N3}^* + E_{N4}^* + E_{N5}^* + E_{N6}^* + E_{N7}^* + E_{N8}^* \quad (189)$$

$$C_{2N} + C_{3N} + C_{9N} + C_{16N} = C_{N1} + C_{N2} + C_{N3} + C_{N4} + C_{N5} + C_{N6} + C_{N7} + C_{N8} \quad (190)$$

Estas equações não são suficientes para determinar todos os custos exergéticos e unitários, então para obter-se um sistema de equações de solução única é necessário arbitrar as seguintes equações:

Para o custo exergético:

$$k_{Fcomb} = k_{Far} = k_{Fag} = 1 \quad (191)$$

$$k_{T1} = k_{T2} = k_{T3} = k_{T4} = k_{T9} = k_{T16} \quad (192)$$

$$k_{N1} = k_{N2} = k_{N3} = k_{N4} = k_{N5} = k_{N6} = k_{N7} = k_{N8} \quad (193)$$

$$k_{2N} = k_{3N} = k_{9N} = k_{16N} \quad (194)$$

Para o custo monetário:

$$c_{T1} = c_{T2} = c_{T3} = c_{T4} = c_{T9} = c_{T16} \quad (195)$$

$$c_{N1} = c_{N2} = c_{N3} = c_{N4} = c_{N5} = c_{N6} = c_{N7} = c_{N8} \quad (196)$$

$$c_{2N} = c_{3N} = c_{9N} = c_{16N} \quad (197)$$

$$c_{Fcomb} = 16,37854 \text{ US\$/MWh} \quad (198)$$

$$c_{Fag} = 1,5 \text{ US\$/MWh} \quad (199)$$

$$c_{Far} = 0 \quad (200)$$

Tabela 17 – Custos exergéticos e monetários (Análise Funcional com neguentropia)

Fluxo	Custos exergéticos		Custos monetários	
	k	E*	c (US\$/MWh)	C (US\$/h)
Fag	1,000	36,330	1,50	0,05
Far	1,000	28,000	0,00	0,00
Fcomb	1,000	3635,000	16,38	59,54
2T	1,942	572,100	35,77	10,54
4T	1,161	25,190	20,03	0,43
5T	4,874	0,039	103,10	0,00
6T	5,300	0,159	112,10	0,00
7T	4,996	0,300	105,80	0,01
8T	4,723	14,170	100,10	0,30
T1	1,121	3204,000	18,42	52,67
T2	1,121	550,600	18,42	9,05
T3	1,121	155,100	18,42	2,55
T4	1,121	25,110	18,42	0,41
T9	1,121	333,700	18,42	5,49
T16	1,121	42,910	18,42	0,71
1W	3,142	3377,000	64,58	69420,00
W2	3,142	0,936	64,58	0,02
W3	3,142	55,440	64,58	1,14
W5	3,142	0,038	64,58	0,00
W6	3,142	0,157	64,58	0,00
W7	3,142	0,296	64,58	0,01
W8	3,142	14,050	64,58	0,29
We	3,142	3306,000	64,58	67962,00
Qproc	0,866	257,800	14,23	4,24
Qref	2,431	135,200	160,60	8,93
2N	0,116	55,260	1,90	0,91
3N	0,116	110,000	1,90	1,81
9N	0,116	75,920	1,90	1,25
16N	0,116	42,910	1,90	0,71
N1	0,116	173,500	1,90	2,85
N2	0,116	75,830	1,90	1,25
N3	0,116	34,630	1,90	0,57
N4	0,116	0,083	1,90	0,00
N5	0,116	0,001	1,90	0,00
N6	0,116	0,002	1,90	0,00
N7	0,116	0,003	1,90	0,00
N8	0,116	0,116	1,90	0,00

A Tabela 17 mostra os custos unitários calculado para o sistema mediante o Análise Funcional com neguentropia. Pode-se ver que os resultados destes custos são diferentes às obtidas com a Teoria de Custo Exergético e com a Análise Funcional sem neguentropia. Observa-se um aumento no custo unitário da eletricidade e uma diminuição dos custos unitários da produção de vapor e frio.

7.4 Conclusões preliminares

Os resultados da análise termoeconômica mostram de maneira geral que dos três produtos do sistema de cogeração, o custo unitário da produção de vapor é o mais barato. Existem diferenças nos resultados obtidos com as diferentes metodologias. A Análise Funcional com neguentropia mostra uma melhor distribuição dos custos, devido ao fato de que nesta análise está-se reconhecendo que o sistema de refrigeração por absorção está atuando como um condensador no sistema.

Capítulo 8

Conclusões

Quase todos os países de América do Sul implementaram reformas nos regimes de exploração e produção de gás natural com o objetivo de atrair capital para aumentar a disponibilidade de reservas e aumentar as exportações ou reduzir as importações, para obter um saldo líquido de divisas mais favoráveis em suas transações energéticas.

A indústria de gás natural em países como Bolívia, Brasil, Colômbia e Venezuela têm propriedades mistas; a lei nestes países permite o investimento privado, mas tem pouca participação privada, ainda está fortemente impulsionada pelo setor estatal. A indústria de gás natural em países como Argentina, Chile e Peru é fortemente impulsionada pelo setor privado.

No Brasil, a fins da década de 1980, instituiu-se o Plano Nacional de Gás Natural, o qual procurava aumentar seu uso na matriz energética. Devido à pouca disponibilidade de gás, a geração elétrica com gás natural não estava incluída no plano. A geração termelétrica com gás natural começou a ter importância com a construção do gasoduto Bolívia-Brasil, tendo visto que existia uma oferta disponível de gás que não tinha sido absorvida pelos mercados industriais. O governo, através do Programa Prioritário de Termoelétricas, deu incentivos para a construção de 49 usinas. Porém, o programa encontrou obstáculos para seu desenvolvimento, dentre eles destacam-se o elevado preço de gás natural e a dificuldade na constituição de consórcios para viabilizar os empreendimentos necessários.

Com relação à cogeração, pode-se ver que o estabelecimento da venda dos excedentes de energia (levando em conta os custos evitados) e a proteção aos pequenos geradores e cogeneradores de situações emergenciais (compra de energia a preços não abusivos do sistema centralizado) são fatos importantes para sua promoção, tendo visto seu efeito positivo no desenvolvimento da cogeração nos Estados Unidos e a Espanha. Porém, no Brasil, a diferença das políticas adotadas pelos países mencionados anteriormente, a venda dos excedentes de energia do autoprodutor às concessionárias é estabelecida por negociações entre as partes e o atendimento emergencial das necessidades energéticas depende do critério da concessionária.

Na Espanha, à diferença do Brasil, na década de 1990, a relação do preço da eletricidade e gás natural foi tão elevado que permitiu a viabilização de muitos projetos de cogeração e com rentabilidade elevada. Atualmente, esse cenário no Brasil não existe, uma vez que o preço da eletricidade é relativamente “barato” no Brasil e o gás é “caro” , isto tem como consequência que alguns projetos de cogeração não sejam viabilizados.

Devido às experiências nos países industrializados, onde a cogeração não só é vista como um programa de economia de energia, mas também uma alternativa para gerar emprego e uma oportunidade de negócios, acredita-se que com incentivos adequados para a cogeração no Brasil, este setor poderia aumentar a competitividade dos produtos e serviços da indústria, aumentando seus efeitos na produção de emprego em toda a cadeia desta forma de geração de energia.

A análise de viabilidade econômica, tomando como estudo de caso o Hospital das Clínicas da UNICAMP, mostrou que os fatores determinantes na análise econômica são os custos de gás natural, o tipo de câmbio do dólar e o custo da eletricidade da concessionária. O resultado desta análise mostra que nas condições atuais o projeto é inviável economicamente, dentro das propostas consideradas. O alto custo do gás natural inviabiliza o projeto. As soluções com motores de combustão interna são as que têm melhor desempenho econômico.

A análise de sensibilidade mostra que quando o preço do gás natural é reduzido, os desempenhos econômicos dos sistemas de cogeração propostos melhoram, o projeto começa a ser viabilizado economicamente quando as tarifas de gás são reduzidas em 35,2 %. Outra análise de sensibilidade mostra que se a tarifa de energia elétrica fosse 50 % mais cara que o preço atual, o projeto começa a ser viabilizado economicamente.

O sistema de cogeração proposto para Hospital das Clínicas da UNICAMP produz em condição máxima de carga 1052 kW de eletricidade, 1335 kg/h de vapor para consumo e 219 TR para produção de frio. O fator de utilização de energia deste sistema é de 88%; também pode-se ver que o sistema consegue poupar até 28,5% de combustível se for comparado com a produção separada dos mesmos produtos.

A análise exergética feita sobre o mesmo sistema mostra que a eficiência de segunda lei (em média) é 37,5%. As maiores irreversibilidades geradas no sistema ocorrem no motor, este participa em média com 78% da irreversibilidade total. Os outros equipamentos que colaboram consideravelmente com as irreversibilidades geradas no ciclo são a caldeira de recuperação e a torre de resfriamento.

Os resultados da análise termoeconômica mostraram que se obtêm diferentes custos unitários dos produtos para cada metodologia usada. A análise pela Teoria de Custo Exergético mostrou que o custo unitário da produção de frio é a mais cara e o custo unitário da produção de vapor a mais barata. A Análise Funcional sem neguentropia também mostra a mesma tendência nos custos que a Teoria de Custo Exergético, mas agora observa-se uma melhoria na distribuição dos custos. Das três metodologias apresentadas, a Análise Funcional com neguentropia mostra maiores vantagens na distribuição dos custos; com esta metodologia, o custo unitário da produção de eletricidade é a mais cara e o custo da produção de vapor a mais barata, isto pelo fato de que neste tipo de análise o sistema de refrigeração por absorção estaria atuando como um condensador para resfriar a água de refrigeração do motor.

Referências Bibliográficas

- [1] ANEEL. Resolução Nº 164, de 7 de abril de 2003. Disponível no site: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 20 de julho de 2004.
- [2] ANP, Indústria brasileira de gás natural: regulação atual e desafios futuros, Agencia Nacional do Petróleo, 2001. Disponível no site: http://www.anp.gov.br/conheca/notas_tecnicas.asp. Acesso em: 15 de maio de 2003.
- [3] ANP, Panorama da indústria de gás natural no Brasil: aspectos regulatórios e desafios, Agencia Nacional do Petróleo, 2002. Disponível no site: http://www.anp.gov.br/conheca/notas_tecnicas.asp. Acesso em: 15 de maio de 2003.
- [4] Aphornratana S. e Eames W. Thermodynamic analysis of absorption refrigeration cycles using the second law of thermodynamics method. Int. J. Refrigeration, v. 18, n. 4, p. 244-252, 1995.
- [5] Balestieri, J. P., 2002, Cogeração: Geração combinada de eletricidade e calor, Editora da Universidade Federal de Santa Catarina, 279 p., 2002
- [6] Banco Central. Taxa de câmbio. Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/?TXCOTACAO>. Acesso em: 23 de setembro de 2004.

- [7] Bejan, A., Tsatsaronis, G. e Moran, M., Thermal design & optimization, John Wiley & Sons, 542 p., 1996.
- [8] Braga, L.M. and Afonso, F.A., Exergetic analysis of a natural gas cogen plant in a sugar refinery in Oporto – Portugal, ECOS 2000, 1575 – 1586p. , 2000
- [9] Campodónico, H., La Industria del Gas Natural y las Modalidades de Regulación en América Latina. Comisión Económica para América Latina y el Caribe, 1998.
- [10] Campodónico, H., apresentação em seminário: Impacto de gas de Camisea en el Perú, Lima, Perú, 2001.
- [11] Carvalho, R. F., Critérios de racionalidade energética na qualificação de centrais cogeradoras Resolução 021/2000. Controle e Instrumentação. p. 98-101, Agosto de 2000.
- [12] CCPE, Plano Decenal de Expansão 2000 – 2009, 2000
- [13] CEPAL. Divisão de Recursos naturais e energia. Disponível em: <http://www.cepal.org/drni>. Acesso em: 12 de junho de 2003.
- [14] Cerqueira, S., Metodologias de Análise Termoeconômica de Sistemas, tese de doutorado, UNICAMP, Campinas, 1999.
- [15] Cerqueira, S. and Nebra, S.A. Cost attribution methodologies in cogeneration systems, Energy Conversion and Management, v. 20, 1587-1597 p., 1999.
- [16] Chua, H.T., Toh, H.K., Malek, A., Ng, K.C., Srinivasan, K.C.. Improved thermodynamic property fields of LiBr-H₂O solution. Int. J. Refrigeration, p. 412-429, 2000.

- [17] COGEN-SP. Disponível em: <http://www.cogensp.com.br>. Acesso em: 19 de maio de 2004.
- [18] CONAE, Metodología para el Análisis de Previabilidad en los Sistemas de Cogeneración. Serie Eficiencia Energética en Sistemas Industriales. Comisión Nacional para el Ahorro de Energía. Mexico, 1999.
- [19] CREG, Comisión de Regulación de Energia y Gas. Disponível em: <http://www.creg.gov.co/index.html/>. Acesso em: 27 de maio de 2004.
- [20] Cruz, R.W. e Nebra, S.A. Thermoeconomic Analysis of a Cogeneration System of Compression Ignition Engine and Absorption Refrigeration Machine. ASME International Mechanical Congress & Exposition, Louisiana, USA, november 17-22, 2002.
- [21] CSPE. Portaria CSPE – 297, de 28-5-2004. Disponível no site: http://www.cspe.sp.gov.br/arquivos/secoes/gas_legislacao/lpt04297REPUB.asp. Acesso em: 20 julho 2004.
- [22] Da – Wen Sun. Thermodynamic design data and optimum design maps for absorption refrigeration systems. Applied Thermal Engineering, v. 17, p. 211-221, 1997.
- [23] d'Accadia M.D. e de Rossi F. Thermoeconomic optimization of a refrigeration plant. Int. J. Refrigeration, v. 21, n. 1, p. 42-54, 1998.
- [24] Dismukes, D.E. and Kleit, A.N. Cogeneration and Electric Power Industry Restructuring. Resource and Energy Economics, v. 21, p. 153-166, 1999.
- [25] Dorgan C. B. et al. Application guide for absorption cooling / refrigeration using recovered heat. ASHRAE (American Society of Heating, Refrigeration and Air Conditioning Engineers, Inc.), Atlanta, 1995.

- [26] Dos Santos, E. M., Gás Natural: estratégias para uma energia nova no Brasil, São Paulo: ANNABLUME2, 352 p. , 2002.
- [27] Edgar, T.F. and Himmelblau, D.M., Optimization of chemical processes, McGraw-Hill, 652 p. , 1989.
- [28] Educogen. The European Educational Tool on Cogeneration. Cogen Europe, 175 p. , 2001.
- [29] Espinoza, L., Camisea: Impacto en el Sector Energético, Osinerg-Gart, 2000.
- [30] Espírito Santo, D. B. Metodologias de Avaliação de Sistemas Térmicos de Geração de Eletricidade. 2001. 191p. Tese (doutorado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.
- [31] Fernandes, E., Fonseca, M. V. e Alonso, S. P. Natural Gás in Brazil's energy matrix: demand for 1995-2010 and usage factors. Energy Policy, p. 1-22, 2003.
- [32] Fernández, M., Birhuet, E., Resultado de la reestructuración energética en Bolivia, 2002. Disponível em: <http://www.cepal.org>. Acesso em: 26 de maio de 2003.
- [33] FGV/IBRE. Taxa de câmbio. Disponível em: http://www2.fgv.br/dgd/asp/dsp_FGVDADOS.asp. Acesso em: 23 de setembro de 2004.
- [34] Franco A. e Russo A. Combined cycle plant efficiency increase based on the optimization of the heat recovery steam generator operating parameters. International Journal of Thermal Sciences, v. 41, p. 843-859, 2002.
- [35] Frangopoulos, C., Application of the thermoeconomic functional approach to the CGAM problem, Energy, v. 19, 322-342 p. , 1994.

- [36] Future COGEN. The future of CHP in the European Market - The European Cogeneration Study, 2001. Disponível em: http://www.cogen.org/publications/reports_and_studies.htm. Acesso em: 15 de outubro de 2003.
- [37] Ganapathy, V. Waste heat boiler deskbook. Fairmont Press Inc, 399 p. , 1991.
- [38] Garagatti, D. W. Sistema Tri e Tetra combinado de Cogeração: Avaliação Exergética e Termoeconômica. 2000. 206p. Tese (mestrado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo.
- [39] Gasnet. Legislação cogeração. Disponível em: www.gasnet.com.br. Acesso em: 2 de junho 2004.
- [40] Gonzales, R.P. e Nebra, S.A. Energetic, exergetic and exergetic cost analysis for a cogeneration system integrated by an internal combustion engine, HRSG and an absorption refrigeration system. 7th Biennial ASME Conference Engineering Systems Design and Analysis, Manchester, United Kingdom, july 19-22, 2004.
- [41] Gonzales, R.P, Nebra, S.A. e Bajay, S. et al. Reformas energéticas da indústria do gás natural na América do Sul. IV Congresso Latino-americano e do Caribe de Gás e Eletricidade, Rio de Janeiro, Brasil, abril 26-28, 2004.
- [42] Gonzales, R.P, Nebra, S.A. e Walter A.C. Cogeração com gás natural : Metodologia de seleção e avaliação econômica para um hospital. IV Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Itajubá-MG, Brasil, março 25-26, 2004.
- [43] Gonzales, R.P, Nebra, S.A. e Bajay, S. Indústria de gás natural na América do Sul: Retrospectiva e tendências. IV Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Itajubá-MG, Brasil, março 25-26, 2004.

- [44] Gonzales, R.P, Nebra, S.A. e Leme, M. Políticas para a promoção da cogeração: Experiência da Comunidade Européia e o caso Espanhol. IV Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Itajubá-MG, Brasil, março 25-26, 2004.
- [45] Gonzales, R.P. e Nebra, S.A. Análise da Viabilidade Econômica e Financeira para Sistemas de Cogeração - estudo de caso: HC-UNICAMP. II Congreso Internacional de Científicos Peruanos, Lima, Peru, enero 2-5, 2004.
- [46] Gonzales, R.P. e Nebra, S.A. Política Pública, Regulação e Integração Energética de gás natural na América do Sul. II Congreso Internacional de Científicos Peruanos, Lima, Peru, enero 2-5, 2004.
- [47] Guarinelo, F., 1997, Avaliação Termoeconômica de um Sistema de Cogeração Proposto para um Pólo Industrial, dissertação de mestrado, UNICAMP, Campinas.
- [48] Guarinello, F. , Nebra, S.A., Cerqueira, S.A. Thermoeconomic evaluation of a gas turbine cogeneration system, *Energy Conversion and Management*, v. 41, 1191-1200 p., 2000.
- [49] Hirsh, R.F. PURPA: The Spur to Competition and Utility Restructuring. *The Electricity Journal*, p. 60-72, 1999.
- [50] Horlock, J.H., *Cogeneration – Combined Heat and Power (CHP)*, Krieger Publishing Company, Florida, 226 p. , 1997.
- [51] Horuz I., A comparison between ammonia – water and water – lithium bromide solutions in vapor absorption refrigeration systems. *Int. Comm. Heat Mass Transfer*. v. 25, p. 711-721, 1998.

- [52] IPT. Geração de vapor, sistemas de potencia e refrigeração e recuperação de calor. In: Uso de energia na indústria: racionalização e otimização. Curso – Instituto de Pesquisas Tecnológicas, São Paulo, 2002.
- [53] IPT. Cogeração. In: Uso de energia na indústria: racionalização e otimização. Curso – Instituto de Pesquisas Tecnológicas, São Paulo, 2002.
- [54] Kaplan, S. Energy Economics, MacGraw-Hill, 352 p., 1976.
- [55] Kehlhofer, R. H., Warner, J., Nielsen, H. e Bachmann, R., Combined-Cycle Gas Steam Turbine Power Plant. PennWell, Oklahoma, 298 p., 1999.
- [56] Kotas, T. J., The exergy method of thermal plant analysis, Butterworths, London, 296 p., 1985.
- [57] Kouremenos, D. A., Rogdakis, E.D., Houzouris, G. E. A thermodynamic study of non-equilibrium processes in the LiBr/H₂O absorption refrigeration machine units, in: Thermodynamics and Design, Analysis, and Improvement of Energy Systems, v. 33, ASME, New York, p. 291-298, 1994.
- [58] Lei N° 24.076, de 20 de maio de 1992, Argentina
- [59] Lei N° 27.133, de 19 de novembro de 1999, Perú.
- [60] Lozano, M.A. and Valero, A., Theory of the Exergetic Cost, Energy, vol. 18, No. 9, 939-960 p. , 1993.
- [61] Lutz, W., Reformas del Sector energético, desafíos regulatorios y desarrollo sustentable en Europa y América Latina, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, 2001.

- [62] Matelli, J.A., Rucker, C.R.P. e Bazzo, E., A cogeneration system applied to the UFSC University Hospital: An exergetic, economic and environmental analysis, ECOS 2002, 941-948p. , 2002.
- [63] Misra, R.D., Sahoo, P.K e Gupta, A. Application of the exergetic cost theory to the LiBr/H₂O vapour absorption system. Energy, v. 27, p. 1009-1025, 2002.
- [64] Misra, R.D., Sahoo, P.K, Sahoo, S. e Gupta, A.. Thermoeconomic optimization of a single effect water/LiBr vapour absorption refrigeration system. Int. J. Refrigeration, v. 26, p. 158-169, 2002.
- [65] MME, 2002, Plano de longo prazo projeção da matriz - 2022. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/>. Acesso em: 24 de novembro 2003.
- [66] Modesto, M.S. Repotenciamento em Sistemas de Geração de Potência na Indústria Siderúrgica Utilizando Análise Termoeconômica. 2004. 248p. Tese (doutorado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.
- [67] Nebra S. A. Termoeconomia. Notas de Aula. Impresso. Universidade Estadual de Campinas, 2002.
- [68] Nebra S. A. Analise de Procesos pela Segunda Lei da Termodinâmica. Notas de Aula. Impresso. Universidade Estadual de Campinas, 2003.
- [69] NIPE, Subsídios Técnicos para os Estudos de Implantação de um Sistema de Cogeração no Hospital de Clínicas (HC) – UNICAMP, Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético, Campinas, 2002.
- [70] OLADE, Informe Energetico de America Latina y el Caribe, Organización Latinoamérica de Energía, 2002.

- [71] Orlando, J. Cogeneration Design Guide. American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Georgia, 1996, 346 p.
- [72] Palacios, G., El desarrollo de la industria del gas natural en Chile, Metrogas, 2001.
- [73] Pasha, A. e Jolly, S. Combined cycle heat recovery steam generators optimum capabilities and selection criteria. Heat Recovery Systems & CHP, v. 15, p. 147-154, 1995.
- [74] Pellegrini, M.C., Ramos, D.S., Udaeta, M. E., Vieira, S. e Negri, J. C. Cogeração e a regulamentação no paradigma do mercado da indústria elétrica. XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Campinas-SP, Brasil, outubro 21-26, 2001.
- [75] Pistonesi, H., Desempeño de las Industrias de electricidad y gas natural después de las reformas: el caso de Argentina, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, 2001.
- [76] Poole, A.D., Poole, J.N. e Freitas, K.B. Potencial e viabilidade da cogeração em shopping centers no Brasil. Eletricidade Moderna, v. 314, 2000.
- [77] Rodrigues, A. O apagão no Brasil e motivação para o Programa Prioritário de Termoeletricidade. 2003, 8 p. mestrado em Engenharia e Gestão de Tecnologia, Instituto Superior Técnico, Portugal.
- [78] Roqueta, Jose. La cogeneración en España: Presente y Futuro. Cogen España, 2003. Disponível em: <http://www.cogenspain.org/inicial.php>. Acesso em: 17 de setembro de 2003.
- [79] Roqueta, Jose. Mecanismos para el fomento de la cogeneración en la Unión Europea. AESA y Cogen España, 2002. Disponível em: <http://www.cogenspain.org/inicial.php>. Acesso em: 17 de setembro de 2003.

- [80] Roqueta, Jose e Guinda, Virginia. La Cogeneración como sistema de eficiencia energetica. Nuevo Marco Legal para el desarrollo de la cogeneración. Cogen España. Disponível em: <http://www.cogenspain.org/inicial.php>. Acesso em: 17 de setembro de 2003.
- [81] Sala, J. Cogeneración: Aspectos termodinámicos, tecnológicos y económicos. Servicio Editorial de la Universidad del País Vasco, Bilbao, 1994, 565 p.
- [82] Sanchez, Luis Tembleque. La cogeneración en un sistema liberalizado. In: Jornadas sobre la cogeneración en la industria química de procesos, 1997, Tarragona, España.
- [83] Soares, J.B., Szklo, A.S. e Tolmasquim, M.T. Incentive policies for natural gas-fired cogeneration in Brazil's industrial sector - case studies: chemical plant and pulp mill. Energy Policy, v. 29, p. 205-215, 2001.
- [84] Stoecker, W. F.; Jones, J. W. Refrigeração e Ar Condicionado. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1985, 481p.
- [85] Subrahmanyam, N.V., Rajaram, S. e Kamalanathan, N. HRSGs for combined cycle power plants. Heat Recovery Systems & CHP, v. 15, p. 155-161, 1995.
- [86] Szargut, J., Morris, D. R., Steward, F. R., Exergy Analysis of Thermal, Chemical and metallurgical processes, Hemisphere Publishing Corporation Springer-verlag. 332 p., 1998
- [87] Szklo, A.S., Soares, J.B. e Tolmasquim, M.T. Economic potential of natural gas-fired cogeneration in Brazil: two case studies. Applied Energy, v. 67, p. 245-263, 2000.
- [88] Szklo, A.S., Soares, J.B. e Tolmasquim, M.T. Energy consumption indicators and CHP technical potential in the Brazilian hospital sector. Energy Conversion & Management, article in press, 2003.

- [89] Talbi M. M. e Agnew B. Exergy analysis: an absorption refrigerator using lithium bromide and water as the working fluids. *Applied Thermal Engineering*, v. 20, p. 619-630, 2000.
- [90] Tsatsaronis, G., Thermoeconomic análisis and optimization of energy systems, *Progress in Energy and Combustión Science*, v. 19, 227-257 p. , 1993.
- [91] Tsatsaronis, G. and Pisa, J., Exergoeconomic evaluation and optimization of energy systems – application to the CGAM problem, *Energy*, v. 19, 287-321 p. , 1994.
-
- [92] USCHPA. National CHP Roadmap: Doubling Combined Heat and Power Capacity in the United States by 2010, 2001. Disponível em: http://www.energetics.com/5thchpworkshop/pdfs/chp_roadmap.pdf. Acesso em: 28 de junho de 2004.
- [93] UNITED NATIONS. Cogeneration Experiences around the World. In: Cogeneration as a means of pollution control and energy efficiency in Asia, 2001. Disponível em: <http://www.unescap.org/enrd/energy/co-gen/contents.htm>. Acesso em: 2 de novembro de 2003.
- [94] Walter, A.C., Bajay, S.V., Ferreira, A.L. Integração entre as regulações técnico - econômicas e ambiental do setor elétrico brasileiro. Relatório técnico. Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético, 2000.
- [95] Walter, A.C. Viabilidade e perspectivas da cogeração e da geração termoeétrica junto ao setor sucro - alcooleiro. 1994. Tese (doutorado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

- [96] Waukesha-Dresser Engine Division Report, 1999, Telefax Transmission Message E1E-1999. Cotema Equipamentos e Peças Ltda., São Paulo.
- [97] Zarnikau, J. and Reilley, B. The Evolution of the Cogeneration Market in Texas. *Energy Policy*, v. 24, p. 67-79, 1996.