

UNESP
Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá

Guaratinguetá
2007

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

IRAIDES APARECIDA DE CASTRO VILLELA

DESENVOLVIMENTO DE UM MODELO TERMOECONÔMICO
QUE CONSIDERA OS IMPACTOS AMBIENTAIS

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia
do Campus de Guaratinguetá, Universidade
Estadual Paulista, para a obtenção do título
de Doutor em Engenharia Mecânica na área
de Transmissão e Conversão de Energia.

Orientador: Prof. Dr. José Luz Silveira

Coorientador: Prof. Dr. Júlio Santana Antunes

Guaratinguetá
2007

V735d Villela, Iraídes Aparecida de Castro
Desenvolvimento de um modelo termoeconômico que considera os impactos ambientais. / Iraídes Aparecida de Castro Villela.-
Guaratinguetá : [s.n.], 2007
149f.: il.
Inclui apêndice

Bibliografia: f. 132-140
Tese (doutorado) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2007
Orientador: Prof. Dr. José Luz Silveira
Co-orientador: Prof. Dr. Júlio Santana Antunes

1. Impacto Ambiental 2. Análise Termoeconômica I. Título

CDU 504.03

“DESENVOLVIMENTO DE UM MODELO TERMoeCONÔMICO QUE
CONSIDERA OS IMPACTOS AMBIENTAIS”

IRAIDES APARECIDA DE CASTRO VILLELA

ESTA TESE FOI JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
“DOUTOR EM ENGENHARIA MECÂNICA”

PROGRAMA: ENGENHARIA MECÂNICA
ÁREA: TRANSMISSÃO E CONVERSÃO DE ENERGIA

APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO



Prof. Dr. Marcelo dos Santos Pereira
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:



Prof. Dr. JOSÉ LUZ SILVEIRA
Orientador / Unesp-Feg



Prof. Dr. CELSO EDUARDO TUNA
Unesp-Feg



Prof. Dr. ELECTO EDUARDO SILVA LORA
Unesp-Feg



Prof. Dr. ELECTO EDUARDO SILVA LORA
UNIFEI / Itajubá-MG



Prof.ª. Dr.ª. ARAÍ AUGUSTA BERNÁRDEZ PÉCORA
UNICAMP / Campinas-SP

Dezembro de 2007

DADOS CURRICULARES

IRAIDES APARECIDA DE CASTRO VILLELA

NASCIMENTO	18.09.1967 – LORENA / SP
FILIAÇÃO	Flávio José de Castro Iraídes Caetano de Castro
1986/1989	Curso de Graduação - Matemática Unisal - Centro Universitário Salesiano de São Paulo.
1996/1998	Curso de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, nível de Mestrado, na Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá da Universidade Estadual Paulista.

Trabalhos Publicados:

- Combined cycle versus one thousand diesel power plants: pollutant emissions, ecological efficiency and economic analysis, **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v. 11, p. 524 -535, 2007.
- Ecological efficiency in thermoelectric power plants, **Applied Thermal Engineering**, v. 27, p. 840 - 847, 2007.
- Analysis of the use of biogas generated in the wastewater treatment plant of a dairy: the production of complementary cold water, **Renewable Energy**, (in Press), 2007.

- Thermoeconomic model that takes in account the environment impacts on thermoelectric centrals with combined cycle: Natural Gas versus Diesel, **Journal of Energy Resources Technology (In Press)**, 2007.
- Thermoeconomic analysis applied en cold water production system using biogas combustion, **Applied Thermal Engineering**, v. 25, p. 1141 - 1152, 2005.
- A utilização do biogás produzido na estação de tratamento de efluentes de um laticínio: Análise energética de um sistema de refrigeração por absorção associado, **Revista Iberoamericana de Ingenieria Mecanica**, Madrid - Espanha, v. 6, p. 51 - 61, 2002.
- Environmental Impact: Ecological Efficiency. In: GLAGTEE 2007 - SIXTH LATIN AMERICAN CONGRESS ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION, ValParaíso - Chile, 2007.
- Environmental Impact on a Thermoelectric Power Plant. In: GLAGTEE 2007 - SIXTH LATIN AMERICAN CONGRESS ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION, ValParaíso - Chile, 2007.
- Energetic and Exergetic Analysis of a Gas-Turbine Combined Cycle Power Plant Operating with Natural Gas or Diesel. In: COBEM 2007 - 19 TH INTERNATIONAL CONGRESS OF MECHANICAL ENGINEERING, Brasília - Brasil, 2007.
- Thermoeconomic model that takes in account the environment impacts on thermoelectric centrals with combined cycle: Natural Gas versus Diesel. In PROCEEDINGS OF ASME TURBO EXPO 2006, Barcelona - Espanha, maio, 7 p., 2006.

- Eficiencia Ecológica. In: XXII INTERAMERICAN CONGRESS OF CHEMICAL ENGINEERING, Buenos Aires - Argentina, 2006.
- Determinação da Eficiência Ecológica de Plantas Térmicas. In: ENCIT 2006 - 11 TH BRAZILIAN CONGRESS OF THERMAL SCIENCES AND ENGINEERING, Curitiba - Brasil, 2006.
- A Comparison between thermoelectric power plants operating with natural gas and diesel environmental impacts. In: COBEM 2005 - 18 TH INTERNATIONAL CONGRESS OF MECHANICAL ENGINEERING, Ouro Preto - Brasil, 2005.
- Environment Impact: Natural Gas versus Diesel. In: GLAGTEE 2005 - SIXTH LATIN AMERICAN CONGRESS ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION, Mar del Plata - Argentina, 2005.

de modo especial, aos meus filhos Letícia e Leonardo fontes de
inspiração e ao meu esposo Darcy que incentivou para que eu
continuasse no curso.

AGRADECIMENTOS

Especialmente a *Deus*, do qual todas as coisas dependem e que, com a sua infinita bondade, concedeu-me a oportunidade de experimentar a inefável sensação de galgar um patamar a mais.

Ao meu esposo, *Darcy* e aos meus filhos *Letícia e Leonardo*, que sempre estiveram ao meu lado e souberam compreender minha ausência.

Ao meu orientador, *José Luz Silveira* pela sua dedicação e incentivo nas horas mais difíceis.

Ao meu coorientador, *Júlio Santana Antunes* pela atenção e carinho em todos em todos os momentos.

Aos meus pais *Flávio e Iraídes* que sempre acreditaram em minha capacidade.

Aos meus irmãos *Jaffer e Jefferson* pelo carinho durante todo esse tempo.

Aos funcionários da pós-graduação *Cristina, Elisa, Regina e Sidney* pela dedicação e alegria no atendimento durante todos esses anos.

Aos amigos, *Bruno, Célio e Nacir* pelo apoio recebido.

"Felicidade é ter o que fazer, ter algo que amar e algo que esperar".

Aristóteles

"Aprender é a única coisa de que a mente nunca se cansa, nunca tem medo e nunca se arrepende."

Leonardo da Vinci

VILLELA, I. A. C. **Desenvolvimento de um Modelo Termoeconômico que considera os impactos ambientais.** 2007. 149 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2007.

RESUMO

Este trabalho analisa a poluição resultante da combustão do diesel e do gás natural em plantas termelétricas utilizando ciclo combinado (CC), sem queima e com queima suplementar de combustível. A metodologia proposta analisa a emissão de CO₂, SO₂, NO_x e Material Particulado (MP) considerando os padrões internacionais vigentes de qualidade do ar. Desenvolve-se análise termoeconômica de modo a comparar os dois combustíveis utilizando-se um modelo que incorpora a engenharia econômica ao de conceito de eficiência ecológica, sendo que este parâmetro uma função das quantidades de emissões do CO₂, SO₂, NO_x e Material Particulado (MP). O objetivo é determinar o custo de produção de eletricidade, considerando o efeito ecológico, aqui denominado CP_{EE}, baseando-se na Segunda Lei da Termodinâmica. O método termoeconômico desenvolvido utiliza diagramas funcionais, de modo a determinar o Custo de Produção de Eletricidade (em base exergética), incorporando os efeitos dos impactos ambientais de plantas termelétricas. Esse método é aplicado a três casos distintos em função de três turbinas a gás selecionadas do Handbook Gas Turbine World: Mitsubishi Heavy Industries M501G, Mitsubishi Heavy Industries M701F, Ansaldo Energy V94.3A, respectivamente associadas a caldeiras de recuperação operando com pressão de 12 MPa/520° C, 14 MPa/540° C e 16,5 MPa/585° C. As melhores condições que determinam o custo de produção de eletricidade são apresentadas. Os resultados indicam que o método desenvolvido é satisfatório podendo-se constituir como ferramenta de cálculo para a concepção de sistemas termelétricos de geração de potência.

PALAVRAS-CHAVE: Análise Termoeconômica, Impacto Ambiental, Eficiência Ecológica, Gás Natural, Diesel, Diagrama de Sankey, Diagrama de Grassmann.

VILLELA, I. A. C. **Development of a Thermoecconomical Model which takes into Account the Environmental Impacts.** 2007. 149 f. Thesis (Doctorate in Mechanical Engineering) - Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2007.

ABSTRACT

This work analyses the pollution from diesel combustion and natural gas in thermoelectrical power plants by utilizing combined cycle, with no combustible burning and with complementary burning. The methodology proposed analyses the emission of CO₂, SO₂, NO_x and Particulate Matter (PM) considering the in use air quality international standards. A thermoecconomic analysis is developed in such a way to compare the two combustibles by utilizing a model that incorporates the economical engineering to the concept of ecological efficiency, being this parameter a function of amount of emissions of CO₂, SO₂, NO_x and Particulate Matter (PM). The objective is to determine the cost of production of electricity, considering the ecological effect, herein named CP_{EE}, based on the Second Law of Thermodynamics. The thermoecconomic method developed utilizes function diagrams in order to determine the Cost of Production of Electricity (at exergetic basis), incorporating the effects of the thermoelectrical plants environmental impacts. This method is applied to three distinct cases in function of three gas turbines selected from the Handbook Gas Turbine World: Mitsubishi Heavy Industries M501G, Mitsubishi Heavy Industries M701F, Ansaldo Energy V94.3A, respectively associated to recovering kettles operating with pressures of MPa/520° C, 14 MPa/540° C and 16,5 MPa/585° C. The best conditions that determine the cost of production of electricity are presented. The results indicate that the method developed is satisfactory, and it can be used as a tool for calculation for the conception of power generation thermoelectric systems.

KEYWORDS: Thermoecconomical Analysis, Environmental Impact, Ecological Efficiency, Natural Gas, Diesel, Diagram of Sankey, Diagram of Grassmann.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1 – Sistema de turbina a gás associada à caldeira de recuperação sem queima suplementar de combustível e turbina a vapor	34
FIGURA 2.2 – Sistema de turbina a gás associada à caldeira de recuperação com queima suplementar de combustível e turbina a vapor	34
FIGURA 2.3 – Pinch Point	38
FIGURA 2.4 – Fluxo de massa de gás versus temperatura na saída da turbina - CASO 1 (condições ISO).....	40
FIGURA 2.5 – Fluxo de massa de gás versus temperatura na saída da turbina - CASO 1 (condições locais).....	40
FIGURA 2.6 – Fluxo de massa de gás versus temperatura na saída da turbina - CASO 2 (condições ISO).....	42
FIGURA 2.7 – Fluxo de massa de gás versus temperatura na saída da turbina - CASO 2 (condições locais).....	42
FIGURA 2.8 – Fluxo de massa de gás versus temperatura na saída da turbina - CASO 3 (condições ISO).....	43
FIGURA 2.9 – Fluxo de massa de gás versus temperatura na saída da turbina - CASO 3 (condições locais).....	44
FIGURA 2.10 – Comparação da eficiência global da planta (SQS)	49
FIGURA 2.11 – Comparação da eficiência global da planta (CQS).....	49
FIGURA 2.12– Calor específico dos gases de exaustão para o caso de gás natural em função da temperatura da temperatura (SQS)	52
FIGURA 2.13 – Calor específico dos gases de exaustão para o caso de gás natural em função da temperatura (CQS).....	52
FIGURA 2.14 – Calor específico dos gases de exaustão para o caso de diesel em função da temperatura (SQS)	53
FIGURA 2.15 – Calor específico dos gases de exaustão para o caso de diesel em função da temperatura (CQS).....	54
FIGURA 2.16 – Esquema do compressor	55

FIGURA 2.17 – Esquema da câmara de combustão	56
FIGURA 2.18 – Esquema da turbina a gás	56
FIGURA 2.19 – Esquema da caldeira de recuperação (SQS).....	57
FIGURA 2.20 – Esquema da caldeira de recuperação (CQS)	57
FIGURA 2.21 – Esquema da turbina a vapor	58
FIGURA 2.22 – Esquema do condensador	58
FIGURA 2.23 – Esquema da bomba.....	59
FIGURA 3.1 – Emissões de poluentes no sistema SQS.....	80
FIGURA 3.2 – Emissões de poluentes no sistema CQS	80
FIGURA 3.3 – Eficiência ecológica: Diesel/Gás Natural.....	85
FIGURA 3.4 – Variação da eficiência ecológica em função da planta termelétrica	85
FIGURA 4.1 – Diagrama funcional do sistema de turbina a gás associada à caldeira de recuperação e turbina a vapor (SQS).....	92
FIGURA 4.2 – Diagrama funcional do sistema de turbina a gás associada à caldeira de recuperação e turbina a vapor (CQS)	93
FIGURA 4.3 – Custo de produção de eletricidade ecológico no sistema SQS em função do pay-back – SQS (GN)	101
FIGURA 4.4 – Custo de produção de eletricidade ecológico no sistema CQS em função do pay-back – CQS (GN).....	101
FIGURA 4.5 – Custo de produção de eletricidade ecológico no sistema SQS em função do pay-back – SQS (DI).....	102
FIGURA 4.6 – Custo de produção de eletricidade ecológico no sistema CQS em função do pay-back – CQS (DI).....	102
FIGURA 4.7 – Custo de produção de eletricidade ecológico em função do pay-back (CASO 1).....	103
FIGURA 4.8 – Custo de produção de eletricidade ecológico em função do pay-back (CASO 2).....	103
FIGURA 4.9 – Custo de produção de eletricidade ecológico em função do pay-back (CASO 3).....	104

FIGURA 4.10 – Custo de produção de eletricidade ecológico em função do pay-back considerando o GN (CASO 3).....	104
FIGURA 4.11 – Custo de produção de eletricidade ecológico em função do pay-back considerando o DI (CASO 3)	105
FIGURA 5.1 – Custo de produção de eletricidade com tecnologias de controle em função do pay-back (CASO1).....	116
FIGURA 5.2 – Custo de produção de eletricidade com tecnologias de controle em função do pay-back (CASO2).....	116
FIGURA 5.3 – Custo de produção de eletricidade com tecnologias de controle em função do pay-back (CASO3).....	117
FIGURA 5.4 – Custo de produção de eletricidade com tecnologias de controle em função do pay-back - GN (CASO1).....	117
FIGURA 5.5 – Custo de produção de eletricidade com tecnologias de controle em função do pay-back - DI (CASO1)	118
FIGURA 5.6 – Valor médio das diferenças em função do pay-back no sistema SQS - GN (CASO 1).....	120
FIGURA 5.7 – Valor médio das diferenças em função do pay-back no sistema SQS - GN (CASO 2)	120
FIGURA 5.8 – Valor médio das diferenças em função do pay-back no sistema SQS - GN (CASO 3).....	121
FIGURA 5.9 – Valor médio das diferenças em função do pay-back no sistema CQS - GN (CASO 1).....	121
FIGURA 5.10 – Valor médio das diferenças em função do pay-back no sistema CQS - GN (CASO 2).....	122
FIGURA 5.11 – Valor médio das diferenças em função do pay-back no sistema CQS - GN (CASO 3).....	122
FIGURA 5.12 – Valor médio das diferenças em função do pay-back no sistema SQS - DI (CASO 1).....	123
FIGURA 5.13 – Valor médio das diferenças em função do pay-back no sistema SQS - DI (CASO 2).....	123

FIGURA 5.14 – Valor médio das diferenças em função do pay-back no sistema SQS - DI (CASO 3).....	124
FIGURA 5.15 – Valor médio das diferenças em função do pay-back no sistema CQS - DI (CASO 1)	124
FIGURA 5.16 – Valor médio das diferenças em função do pay-back no sistema CQS - DI (CASO 2)	125
FIGURA 5.17 – Valor médio das diferenças em função do pay-back no sistema CQS - DI (CASO 3)	125
FIGURA 5.18 – Valor Médio das diferenças em função do pay-back no sistema SQS para os três casos (GN)	126
FIGURA 5.19 – Valor Médio das diferenças em função do pay-back no sistema SQS para os três casos (DI).....	126
FIGURA 5.20 – Valor Médio das diferenças em função do pay-back no sistema CQS para os três casos (GN).....	127
FIGURA 5.21 – Valor Médio das diferenças em função do pay-back no sistema CQS para os três casos (DI)	127

LISTA DE TABELAS

TABELA 2.1 – Composição do Gás Natural (Bacia de Campos)	31
TABELA 2.2 – Casos considerados	35
TABELA 2.3 – Turbinas a Gás selecionadas	37
TABELA 2.4 – Sistemas de Turbinas a gás selecionados (CASO 1).....	40
TABELA 2.5 – Sistemas de Turbinas a gás selecionados (CASO 2).....	41
TABELA 2.6 – Sistemas de Turbinas a gás selecionados (CASO 3).....	43
TABELA 2.7 – Parâmetros fixos	46
TABELA 2.8 – Análise Energética - SQS	48
TABELA 2.9 – Análise Energética - CQS	48
TABELA 2.10 – Eficiência exergetica (SQS).....	61
TABELA 2.11 – Eficiência exergetica (CQS)	61
TABELA 2.12 – Irreversibilidade I (SQS)	62
TABELA 2.13 – Irreversibilidade I (CQS)	62
TABELA 3.1 – Principais países emissores de CO ₂ na atmosfera	66
TABELA 3.2 – Padrões de Qualidade do ar	73
TABELA 3.3 – Padrões de Emissão de poluentes (CONAMA 008/90)	73
TABELA 3.4 – Padrões de Qualidade do ar da OMS.....	74
TABELA 3.5 – Resultados das emissões de poluentes (SQS) - caso 1	78
TABELA 3.6 – Resultados das emissões de poluentes (CQS) - caso 1	78
TABELA 3.7 – Resultados das emissões de poluentes (SQS) - caso 2	78
TABELA 3.8 – Resultados das emissões de poluentes (CQS) - caso 2.....	79
TABELA 3.9 – Resultados das emissões de poluentes (SQS) - caso 3	79
TABELA 3.10 – Resultados das emissões de poluentes (CQS) - caso 3.....	79
TABELA 3.11 – Padrões de qualidade do ar para NO _x e SO ₂	80
TABELA 3.12 – Valores da eficiência ecológica	83
TABELA 3.13 – Características dos combustíveis virtuais	83
TABELA 3.14 – Comparação dos resultados entre uma planta termelétrica a gás natural e uma planta a diesel – SQS.....	84

TABELA 3.15 – Comparação dos resultados entre uma planta termelétrica a gás natural e uma planta a diesel – CQS	84
TABELA 4.1 – Parâmetros da Análise Termoeconômica	99
TABELA 4.2 – Resultados da Análise Termoeconômica (GN)	99
TABELA 4.3 – Resultados da Análise Termoeconômica (DI).....	100
TABELA 5.1 – Valores estimados de custos relacionados ao controle do NO _x	109
TABELA 5.2 – Valores estimados de custos relacionados ao controle do MP	110
TABELA 5.3 – Valores estimados de custos relacionados ao controle do SO ₂	110
TABELA 5.4 – Valores estimados de custos relacionados ao controle do CO ₂	111
TABELA 5.5 – Resultados da Análise Termoeconômica (GN)	115
TABELA 5.6 – Resultados da Análise Termoeconômica (DI)	115

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

B	Bomba
C	Compressor
CC	Câmara de combustão
CNTP	Condições normais de temperatura e pressão
CO	Condensador
CQS	Com queima suplementar de combustível
CR	Caldeira de recuperação
DI	Diesel
EE	Eficiência Ecológica
EIA	Estudo de impacto ambiental
EPA	Environment Protection Agency
ET	Tecnologias de controle
GLP	Gás liquefeito de petróleo
GN	Gás natural
ISO	International of Standardization Organization
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MP	Material particulado
OMS	Organização mundial da saúde
SQS	Sem queima suplementar de combustível
TG	Turbina a gás
TOCs	Compostos orgânicos totais
TV	Turbina a vapor
VOCs	Compostos orgânicos voláteis

LISTA DE SÍMBOLOS

C_{comb}	Custo do combustível	<i>[US\$/kWh]</i>
C_D	Custo do diesel	<i>[US\$/kWh]</i>
C_{GN}	Custo do gás natural	<i>[US\$/kWh]</i>
CM_{CR}	Custo de manutenção da caldeira de recuperação	<i>[US\$/kWh]</i>
CM_{TG}	Custo de manutenção do sistema de turbina a gás	<i>[US\$/kWh]</i>
CM_{TV}	Custo de manutenção do sistema de turbina a vapor	<i>[US\$/kWh]</i>
$(CO_2)_e$	Dióxido de Carbono Equivalente	<i>[kg / kg de combustível]</i>
CP_{EE}	Custo de produção de eletricidade que incorpora o conceito de eficiência ecológica	<i>[US\$/kWh]</i>
CP_{TC}	Custo de produção de eletricidade com tecnologias de controle	<i>[US\$/kWh]</i>
CM_{TV}	Custo de manutenção do sistema de turbina a vapor	<i>[US\$/kWh]</i>
C_p	Calor específico a pressão constante	<i>[kJ/kg.K]</i>
C_{PO}	Custo de pessoal de operação	<i>[US\$/kWh]</i>
C_v	Calor específico a volume constante	<i>[kJ/kg.K]</i>
den	Densidade do diesel	<i>[kg/m³]</i>
E_{comb}	Potência suprida pelo combustível	<i>[kW]</i>
E_{combs}	Potência suprida pelo combustível suplementar	<i>[kW]</i>
E_p	Potência elétrica	<i>[kW]</i>
ex	Exergia específica	<i>[kJ/kg]</i>
Ex	Exergia	<i>[kW]</i>
Ex_r	Exergia desperdiçada	<i>[kW]</i>
f	Fator de anuidade	<i>[US\$/kWh]</i>
fc	Fator de correção	-
g	Aceleração da gravidade	<i>[m/s²]</i>
h	Entalpia	<i>[kJ/kg]</i>
H	Número de horas de operação por ano	<i>[h/ano]</i>
I	Irreversibilidade	<i>[kJ]</i>
In_B	Investimento na bomba	<i>[US\$]</i>
In_C	Investimento no compressor	<i>[US\$]</i>
In_{CC}	Investimento na câmara de combustão	<i>[US\$]</i>
In_{CO}	Investimento no condensador	<i>[US\$]</i>
In_{CO_2}	Custo de investimento para a remoção de CO ₂	<i>[US\$]</i>
In_{CR}	Investimento na caldeira de recuperação	<i>[US\$]</i>
In_{MP}	Custo de investimento para a remoção de MP	<i>[US\$]</i>
In_{NO_x}	Custo de investimento para a remoção de NO _x	<i>[US\$]</i>
In_{SO_2}	Custo de investimento para a remoção de SO ₂	<i>[US\$]</i>
In_{TG}	Investimento na turbina a gás	<i>[US\$]</i>
In_{TV}	Investimento na turbina a vapor	<i>[US\$]</i>
I_{pl}	Investimento total na planta	<i>[US\$]</i>
k	Pay-back	<i>[anos]</i>
\dot{m}	Vazão mássica	<i>[kg/s]</i>
\dot{m}_{ar}	Vazão mássica de ar	<i>[kg/s]</i>
\dot{m}_G	Vazão mássica de gases	<i>[kg/s]</i>

\dot{m}_v	Vazão mássica de vapor	[kg/s]
M_{CO_2}	Emissões de CO ₂	[kg/kg]
M_{MP}	Emissões de MP	[kg/kg]
M_{NO_x}	Emissões de NO _x	[kg/kg]
M_{SO_2}	Emissões de SO ₂	[kg/kg]
PCI	Poder calorífico inferior	[kJ/kg]
PCS	Poder calorífico superior	[kJ/kg]
P	Pressão	[MPa]
Q_i	Poder calorífico inferior do combustível PCI	[MJ/kg]
r	Taxa de juros	[MPa]
R	Constante dos gases	[kJ/kg.K]
M_{CO_2}	Emissões de CO ₂	[kg/kg]
s	Entropia	[°C]
R_p	Relação de pressão de uma turbina	[°C]
T	Temperatura	[°C]
T_e	Temperatura dos gases de escape	[°C]
T_{pp}	Temperatura do pinch point	[°C]
T_r	Temperatura do ar ambiente	[°C]
T_s	Temperatura de saturação	[°C]
W	Trabalho específico	[kJ/kg]
\dot{W}	Potência de eixo	[kW]
x	Título	-
X^0	Concentração molar	-
Y	Função exergética ou fluxo exergético associaddo	[kW]
z	Diferença de cotas	[m]

SÍMBOLOS GREGOS

α	Excesso de ar	%
ε	Eficiência ecológica	%
ε_1	Eficiência exergética	%
ε_2	Eficiência exergética	%
η_{GL}	Eficiência global	%
λ	Relação dos calores específicos	-
η	Rendimento	%
η_{ISO}	Rendimento isoentrópico	%
η_p	Eficiência da planta termelétrica	%
η_{ISO}	Rendimento isoentrópico	-
ΔG^0_f	Energia de formação	kJ/kg
ΔP	Perda de pressão	-
ΔT_{pp}	Incremento de temperatura	[°C]
Π_g	Indicador de poluição	[kg/MJ]
$\sum Ex_e$	Exergia total de entrada	[kJ]
$\sum Ex_s$	Exergia total de saída	[kJ]
	Eficiência exergética	%

SUBSCRITOS/SOBRESCRITOS

0	Ambiente de referência
A	Altitude
amb	Condição ambiente
ar	Ar
B	Bomba
C	Compressor
CC	Câmara de combustão
CO	Condensador
comb	Combustível
combs	Combustível suplementar
CR	Caldeira de recuperação
comb	Combustível
combs	Combustível suplementar
CQS	Com queima suplementar de combustível
D	Diesel
e	Entrada
G	Gases
GL	Global
GN	Gás natural
HR	Heat rate
PE	Potência de eixo
l	Líquido saturado
PP	Pinch point
s	Saida
SQS	Sem queima suplementar de combustível
T	Temperatura
TG	Turbina a gás
TV	Turbina a vapor
v	Vapor
vm	Vazão mássica dos gases de exaustão
W	Potência de eixo

SUMÁRIO

FOLHA DE ROSTO	1
FOLHA DE APROVAÇÃO	2
DADOS CURRICULARES	3
DEDICATÓRIA	6
AGRADECIMENTOS	7
EPIGRAFE	8
RESUMO	9
ABSTRACT	10
LISTA DE FIGURAS	11
LISTA DE TABELAS	15
LISTA DE SÍMBOLOS	17
SUMÁRIO	21
CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO	
1.1 – Generalidades	24
1.2 – Objetivos	26
1.3 – Estrutura da Tese	27
CAPÍTULO 2 – ANÁLISE ENERGÉTICA E EXERGÉTICA	
2.1 – Introdução	30
2.2 – Gás Natural	30
2.3 – Ciclo Combinado	32
2.4 – Descrição da Planta Termelétrica	33
2.4.1 – Seleção das Turbinas a Gás	35
2.4.2 – Correções dos Parâmetros de Performance das Turbinas a Gás Selecionadas	36
2.5 – Determinação do Pinch-Point	38
2.6 – Análise de 1ª Lei da Termodinâmica – Análise Energética	44
2.7 – Análise de 2ª Lei da Termodinâmica – Análise Exergética	49
2.7.1 – Determinação do C_p dos Gases de Exaustão para o caso de uso do Gás Natural	51
2.7.2 – Determinação do C_p dos Gases de Exaustão para o caso de uso do Diesel	52

2.8 – Eficiência Exergética	54
2.9 – Irreversibilidade	59
2.10 – Comentários	62

CAPÍTULO 3 – IMPACTO AMBIENTAL: EFICIÊNCIA ECOLÓGICA

3.1 – Introdução	64
3.2 – Emissões de Poluentes	65
3.2.1 – <i>Tratado de Kyoto</i>	65
3.2.2 – <i>Emissões das Termelétricas</i>	68
3.3 – Padrões de Emissões	72
3.4 – Cálculo das Emissões nos Processos de Combustão do Gás Natural e do Diesel	75
3.4.1 – <i>Emissões de CO₂</i>	75
3.4.2 – <i>Emissões de NO_x</i>	76
3.4.3 – <i>Emissões de MP</i>	76
3.4.4 – <i>Emissões de SO₂</i>	77
3.4.5 – <i>Emissões Totais</i>	77
3.5 – Cálculo do CO ₂ Equivalente e do Indicador de Poluição	80
3.6 – Eficiência Ecológica (ϵ)	82
3.7 – Comparação entre as Emissões de Poluentes	83
3.8 – Comentários	85

CAPÍTULO 4 – ANÁLISE TERMOECONÔMICA: CUSTO DA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE CONSIDERANDO A EFICIÊNCIA ECOLÓGICA

4.1 – Introdução	87
4.2 – Aspectos Gerais	88
4.3 – Modelo Termoeconômico Desenvolvido	90
4.4 – Aplicação do Modelo Termoeconômico	91
4.4.1 – <i>Funções Exergéticas</i>	94
4.5 – Objetivo da Função de Otimização Termoeconômica	96
4.5.1 – <i>Modelação Matemática</i>	96
4.6 – Resultados e Discussões	99
4.6.1 – <i>Análise de Sensibilidade</i>	100
4.7 – Comentários	105

CAPÍTULO 5 – CUSTO DA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE CONSIDERANDO INVESTIMENTO EM TECNOLOGIAS DE CONTROLE DE EMISSÕES

5.1 – Introdução	107
5.2 – Controle de Emissões	107
5.2.1 – <i>Sistema de Controle de Poluentes</i>	108
5.2.2 – <i>Custos de Tecnologias de Controle</i>	108

5.3 – Objetivo da Função de Otimização Termoeconômica	111
5.3.1 – <i>Modelo Matemático</i>	112
5.4 – Resultados e Discussões	113
5.4.1 – <i>Análise de Sensibilidade</i>	116
5.5 – Comparação entre os Métodos Termoeconômicos	118
5.5.1 – <i>Análise Comparativa Conjunta</i>	125
5.6 – Comentários	127
CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES	129
REFERÊNCIAS	132
APÊNDICE CORRELAÇÃO DE PEARSON	141
ANEXO DIAGRAMAS DE SANKEY E DE GRASSMANN	145

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO

1.1 GENERALIDADES

Em geral, as plantas termelétricas operando com carvão e outros combustíveis causam um enorme problema de poluição ambiental. Os gases de combustão das plantas termelétricas operando tanto com o gás natural como com o diesel também são causadores de problemas ambientais. Os seus componentes resultantes da combustão prejudicam a vida humana, animais e as plantas. Os principais componentes gerados da combustão destes combustíveis são óxidos de carbono (CO e CO₂), óxidos sulfúricos (SO₂ e SO₃) e óxidos nitrosos (NO e NO₂, normalmente denotados por NO_x). Também existem outros tipos de componentes prejudiciais na combustão, entre os quais o material particulado (MP) que altera a temperatura do solo e influencia no crescimento das plantas. As emissões de CO₂ e NO_x estão diretamente relacionadas ao efeito estufa, já os efeitos negativos do SO₂ podem ser vistos na formação da chuva ácida (neste caso também o NO_x contribui). Há também outros componentes nocivos presentes na combustão de alguns combustíveis, como por exemplo, os metais pesados, dioxinas, etc, os quais em pequenas concentrações são prejudiciais ao meio ambiente. (CARDU; BAICA, 1999a).

Na Romênia, Cardu e Baica (1999b), analisaram o impacto ambiental causados pelos resíduos oriundos das termelétricas com turbinas a gás associadas com turbinas a vapor de condensação, operando em regime de cogeração e utilizando diversos combustíveis como: carvão, óleo e gás natural. Na análise, foram consideradas as emissões de: CO₂, SO₂ e NO_x isolado, e realizada uma comparação da concentração de cada um destes produtos com as normas existentes naquele país.

Nesse contexto, vários estudos têm sido realizados na busca de tecnologias que apresentem como características baixos níveis de emissões de poluentes e também níveis de investimento economicamente viáveis. Esses estudos deram origem a diversos métodos de otimização de sistemas energéticos, normalmente utilizando abordagem econômica e fundamentos de otimização matemática sobre plantas termelétricas, o que se denominou de Termoeconomia.

termoeconômica de Frangopoulos. Em conjunção aos fluxos de energia, exergia e de custos, entram no diagrama também os fluxos de outros recursos consumidos (água e ar) e os poluentes atmosféricos (emissões). O Diagrama Funcional é também utilizado nesta análise, com o intuito de estabelecer as relações entre as unidades e também entre o sistema e o meio ambiente.

1.2 OBJETIVOS

Desenvolve-se um método de otimização termoeconômica aplicado em plantas termelétricas de ciclo combinado. O objetivo é a determinação do custo de produção de eletricidade, considerando o efeito ecológico (CP_{EE}), através do uso do parâmetro denominado “eficiência ecológica (ϵ)”, associando o conceito de exergia e de engenharia econômica. O método é aplicado comparativamente para três configurações de turbinas a gás selecionadas: Mitsubishi Heavy Industries M501G, Mitsubishi Heavy Industries M701F, Ansaldo Energy V94.3A, respectivamente, associadas a três caldeiras de recuperação, operando com pressão de 12 MPa/520° C, 14 MPa/540° C e 16,5 MPa/585° C, e utilizando o vapor para expansão num segundo estágio de geração de energia elétrica, com turbinas de condensação a vapor associadas.

A metodologia proposta especifica a função objetiva a ser minimizada e utiliza a análise exergoeconômica de modo a permitir uma comparação da utilização de gás natural ou diesel, ambos associados aos ciclos combinados e considerando caldeiras de recuperação sem queima e com queima suplementar de combustível.

Propõe-se o uso de uma metodologia que incorpora o conceito engenharia econômica ao de eficiência ecológica (CARDU; BAICA, 1999a) e que avalia de forma geral os impactos ambientais causados pelas emissões do CO₂, SO₂, NO_x e Material Particulado (MP) (VILLELA; SILVEIRA, 2007), nas plantas termelétricas selecionadas.

O modelo proposto utiliza diagramas funcionais, permitindo minimizar o Custo de Manufatura Exergético, que representa o custo de produção de eletricidade (base

exergética) incorporando o conceito de eficiência ecológica (CP_{EE}) (VILLELA; SILVEIRA, 2006).

1.3 ESTRUTURA DA TESE

A tese é constituída por seis capítulos, um resumo dos quais é expostos a seguir:

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO

Inicialmente são apresentados comentários sobre a emissão de poluentes de uma planta termelétrica e alguns fatos históricos sobre a otimização termoeconômica, onde efetuam-se comentários sobre alguns trabalhos consagrados sobre o assunto.

CAPÍTULO 2 ANÁLISE ENERGÉTICA E EXERGÉTICA

Neste capítulo realiza-se uma análise do desempenho energético e exerético de três plantas termelétricas, operando com dois combustíveis distintos, o gás natural e o diesel. Contudo, com a finalidade de se elevar a potência produzida desta planta se utilizará combustível suplementar na caldeira de recuperação. A seguir efetua-se uma comparação (em termos de performance) entre os dois combustíveis propostos, mediante as análises energéticas e exeréticas. Para ambas as análises são investigadas o desempenho da planta termelétrica determinando-se as eficiências energéticas e exeréticas. A análise exerética desenvolvida mostra o potencial técnico do ciclo combinado para produzir eletricidade, de acordo com as perdas exeréticas calculadas em cada componente. Os Diagramas de Sankey e de Grassmann figuram em forma ilustrada as perdas energéticas e exeréticas, respectivamente. Os resultados indicam que o uso da tecnologia do ciclo combinado (eficiência > 50%) associada à utilização do gás natural como combustível é perfeitamente recomendável, apresentando uma eficiência térmica de aproximadamente 52%.

CAPÍTULO 3 IMPACTO AMBIENTAL: EFICIÊNCIA ECOLÓGICA

Neste capítulo, analisa-se comparativamente a poluição resultante da combustão do gás natural e do diesel, para as plantas termelétricas selecionadas no Capítulo 2, e considera-se a emissão individual dos gases CO₂, SO₂, NO_x e MP, comparando-os com os padrões internacionais de qualidade do ar indicados de acordo com Who (2006). A metodologia proposta analisa a eficiência de plantas termelétricas sem queima e com queima suplementar de combustível, sob o ponto de vista ecológico. O parâmetro eficiência ecológica (ϵ) foi proposto por Cardu e Baica (1999a) para ciclos a vapor usando carvão, e foi estendido por Salomon (2003) para plantas em ciclo combinado usando gás natural, motor de combustão interna e ciclos avançados utilizando biomassa como combustível. A eficiência ecológica (ϵ) avalia os impactos ambientais causados por emissões em plantas termelétricas, considerando a combustão de 1 kg de combustível, e não a quantidade de gases liberados por unidade de energia gerada. (CARDU; BAICA, 1999a, 2001). Este parâmetro de medida da eficiência ecológica será utilizado na análise exergoeconômica a ser desenvolvida.

CAPÍTULO 4 ANÁLISE TERMOECONÔMICA: CUSTO DA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE CONSIDERANDO A EFICIÊNCIA ECOLÓGICA

Neste estudo é proposto um novo modelo termoeconômico para a análise de plantas termelétricas usando a tecnologia de ciclo combinado. A metodologia incorpora o conceito de engenharia econômica ao de eficiência ecológica que avalia de forma geral os impactos ambientais causados pelas emissões do CO₂, SO₂, NO_x e Material Particulado (MP). O modelo proposto utiliza diagramas funcionais e permite minimizar o Custo de produção de eletricidade (base exergética) incorporando os efeitos dos impactos ambientais das plantas termelétricas, denominado CP_{EE}.

CAPÍTULO 5 CUSTO DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE CONSIDERANDO TECNOLOGIAS DE CONTROLE

Para a validação do método desenvolvido desenvolve-se uma análise paralela incorporando os custos relacionados as tecnologias de controles, associados ao conceito de exergia. Esses custos de tecnologias de controles incorporados são realizados para as emissões dos mesmos poluentes computados para o cálculo da eficiência ecológica (CO_2 , SO_2 , NO_x e MP).

O objetivo dessa análise é permitir uma comparação direta para verificar a convergência dos resultados encontrados pelo método termoeconômico que incorpora o conceito de eficiência ecológica (cap. 4), para a determinação do custo de produção de eletricidade.

CAPÍTULO 6 - CONCLUSÕES

Através dos resultados conclui-se que mediante a comparação de diversos fatores, entre os dois métodos de análises, o novo método termoeconômico proposto que incorpora parâmetros ambientais para o cálculo do custo de produção de eletricidade (CP_{EE}) pode ser aplicado para determinar o custo de produção de eletricidade em qualquer planta termelétrica de modo satisfatório. Estatisticamente, as diferenças existentes nos valores calculados não são significativas, e o menor custo de produção de eletricidade considerando a eficiência ecológica (CP_{EE}) pode ser observado com a utilização do gás natural, considerando-se o caso 3 no sistema sem queima suplementar (SQS).

CAPÍTULO 2 ANÁLISE ENERGÉTICA E EXERGÉTICA

2.1 INTRODUÇÃO

A Primeira e a Segunda Leis da Termodinâmica são utilizadas para analisar as plantas termelétricas, operando em ciclo combinado com turbina a gás associada à caldeira de recuperação sem queima suplementar e com queima suplementar de combustível e turbina a vapor de condensação. O objetivo é realizar análises energética e exergética das plantas termelétricas.

Para ambas as análises são investigadas o desempenho de plantas termelétricas determinando-se as eficiências energética e exergética dos três casos selecionados. A análise exergética desenvolvida mostra o potencial técnico do ciclo combinado para produzir eletricidade. As perdas energética e exergética em cada componente do ciclo são computadas e mostradas através da construção dos diagramas de fluxo de energia e exergia (Diagramas de Sankey e Grassmann).

2.2 GÁS NATURAL

A composição do gás natural pode variar bastante, predominando o gás metano, principal componente; o etano, propano, butano e outros gases em menores proporções. Apresenta baixos teores de dióxido de carbono, compostos de enxofre, água e contaminantes como nitrogênio. Sua combustão pode ser completa, liberando como produtos; o dióxido de carbono e vapor de água, sendo os dois componentes não tóxicos, fazendo do gás natural uma energia ecológica e menos poluente. Mais de 50% das reservas totais de gás natural, ou seja, aproximadamente 205,8 bilhões de m³, estão localizados na Bacia de Campos e o restante; 49,8% se encontram distribuídos nas demais unidades operativas da Petrobrás (AMBIENTEBRASIL, 2007).

As especificações do gás natural, para consumo são determinadas pela *Portaria n. 41 de 15 de abril de 1998*, emitida pela Agência Nacional do Petróleo, a qual agrupou o gás natural em 3 famílias, segundo a faixa de poder calorífico. O gás

comercializado no Brasil enquadra-se predominantemente no grupo M (médio), cujas especificações são (AMBIENTEBRASIL, 2007):

- Poder calorífico inferior (PCI) a 20 ° C e 1 atm: 39900 kJ/kg
- Poder calorífico superior (PCS) a 20 ° C e 1 atm: 43545 kJ/kg
- Densidade relativa ao ar a 20 °C: 0,55 a 0,9
- Enxofre total: 80 mg/m³ máximo
- H₂S: 20 mg/m³ máximo
- CO₂: 2% em volume máximo
- Inertes: 4% em volume máximo
- O₂: 0,5% em volume máximo
- Ponto de orvalho de água a 1 atm: - 45°C máximo
- Isento de poeira, água condensada, odores injetáveis, gomas, elementos formadores de goma, hidrocarbonetos condensáveis, compostos aromáticos, metanol ou outros elementos sólidos e líquidos.

A Tabela 2.1 apresenta a composição do gás natural brasileiro de acordo com a COMGÁS - Companhia de Gás do Estado de São Paulo (SILVEIRA; TUNA, 2003).

Tabela 2.1 - Composição do Gás Natural (Bacia de Campos)

Componente	Volume (%)	Massa (%)	PCI (kJ/kg)
CH ₄	89,35	80,92	50000
C ₂ H ₆	8,03	13,64	47525
C ₃ H ₈	0,78	1,94	46390
C ₄ H ₁₀	0,07	0,23	45775
C ₅ H ₁₂	0,01	0,04	45400
CO ₂	0,48	1,20	-
N ₂	1,28	2,03	-
Total	100,00	100,00	47966

Em 1 Nm³ de gás natural, nas CNTP (Condições Normais de Temperatura e Pressão), tem-se uma massa de aproximadamente 720 g. Nas CNTP o m³ é denotado pelo símbolo Nm³ (o N significa normal). Como o gás natural é inodoro, (não tem cheiro) por motivo de segurança é necessário adicionar enxofre (H₂S) no mesmo, de modo a detectar possíveis vazamentos. O enxofre total máximo em 1 Nm³ de gás natural é 20 mg, o que corresponde a 0,0028% da massa do combustível. (CARVALHO JR; SILVEIRA; LEAL, 2002).

2.3 CICLO COMBINADO

O ciclo combinado é uma combinação de duas tecnologias diferentes, que é a turbina a gás e a turbina a vapor. O calor dos gases de exaustão da turbina a gás é utilizado para a produção de vapor na caldeira de recuperação para alimentar a turbina a vapor. Atualmente, plantas com ciclo combinado avançados empregando 2 ou 3 níveis de pressão para o vapor e com uma temperatura numa faixa de 420 a 650 ° C para os gases de exaustão, podem elevar sua eficiência térmica para até 58% (FRANCO; CASAROSA, 2002).

Desde 1980 o preço por kW para plantas que utilizam ciclo combinado de grande porte tem decrescido muito, em torno de 35% dos valores para aquele ano. Assim, conjuntamente com o baixo preço relativo do gás natural, o ciclo combinado apresenta-se como uma tecnologia altamente competitiva para a geração de eletricidade, sendo uma tecnologia escolhida para a maioria das novas instalações de plantas termelétricas no cenário mundial (POULLIKKAS, 2004).

Plantas de ciclo combinado têm se tornado cada vez mais conhecidas, devido ao estágio de desenvolvimento da tecnologia, também pela sua alta eficiência e baixos níveis de emissões atmosféricas quando comparado com ciclos termodinâmicos convencionais (SILVEIRA; CARVALHO JR; VILLELA, 2007). A tecnologia do ciclo combinado apresenta inúmeras vantagens quando comparado com as plantas convencionais a óleo, carvão e nuclear. Estas incluem (POULLIKKAS, 2004):

a – Alta eficiência térmica, sendo que em 1970 apresentava uma eficiência ao redor de 40%, e atualmente estas variam entre 50% e 58%. Porém, estudos estão sendo

desenvolvidos para que essa eficiência térmica atinja os 60% (COLPIER; CORNLAND, 2002; FRANCO; CASAROSA, 2002), sendo que o melhor ciclo convencional a óleo e carvão de uma planta térmica no mercado possui uma eficiência térmica em torno de 43 - 45%.

b – Baixo custo de capital e pequeno tempo para construção (2-3 anos).

c – Baixas emissões, sendo que o gás natural não produz cinzas ou SO_x , quantidades menores de hidrocarbonetos voláteis, monóxido de carbono, NO_x e CO_2 quando comparado com carvão e óleo.

2.4 DESCRIÇÃO DA PLANTA TERMELÉTRICA

Na Figura 2.1 é mostrado um esquema de uma planta em ciclo combinado com turbina a gás associada à caldeira de recuperação sem queima suplementar de combustível (SQS) e turbina a vapor. O esquema proposto apresenta sete componentes da planta térmica: compressor, câmara de combustão, turbina a gás, caldeira de recuperação, turbina a vapor, condensador e a bomba. Nas condições atmosféricas o ar entra no compressor e é comprimido até a pressão de combustão. Posteriormente, é enviado à câmara de combustão, onde o combustível é queimado continuamente sob pressão constante e os gases oriundos da combustão se expandem na turbina a gás produzindo eletricidade. Os gases de exaustão são direcionados então para a caldeira de recuperação, onde vapor superaquecido é produzido e enviado para a turbina a vapor, produzindo ainda mais energia elétrica (VILLELA; SILVEIRA, 2007b, 2007c).

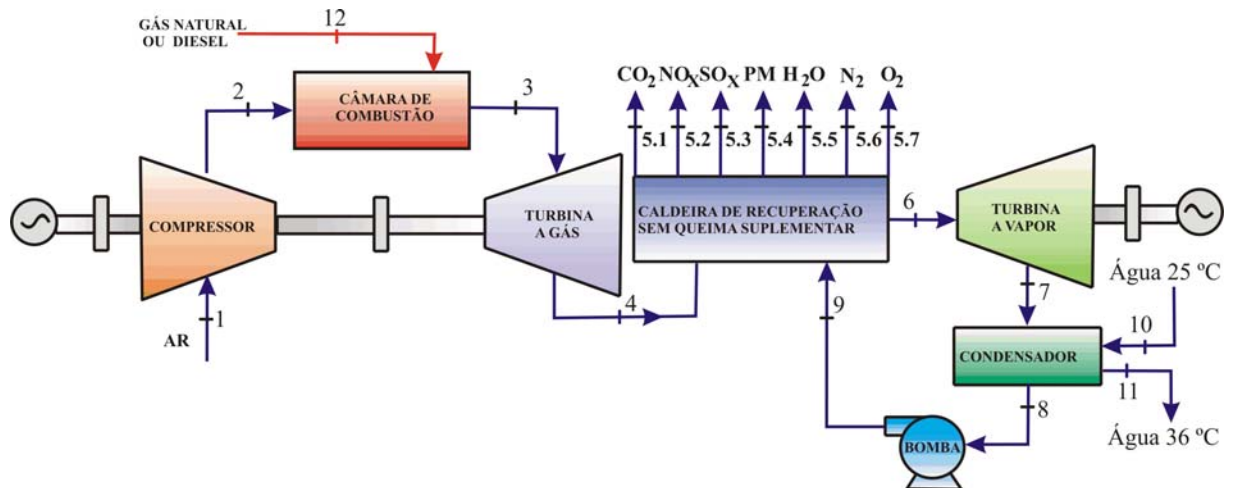


Figura 2.1 - Sistema de turbina a gás associada à caldeira de recuperação sem queima suplementar de combustível e turbina a vapor

A Figura 2.2 mostra o sistema de turbina a gás associado à caldeira de recuperação com queima suplementar de combustível (CQS) e turbina a vapor. Verifica-se que o processo é idêntico ao da Figura 2.1, porém na caldeira de recuperação é fixado para a queima suplementar um valor de 30% do combustível (gás natural ou diesel) consumido na câmara de combustão do sistema de turbina a gás.

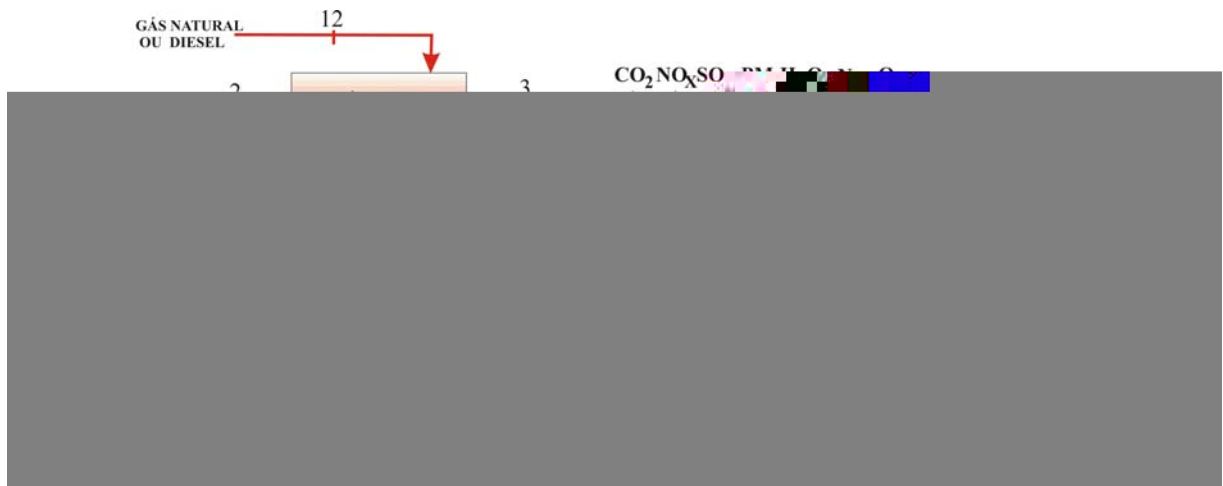


Figura 2.2 - Sistema de turbina a gás associada à caldeira de recuperação com queima suplementar de combustível e turbina a vapor

Entre os parâmetros necessários para se efetuar a comparação das plantas termelétricas, utilizando gás natural ou diesel, são importantes principalmente aqueles

relacionados com as turbinas selecionadas. A escolha da turbina a vapor utilizada foi baseada em inúmeras consultas aos catálogos de fabricantes como SIEMENS (2006), GE ENERGY (2006), MAN TURBO (2006) existentes no mercado. A Tabela 2.2 mostra as turbinas a vapor selecionadas. Escolheu-se estas máquinas tendo em vista os três níveis de temperatura e pressão do vapor na entrada da turbina a vapor.

Tabela 2.2 - Casos considerados

	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Temperatura (°C)	520	540	585
Pressão (MPa)	12	14	16,5
Modelo	SST - 400	SST - 800	SST - 900
Fabricante	Siemens	Siemens	Siemens
Potência (kW)	85750	87500	91840

2.4.1 Seleção das turbinas a gás

- Temperatura dos gases de escape (T_e) para a atmosfera fixada inicialmente em 150 °C e com posterior correção pelo método do *Pinch Point*.
- Entalpia no ponto 6 (h_6) vapor superaquecido determinada em função da temperatura e pressão de entrada da turbina a vapor.
- Entalpia no ponto 9 (h_9) para uma temperatura de 31,6°C e pressão de 12 ou 14 ou 16,5 MPa: líquido comprimido.
- Entalpia no ponto 8 (h_8) para uma temperatura de 29,8°C e pressão de 0,005 MPa: líquido comprimido.
- Pressão no ponto 7 (P_7): 0,005 MPa (GE ENERGY, 2006; SIEMENS, 2006).
- Rendimento da caldeira de recuperação (SQS): 70% (SILVEIRA, 2003)
- Rendimento da caldeira de recuperação (CQS): 90% (SILVEIRA, 2003)
- Fluxo do vapor da Turbina a Vapor: 70,00 kg/s (dado do projeto).

- Calor específico à pressão constante do gás natural ($C_{p_{GN}}$): 1,209 kJ/kg.K .
- Calor específico à pressão constante do diesel ($C_{p_{DI}}$): 1,193 kJ/kg.K .
- Poder calorífico inferior do gás natural: 47966 kJ/kg.
- Poder calorífico inferior do diesel: 44574 kJ/kg.

A vazão mássica de gases (\dot{m}_G), necessário em função da temperatura dos gases na saída da turbina a gás é (ANTUNES, 1999):

$$\dot{m}_G = \frac{\dot{m}_V \cdot (h_6 - h_9)}{C_{R} \cdot C_{p_G} \cdot (T_4 - T_e)} \quad (2.1)$$

De acordo com a equação 2.1 determina-se a melhor turbina a gás variando-se a temperatura T_4 numa faixa de 500 a 675°C. Os dados utilizados se encontram nas condições ISO ($T = 15^\circ\text{C}$, altitude = 0 m e com umidade relativa de 60%) e estão disponíveis no “Gas Turbine Handbook” (BIASI, 2003).

2.4.2 Correções dos parâmetros das turbinas a gás selecionadas

Os parâmetros das turbinas a gás selecionadas devem ser corrigidos de acordo com as condições locais da instalação da planta, pois a temperatura ambiente, a altitude e a umidade relativa influenciam no desempenho da turbina. Deste modo, as seguintes condições foram adotadas (ANTUNES, 1999; PANTALENA, 1997):

- temperatura ambiente de 25°C;
- altitude de 760 m (condições locais da planta);
- umidade relativa do ar 60%.

E de acordo com Brooks (1994) e Antunes (1999), têm-se os fatores de correção utilizados de acordo com as equações a seguir:

- *Da temperatura ambiente sobre a potência de eixo*

$$f_{c_{PE}}^T = -0,04 \cdot T_{amb} + 1,06 \quad (2.2)$$

- *Da temperatura ambiente sobre vazão mássica dos gases de exaustão*

$$f_{c_{vm}}^T = 0,002 \cdot T_{amb} + 0,97 \quad (2.3)$$

- *Da temperatura ambiente sobre o Heat Rate*

2.5 DETERMINAÇÃO DO PINCH-POINT

A temperatura dos gases na saída da caldeira de recuperação não pode ser inferior a um valor mínimo, que depende do combustível e do processo de combustão, pois podem se formar ácidos quando os produtos da combustão forem resfriados na caldeira, danificando o equipamento, devido à composição do combustível (no caso do gás natural a formação de ácido quase não existe). Portanto, a temperatura (T_5) dos gases de exaustão em um modelo de turbina a gás já selecionada deve ser corrigida pelo *pinch-point* de acordo com os critérios a seguir, obtidos a partir da Figura 2.3 (BALESTIERI, 1994; BARCLAY, 1995).

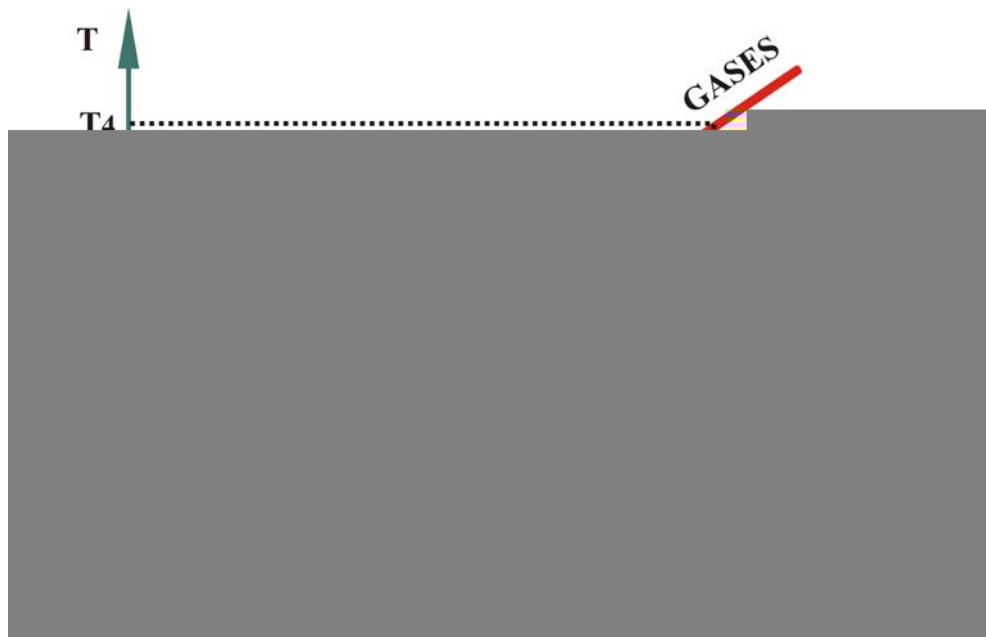


Figura 2.3 - Pinch Point

A figura 2.3 mostra o perfil de resfriamento do gás até a intersecção com o eixo T denotado por T_{pp} . A temperatura T_4 é a temperatura já corrigida dos gases na saída da turbina a gás e T_5 é a temperatura de saturação, na condição da pressão de saturação.

Para não se incorrer em uma impropriedade termodinâmica, deve se ter um delta T mínimo (T_{pp}) para o perfil de resfriamento do gás proveniente da turbina. De acordo com Sue e Chuang (2004) esse valor pode estar entre 10°C e 30°C . Utilizou-se

para este delta um valor de 25 °C, determinando-se a temperatura do ponto de orvalho (T_1):

$$T_1 = T_S + T_{pp} \quad (2.6)$$

A temperatura dos gases de exaustão da caldeira é determinada por (ANTUNES, 1999; BARCLAY, 1995; BALESTIERI, 1994):

$$T_{pp} = T_4 - \frac{T_4 - T_1}{H_2 - H_1} \cdot H_2 \quad (2.7)$$

Onde: as taxas de transferência de calor recebido (H_2) e cedido (H_1) são dados respectivamente por:

$$H_2 = \dot{m}_G \cdot C_{pG}(T_4) \cdot T_4 \quad (2.8)$$

$$H_1 = \dot{m}_v \cdot h_l \quad (2.9)$$

Onde: h_l é a entalpia específica do líquido saturado, na condição da pressão de saturação.

As tabelas e figuras a seguir mostram o fluxo de gás (\dot{m}_G) em função da temperatura na saída da turbina (°C) para as dez turbinas selecionadas, considerando o gás natural e o diesel para os três casos respectivamente.

A Tabela 2.4 mostra os sistemas de turbinas a gás selecionados do “Gas Turbine World Handbook” (BIASI, 2003), nas condições ISO para o caso 1.

Tabela 2.4 - Sistemas de Turbinas a gás selecionados (CASO 1)

Modelo	Potência [kW]	
Ansaldo Energia - V94.3A	265000	A
Mitsubishi Heavy Industries - M501G	264000	B
Japan Gas Turbine - GT26	262000	C
Mitsubishi Heavy Industries - M701G	334000	D
Toshiba - PG9351 (FA)	255600	E
Alstom - GT 26	263000	F
Mitsubishi Heavy Industries - M701F	270300	G
Hitachi - PG9331 (FA)	243000	H
GE Power Systems - PG9351 (FA)	255600	I

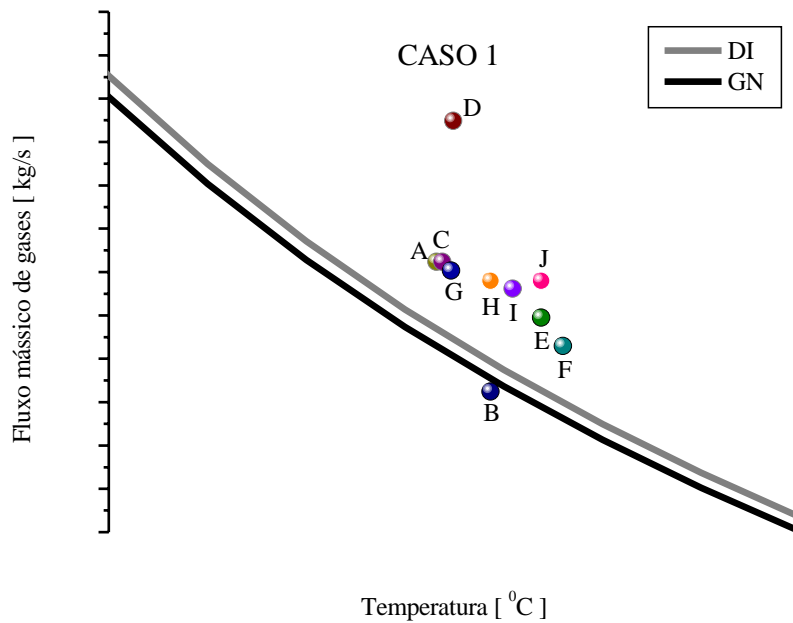
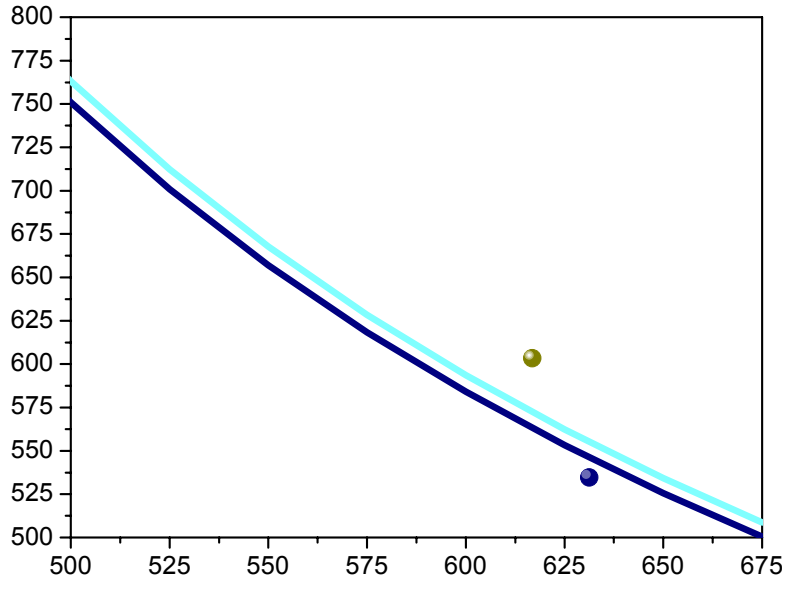


Figura 2.4 - Fluxo mássico de gases versus temperatura na saída da turbina - CASO 1 (condições ISO)



a mesma apresentou uma melhor eficiência termodinâmica para o ciclo quando comparada com as outras analisadas.

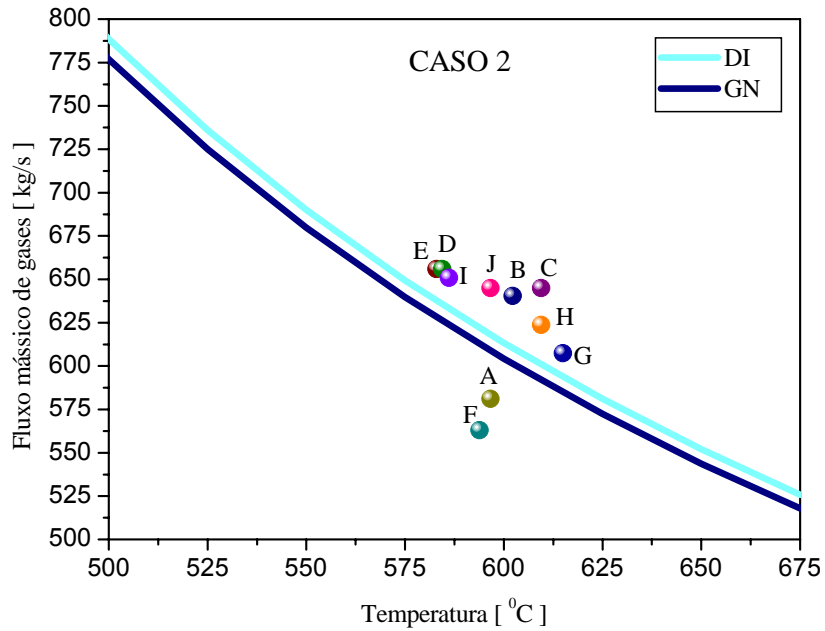


Figura 2.6 - Fluxo mássico de gases versus temperatura na saída da turbina - CASO 2 (condições ISO)

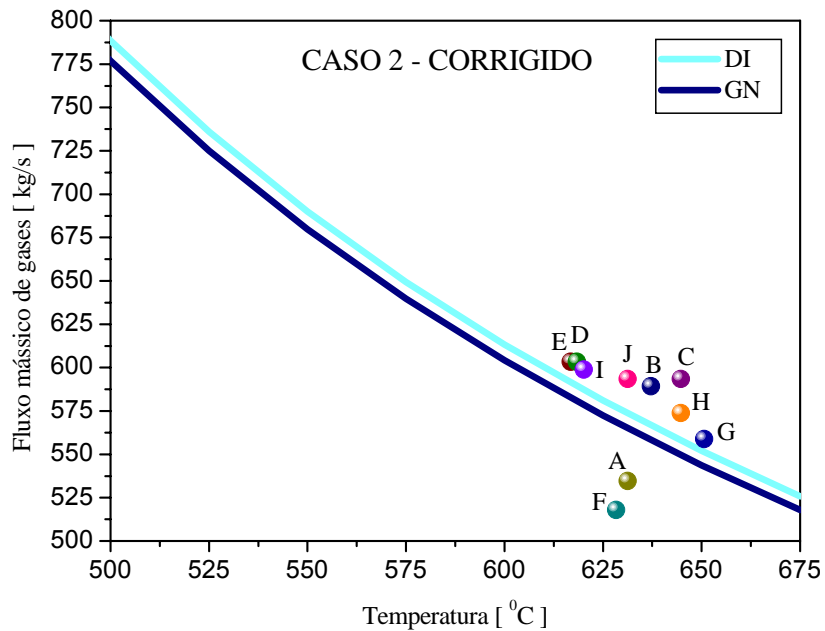


Figura 2.7 - Fluxo mássico de gases versus temperatura na saída da turbina - CASO 2 (condições locais)

A seguir, tem-se a Tabela 2.6, enfocando as turbinas a gás selecionadas do “Gas Turbine World Handbook” (BIASI, 2003), nas condições ISO, para o caso 3.

Tabela 2.6 - Sistemas de Turbinas selecionados (CASO 3)

Modelo	Potência [kW]	
Japan Gas Turbine - GT26	262000	A
Mitsubishi Heavy Industries - M501G	264000	B
Mitsubishi Heavy Industries - M701G	334000	C
Alstom - GT26	263000	D
Bharat Heavy Electricals - PG9351(FA)	255600	E
Ansaldo Energia - V94.3A	265000	F
Toshiba - PG9351FA	255600	G
Hitachi - PG9331(FA)	243000	H
Mitsubishi Heavy Industries - M701F	270300	I
GE Power Systems - PG9351(FA)	255600	J

A turbina Ansaldo Energia - V94.3 (265 MW –ISO) destacada é a mais adequada tanto para o gás natural quanto para o diesel. As Figuras 2.8 e 2.9 mostram que a turbina em destaque é a mais adequada nas condições ISO e local, respectivamente. Essa turbina foi escolhida por apresentar uma melhor eficiência termodinâmica para o ciclo.

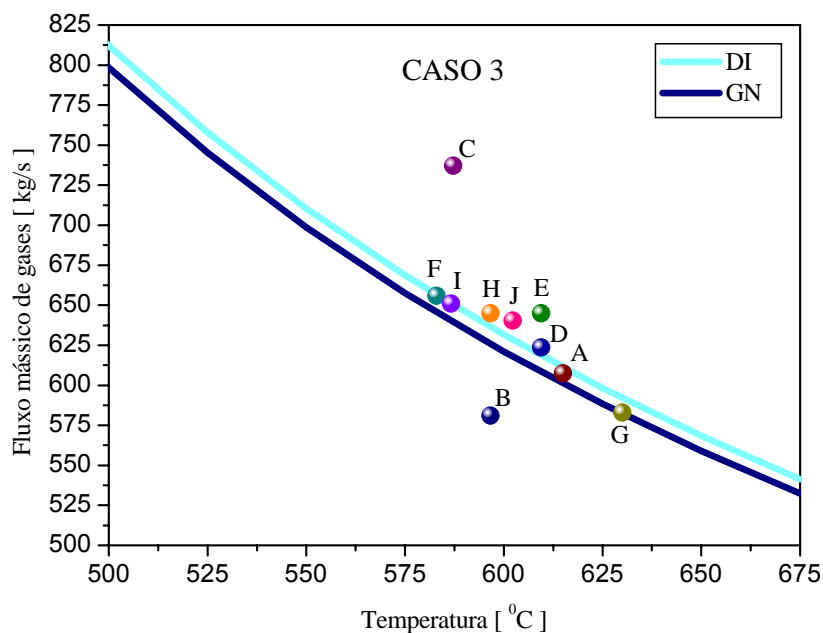


Figura 2.8 - Fluxo mássico de gases versus temperatura na saída da turbina - CASO 3 (condições ISO)

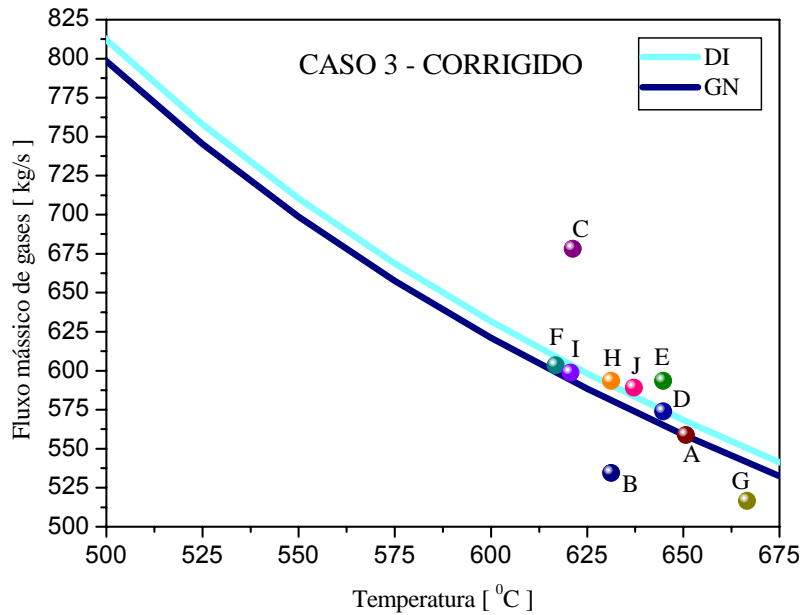


Figura 2.9 - Fluxo mássico de gases versus temperatura na saída da turbina - CASO 3 (condições locais)

2.6 ANÁLISE DE 1ª LEI DA TERMODINÂMICA - ANÁLISE ENERGÉTICA

Os sistemas propostos operam em regime permanente; todos os componentes adiabáticos ou sejam, operam sem perda de calor. Utilizam-se neste caso duas variáveis de decisão: temperatura (T_4) dos gases de exaustão na turbina a gás e a relação de pressão da turbina selecionada ($R_p = P_3/P_4$). Estas variáveis foram escolhidas pela influência termodinâmica do sistema e também de acordo com o critério utilizado na seleção do sistema de turbina a gás. Assim, considera-se P_1 e P_5 iguais a pressão ambiente 0,101325 MPa, e P_{CR} e P_{CC} as perdas de pressões dos gases na caldeira de recuperação e na câmara de combustão respectivamente (FRANCO; CASAROSA, 2002; SILVEIRA; TUNA, 2003; VILLELA; SILVEIRA, 2007d).

A temperatura T_3 de entrada da turbina e o valor de $G \left(\frac{C_{pG}}{C_{vG}} \right)$, que é a relação dos calores específicos são definidos por (SILVEIRA; TUNA, 2003, 2004):

$$T_3 = \frac{T_4}{\left\{ 1 - \text{ISO}_{TG} \cdot \left[1 - (Rp)^{\frac{(1-G)}{G}} \right] \right\}} \quad (2.10)$$

$$G(T) = \frac{1}{1 - \frac{R_G}{C_{pG}(T)}} \quad (2.11)$$

A seguir tem-se temperatura (T_2), considerando T_1 igual à temperatura ambiente (25°C) e o valor de $\text{ar} \left(\frac{C_{p_{\text{ar}}}}{C_{v_{\text{ar}}}} \right)$, que é a relação de calores específicos do ar (SILVEIRA; TUNA, 2003, 2004; VILLELA; SILVEIRA, 2007d):

$$T_2 = T_1 \cdot \left\{ 1 + \frac{1}{\text{ISO}_C} \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{\text{ar}-1}{\text{ar}}} - 1 \right] \right\} \quad (2.12)$$

$$\text{ar}(T) = \frac{1}{1 - \frac{R_{\text{ar}}}{C_{p_{\text{ar}}}(T)}} \quad (2.13)$$

As entalpias específicas do ar e dos gases nos pontos 2, 3 são (SILVEIRA; TUNA, 2003):

$$h_2 = C_{p_{\text{ar}}}(T_2) \cdot (T_2 - T_0) + h_0 \quad (2.14)$$

$$h_3 = C_{pG}(T_3) \cdot (T_3 - T_0) + h_0 \quad (2.15)$$

De acordo com a 1ª Lei da Termodinâmica, considerando um processo isoentrópico na saída da turbina a vapor, com P_7 e as entalpias do líquido e do vapor, é possível determinar h_7 de acordo com as equações a seguir:

$$s_7 = (1 - x_7) s_{17} + x_7 \cdot s_{v7} \quad (2.16)$$

$$h_{7ideal} = (1 - x_7) h_{17} + x_7 \cdot h_{v7} \quad (2.17)$$

$$\eta_{TV} = \frac{(h_6 - h_{7real})}{(h_6 - h_{7ideal})} \quad (2.18)$$

O fluxo de massa do ar pode ser calculado por:

$$\dot{m}_{ar} = \dot{m}_G - \dot{m}_{comb} \quad (2.19)$$

Os trabalhos da bomba e do compressor são determinados, respectivamente pelas equações a seguir (MORAN; SHAPIRO, 2004):

$$W_B = \frac{\dot{m}_V \cdot (h_9 - h_8)}{B} \quad (2.20)$$

$$W_C = \dot{m}_{ar} \int_{T_1}^{T_2} C_{p_{ar}}(T) dt \quad (2.21)$$

A Tabela 2.7 mostra os parâmetros fixos para a análise que se segue (SILVEIRA; TUNA, 2003, 2004; DINCER; HUSSAIN; AL-ZAHARMAH, 2004).

Tabela 2.7 - Parâmetros Fixos

$\eta_C = 86\%$	$\eta_{ISO_{TG}} = 89\%$
$\eta_B = 90\%$	$\eta_{ISO_C} = 80\%$
$R_G = 0,29$	$\eta_{ISO_{TV}} = 86\%$
$R_{ar} = 0,287$	$\eta_{CO} = 82\%$
$PCI = 47966 \text{ kJ/kg [GN]}$	$\eta_{CC} = 99\%$
$PCI = 44574 \text{ kJ/kg [DI]}$	$\eta_{TV} = 98\%$
$P_{CR} = 0,05$	$\eta_{TG} = 87\%$
$P_{CC} = 0,05$	

As equações a seguir, concluem a análise energética determinando-se a eficiência dos casos em estudo (MORAN; SHAPIRO, 2004).

A eficiência térmica da turbina a gás é determinada por (MORAN; SHAPIRO, 2004; BIASI, 2003):

$$\eta_{TG} = \frac{1}{\text{Heat rate}} \quad (2.22)$$

A potência de eixo (W_{TV}) e a eletricidade (Ep_{TV}) produzida pela turbina a vapor adotando-se η_{TV} em 95%, são definidas por (MORAN; SHAPIRO 2004; ANTUNES, 1999):

$$W_{TV} = \dot{m}_V (h_6 - h_7) \quad (2.23)$$

$$Ep_{TV} = W_{TV} \cdot \eta_{TV} \quad (2.24)$$

As equações a seguir representam a eletricidade produzida na turbina a gás (Ep_{TG}) adotando-se η_{TG} em 98%, e a potência total produzida pelo sistema (MORAN; SHAPIRO, 2004; SUE; CHUANG, 2004):

$$Ep_{TG} = \dot{W}_{TG} \cdot \eta_{TG} \quad (2.25)$$

$$Ep_{TOTAL} = Ep_{TG} + Ep_{TV} \quad (2.26)$$

A potência suprida pelo combustível (E_{comb}) e a eficiência global da planta (η_{GL}) (ANTUNES, 1999; MORAN; SHAPIRO, 2004; VILLELA; SILVEIRA; 2007d):

$$E_{comb_{SQS}} = \dot{m}_G \cdot PCI \quad (SQS) \quad (2.27)$$

$$E_{\text{combCQS}} = E_{\text{comb}} + E_{\text{combs}} \quad (\text{CQS}) \quad (2.28)$$

$$GL = \frac{E_{p_{\text{TG}}} + E_{p_{\text{TV}}} - W_{\text{B}}}{E_{\text{comb}}} \quad (\text{SQS}) \quad (2.29)$$

$$GL = \frac{E_{p_{\text{TG}}} + E_{p_{\text{TV}}} - W_{\text{B}}}{E_{\text{comb}} + E_{\text{combs}}} \quad (\text{CQS}) \quad (2.30)$$

As Tabelas 2.8 e 2.9 mostram os resultados da análise energética, considerando o sistema SQS e CQS, respectivamente.

Tabela 2.8 - Análise energética – SQS

	CASO 1		CASO 2		CASO 3	
	GN	DIESEL	GN	DIESEL	GN	DIESEL
E_{comb} [kW]	598961,63	598961,63	627304,40	627304,40	610183,45	610183,45
E_{p_{TG}} [kW]	229515,26	229515,26	234992,33	234992,33	230384,64	230384,64
E_{p_{TV}} [kW]	78335,51	77196,61	86214,98	84961,53	85457,28	84214,85
W_B [kW]	1334,65	1314,65	1579,63	1556,66	1654,23	1630,18
E_{p_{TOTAL}} [kW]	310824,68	309617,27	322966,80	321687,77	315841,92	314599,49
GL [%]	51,17	50,99	50,95	50,76	51,49	51,29

Tabela 2.9 - Análise energética – CQS

	CASO 1		CASO 2		CASO 3	
	GN	DIESEL	GN	DIESEL	GN	DIESEL
E_{comb} [kW]	778650,12	778650,12	815495,72	815495,72	793238,49	793238,49
E_{p_{TG}} [kW]	229515,26	229515,26	234992,33	234992,33	230384,64	230384,64
E_{p_{TV}} [kW]	166914,04	165449,75	186985,15	179373,57	179473,21	177875,79
W_B [kW]	2842,54	2817,60	3316,01	3286,48	3474,12	3443,20
E_{p_{TOTAL}} [kW]	396429,31	394965,01	415977,49	414365,91	409857,85	408260,43
GL [%]	50,55	50,36	50,60	50,41	51,23	51,03

As Figuras 2.10 e 2.11 mostram comparativamente a eficiência das plantas térmicas (SQS e CQS).

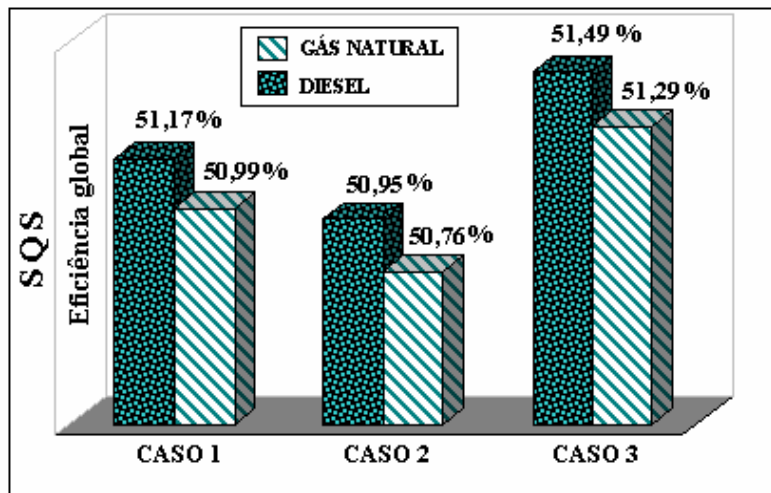


Figura 2.10 - Comparação da eficiência global da planta (SQS)

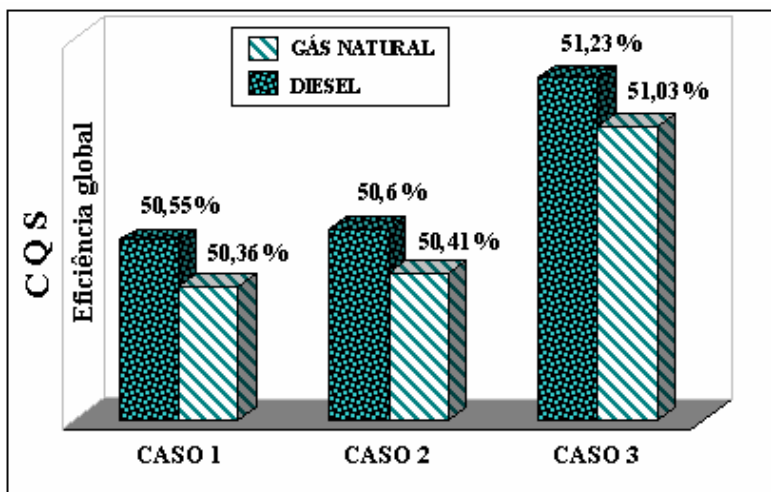


Figura 2.11 - Comparação da eficiência global da planta (CQS)

2.7 ANÁLISE DE 2ª LEI DA TERMODINÂMICA - ANÁLISE EXERGÉTICA

A análise exergética se desenvolveu rapidamente nos últimos anos e consiste na avaliação qualitativa das perdas através do conceito da exergia pela aplicação da Segunda Lei da Termodinâmica. Um procedimento básico para se aplicar a análise exergética é determinar os valores de entrada e saída da exergia para todos os componentes do sistema e a razão da variação desta para todo o processo. Para este

propósito se utiliza a seguinte equação (BEJAN; TSATSARONIS; MORAN,1996; MIDILI; KUCUK, 2003):

$$ex = (h_i - h_0) - T_0(s_i - s_0) + \frac{V^2}{2} + gz + G^0 f + RT_r \sum_{i=1}^n v_i \ln X_i^0 + \dots \quad (2.31)$$

A análise exergética revela informações importantes sobre a irreversibilidade total de uma planta, distribuída sobre todos os seus componentes, determinando em qual componente existe uma maior ou menor ineficiência. Neste contexto, para se determinar a exergia em cada ponto i dos sistemas de geração de potência é suficiente utilizar as equações a seguir (SUE; CHANG, 2004; DINCER; HUSSAIN; AL-ZAHARMAH, 2004; VIDAL et al., 2006):

A exergia do vapor/água é:

$$ex_i = (h_i - h_0) - T_0(s_i - s_0) \quad (i = 6, 7, 8, 9, 10, 11) \quad (2.32)$$

A exergia específica para o ar/gás perfeito é:

$$ex_i = C_{p,ar,G} [(T - T_0) - T_0 \cdot \ln(T/T_0) + R_{ar,G} T_0 \cdot \ln(P/P_0)] \quad (i = 1, 2, 3, 4, 5) \quad (2.33)$$

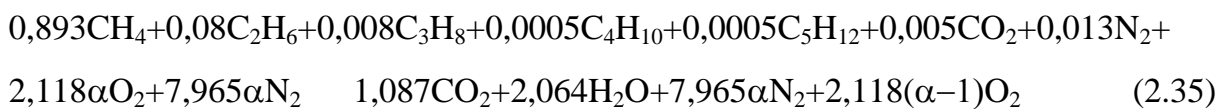
Os valores utilizados para T_0 (temperatura de referência) e P_0 (pressão de referência) são 298,15K e 0,101321 MPa, respectivamente, de acordo com os padrões recomendados para as condições atmosféricas (SRINIVASAN et al, 2003).

O calor específico do ar em função da temperatura é (MORAN; SHAPIRO, 2004):

$$C_{p,ar} = 1,04841 - 0,000383719 T + \frac{9,45378 \cdot T^2}{10^7} - \frac{5,49031 \cdot T^3}{10^{10}} + \frac{7,92981 \cdot T^4}{10^{14}} \quad (2.34)$$

2.7.1 Determinação do C_p dos gases de exaustão para o caso de uso do gás natural

A composição dos gases resultantes da combustão da reação completa do gás natural considerando NO_2 nos produtos de combustão e um excesso de ar normalizado α (com excesso de ar de 100%) é obtido utilizando-se a seguinte equação (CARVALHO JR; LACAVA, 2003; VILLELA; SILVEIRA, 2006b, 2007a; SILVEIRA; CARVALHO JR; VILLELA, 2007):



No sistema SQS, após o balanço estequiométrico determinou-se as seguintes porcentagens em massa de cada componente resultante desta reação: 8,00% CO_2 , 6,21% H_2O ; 74,48% N_2 e 11,31% O_2 , enquanto que no sistema CQS (com um excesso de ar de 53%) as porcentagens em massa dos componentes desta reação se alteram para: 10,30% CO_2 , 8,00% H_2O ; 73,85% N_2 e 7,85% O_2 . O calor específico dos gases é determinado de acordo com o método de Boehm (1987); utilizando-se as porcentagens em massa de cada componente da reação de acordo com as equações seguintes:

$$C_{p_{\text{GN}}^{\text{SQS}}} = 1,030004086 + \frac{0,534942.T}{10^6} + \frac{3,38630626.T^2}{10^7} - \frac{1,41686667.T^3}{10^{10}} \quad (2.36)$$

$$C_{p_{\text{GN}}^{\text{CQS}}} = 1,040107893 + \frac{0,2018666262.T}{10^4} + \frac{3,304738433.T^2}{10^7} - \frac{1,39016938.T^3}{10^{10}} \quad (2.37)$$

As Figuras 2.12 e 2.13 mostram o calor específico dos gases de exaustão para o caso do gás natural em função da temperatura considerando os dois sistemas SQS e CQS, respectivamente.

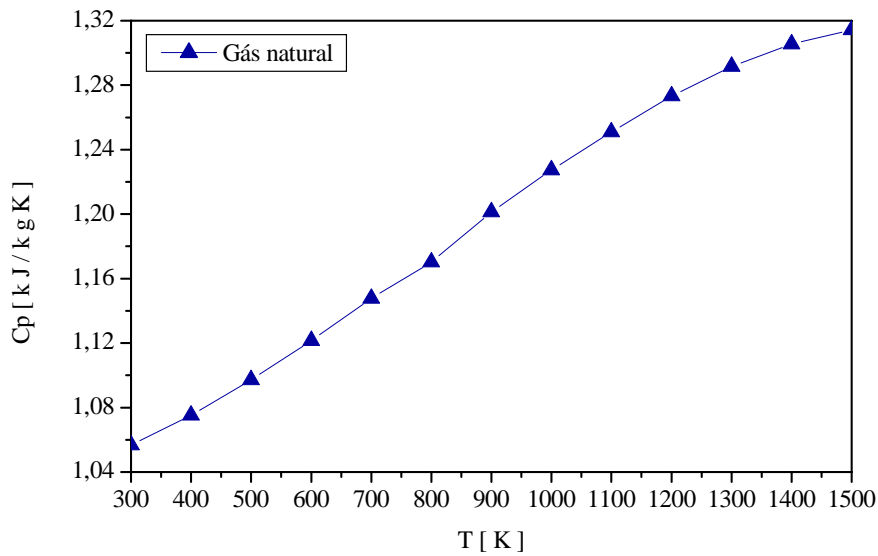


Figura 2.12 - Calor específico dos gases de exaustão para o caso de gás natural em função da temperatura (SQS)

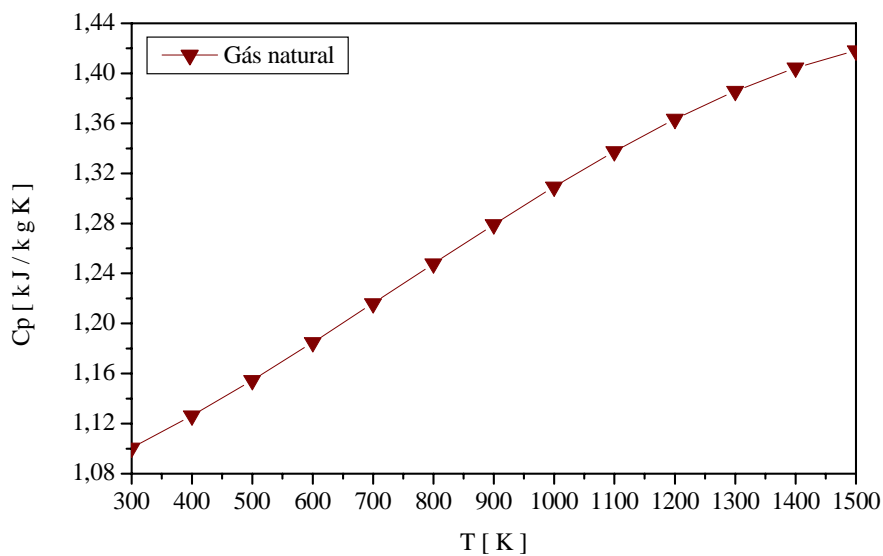
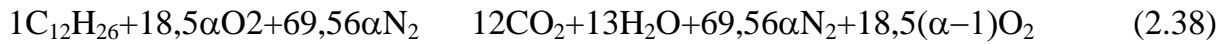


Figura 2.13 - Calor específico dos gases de exaustão para o caso de gás natural em função da temperatura (CQS)

2.7.2 Determinação do C_p dos gases de exaustão para o caso de uso do diesel

Os gases resultantes da combustão da reação completa do diesel são obtidos, seguindo as mesmas considerações do gás



Após o balanço estequiométrico, no sistema SQS, encontrou-se as seguintes porcentagens em massa de cada componente resultante desta reação: 10,05% CO₂, 4,46% H₂O; 74,21% N₂ e 11,28% O₂ e no sistema CQS (excesso de ar de 53%) as porcentagens em massa são: 12,95% CO₂, 5,74% H₂O; 73,49% N₂ e 7,82% O₂. De acordo com Boehm (1987), o calor específico dos gases de combustão para os dois sistemas é determinado utilizando-se as porcentagens em massa de cada componente da reação, de acordo com as equações a seguir:

$$C_{p_{DI}}^{SQS} = 1,0039572 + \frac{3,3999217.T}{10^5} - \frac{3,02995412.T^2}{10^7} - \frac{1,31680006.T^3}{10^{10}} \quad (2.39)$$

$$C_{p_{DI}}^{CQS} = 1,0065345 + \frac{6,31964697.T}{10^5} - \frac{2,846255877.T^2}{10^7} - \frac{1,261437487.T^3}{10^{10}} \quad (2.40)$$

A seguir, as Figuras 2.14 e 2.15 mostram o C_p do diesel em função da temperatura para os dois sistemas (SQS e CQS), respectivamente.

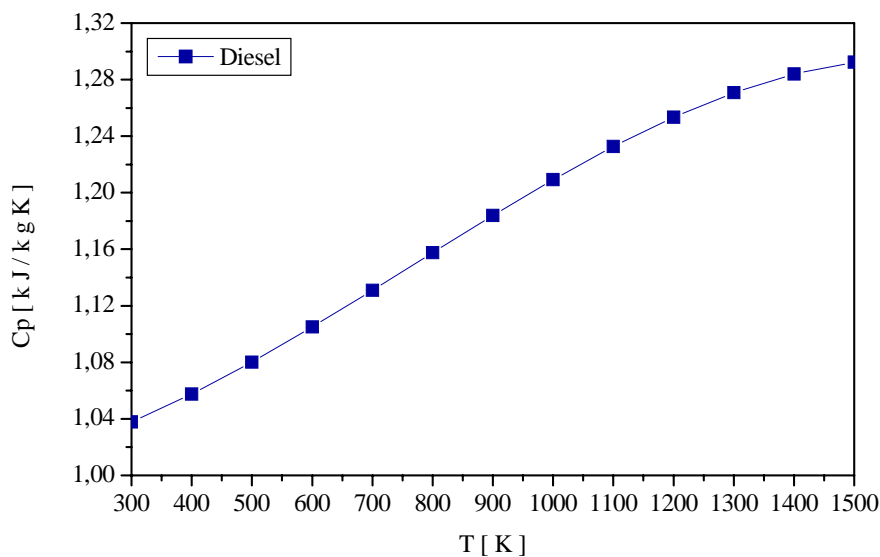


Figura 2.14 - Calor específico dos gases de exaustão para o caso de diesel em função da temperatura (SQS)

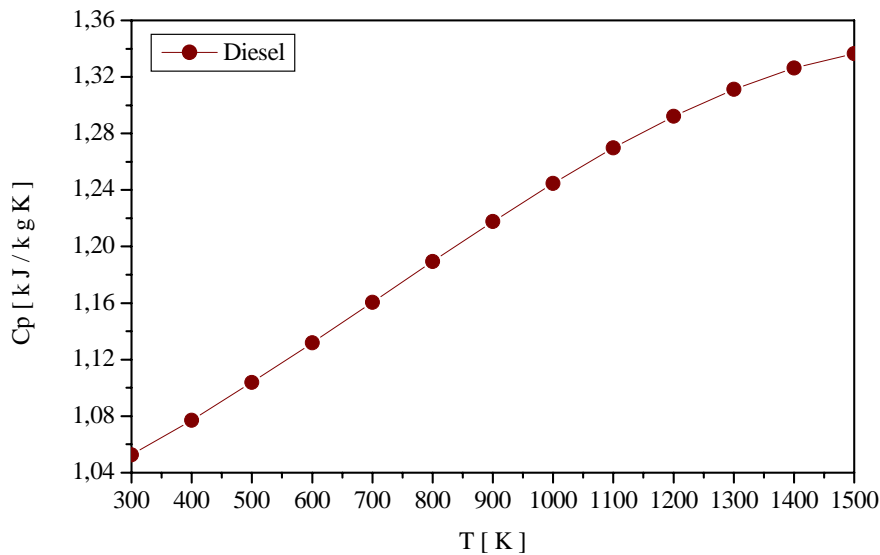


Figura 2.15 - Calor específico dos gases de exaustão para o caso de diesel em função da temperatura (CQS)

2.8 EFICIÊNCIA EXERGÉTICA

A eficiência energética reflete a Lei da Conservação de Energia; contudo a eficiência exergética incorpora uma noção do aumento termodinâmico indisponível, refletido pelo aumento da entropia no sistema ou no processo. Assim, a eficiência exergética geralmente difere da energética devido às perdas associadas a irreversibilidade no processo que é baseada na destruição de exergia, somadas ao desperdício nas emissões (DINCER; HUSSAIN; AL-ZAHARMAH, 2004).

Diferentes caminhos para a formulação da eficiência exergética podem ser encontradas na literatura (ou eficiência racional) (WALL, 2003) como se define a seguir. A eficiência exergética (eficiência racional ou de Bosnakovic) é definida como sendo a razão entre exergia total que sai ($\sum Ex_s$) pela exergia total que entra ($\sum Ex_e$) num sistema, isto é (UTLU et al., 2006; TSATSARONIS, 2007):

$$1 = \frac{\sum Ex_s}{\sum Ex_e} \quad (2.41)$$

Utlu, 2006, tendo em vista que existe uma parcela da exergia de saída que não é utilizada, isto é, um resto de exergia, denotado por Ex_r (desperdiçado para o meio ambiente), define a eficiência exergética conforme a equação a seguir (UTLU et al., 2006; WALL, 2003):

$$\zeta = \frac{\sum Ex_s - Ex_r}{\sum Ex_e} \quad (2.42)$$

De acordo com Tsatsaronis (2007), uma nova alternativa de nomenclatura para denotar a eficiência exergética pode ser utilizada, e representada pela letra grega zeta (ζ). A eficiência é então definida como sendo a razão entre a exergia que realmente deixa o sistema (produto) e a exergia efetivamente usada (combustível):

$$\zeta = \frac{E_{\text{produto}}}{E_{\text{combustível}}} \quad (2.43)$$

Convém salientar que tanto o produto como o combustível são expressos em termos de exergia (TORRES; GALLO, 1998; UTLU et al., 2006). A seguir, são apresentadas as equações de eficiência exergética () para cada componente individual dos sistemas propostos das Figuras 2.1 e 2.2 (UTLU et al., 2006; WALL, 2003; TSATSARONIS, 2007; VILLELA; SILVEIRA; 2007d):

Compressor (C)

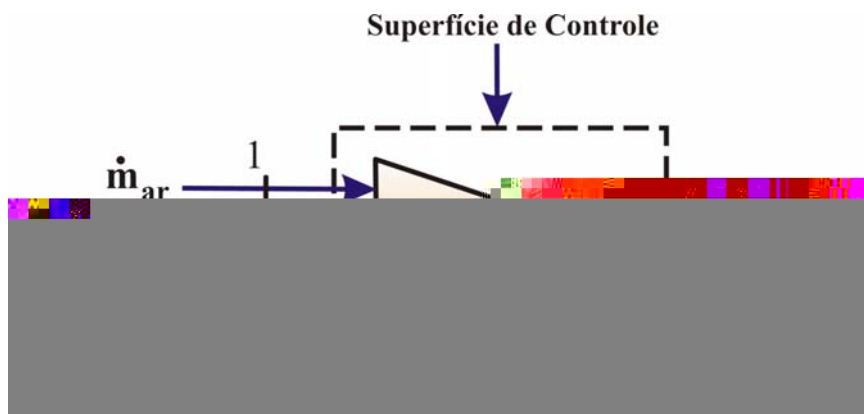


Figura 2.16 - Esquema do compressor

$$\zeta_c = \frac{Ex_2 - Ex_1}{W_c} \quad (2.44)$$

Câmara de Combustão (CC)

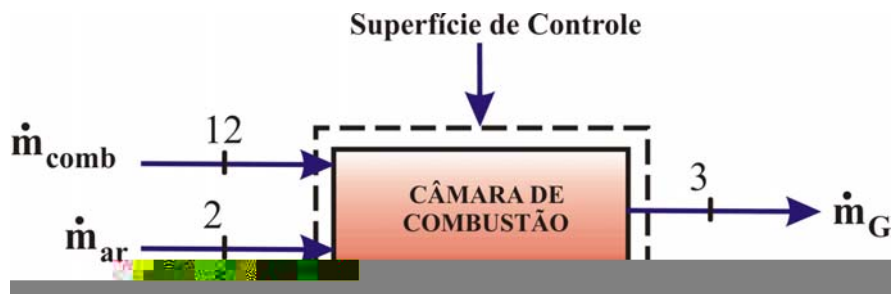


Figura 2.17 - Esquema da câmara de combustão

$$\zeta_{CC} = \frac{Ex_3}{Ex_2 + Ex_{12}} \quad (2.45)$$

Turbina a gás (TG)

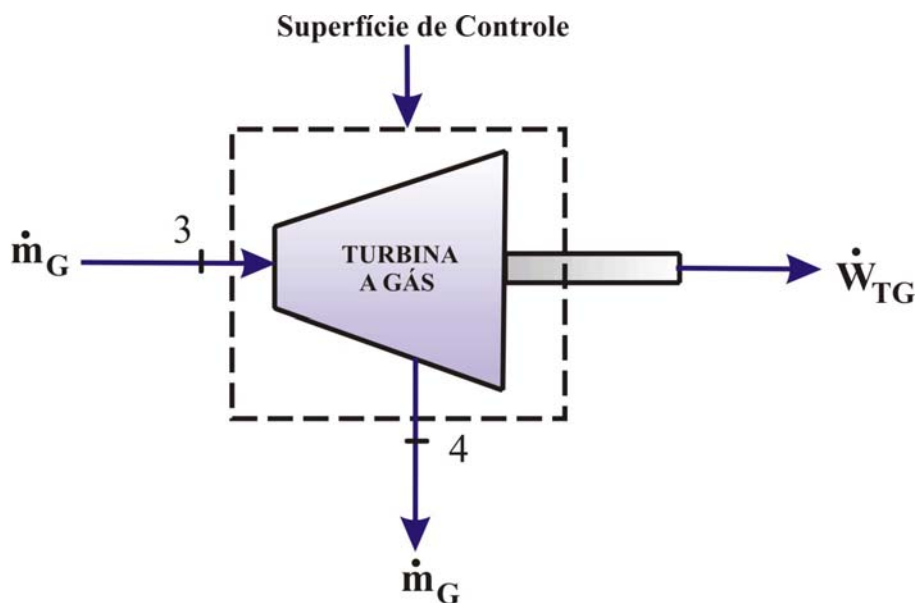


Figura 2.18 - Esquema da turbina a gás

$$\zeta_{TG} = \frac{\dot{W}_{TG}}{Ex_3 - Ex_4} \quad (2.46)$$

Caldeira de recuperação (CR)

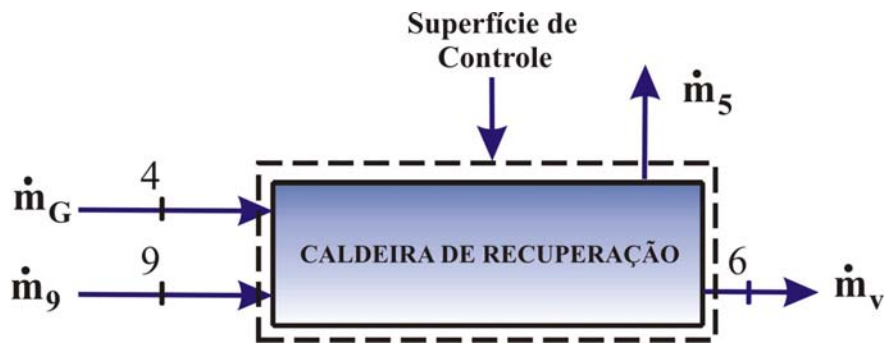


Figura 2.19 - Esquema da caldeira de recuperação SQS

$$\zeta_{CR} = \frac{Ex_6 - Ex_9}{Ex_4} \quad (SQS) \quad (2.47a)$$

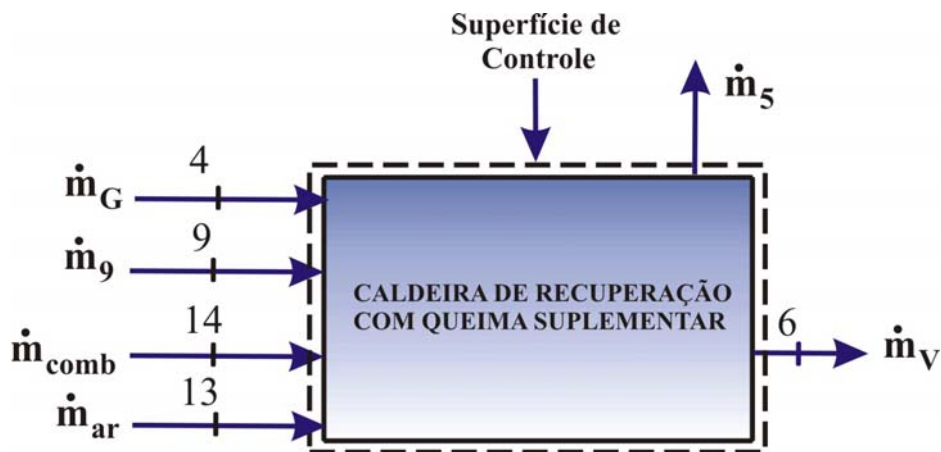


Figura 2.20 - Esquema da caldeira de recuperação CQS

$$\zeta_{CR} = \frac{Ex_6 - Ex_9}{Ex_4 + \dot{m}_{comb} \cdot PCI} \quad (CQS) \quad (2.47b)$$

Turbina a Vapor (TV)

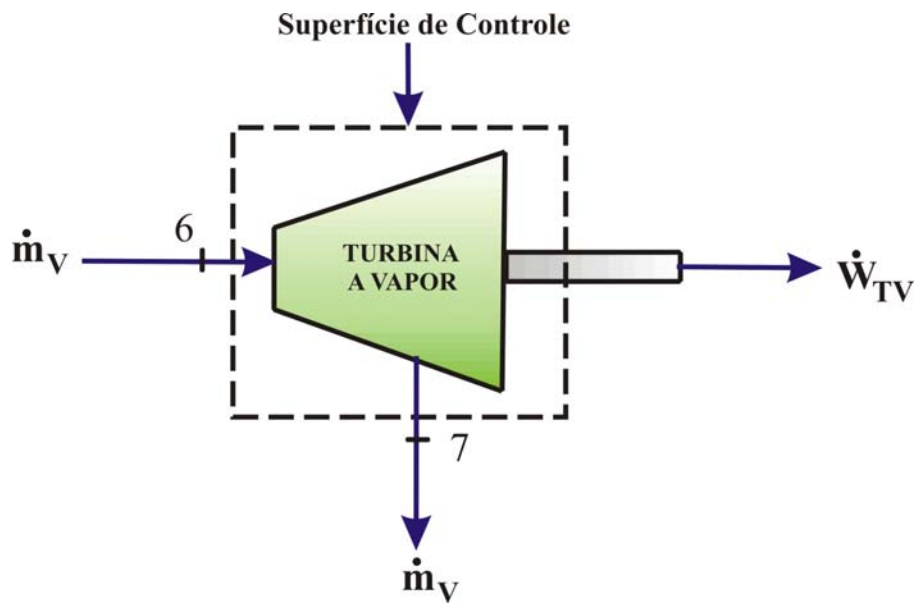


Figura 2.21 - Esquema da turbina a vapor

$$\zeta_{TV} = \frac{\dot{W}_{TV}}{Ex_6 - Ex_7} \quad (2.48)$$

Condensador (CO)

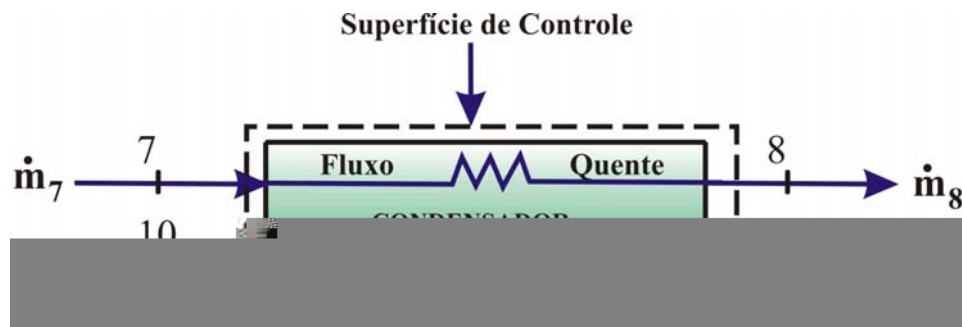


Figura 2.22 - Esquema do condensador

$$\zeta_{CO} = \frac{Ex_{11} - Ex_{10}}{Ex_7 - Ex_8} \quad (2.49)$$

Bomba (B)

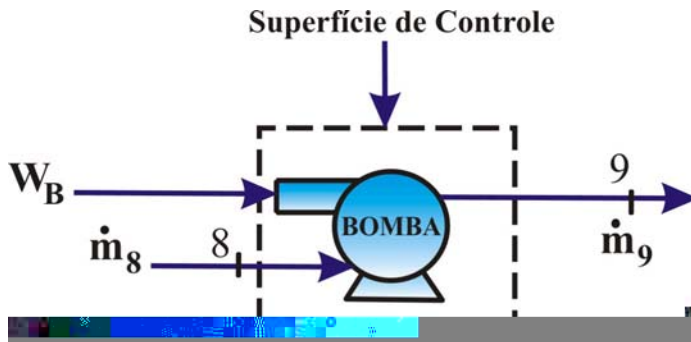


Figura 2.23 - Esquema da bomba

$$\zeta_B = \frac{Ex_9 - Ex_8}{\dot{W}_B} \quad (2.50)$$

2.9 IRREVERSIBILIDADE

A ineficiência exergética de um sistema consiste na destruição de exergia associada com as irreversibilidades. Segundo Valero et al. (1994), num sistema a irreversibilidade pode ser decomposta em irreversibilidade interna, conhecida pela Segunda Lei da Termodinâmica, como destruição de energia e irreversibilidade externa, que é a perda de exergia para o meio ambiente, desenvolvendo-se fora do volume de controle selecionado para a análise termodinâmica.

O máximo de melhoria em termos de eficiência exergética para um processo ou sistema é obviamente determinado quando a perda de exergia ou irreversibilidade é minimizada, sendo esta última determinada pela seguinte equação (SOZEN; ALTIPARMAK; USTA, 2002; UTLU et al., 2006):

$$I = \sum E_{xe} - \sum E_{xs} \quad (2.51)$$

As equações a seguir mostram os cálculos das irreversibilidades para cada componente dos sistemas mostrados nas Figuras 2.1 e 2.2 (SOZEN; ALTIPARMAK; USTA, 2002; VIDAL et al., 2006; UTLU et al., 2006; VILLELA; SILVEIRA; 2007d):

Compressor:

$$I_C = EX_1 + W_C - EX_2 \quad (2.52)$$

Câmara de combustão:

$$I_{CC} = EX_2 + E_{comb} - EX_3 \quad (2.53)$$

Turbina a gás:

$$I_{TG} = EX_3 - EX_4 - \dot{W}_{TG} \quad (2.54)$$

Caldeira de recuperação:

$$I_{CR} = EX_4 + EX_9 - EX_5 - EX_6 \quad (SQS) \quad (2.55a)$$

$$I_{CR} = EX_4 + EX_9 + 0,3 \cdot E_{comb} - EX_5 - EX_6 \quad (CQS) \quad (2.55b)$$

Turbina a vapor:

$$I_{TV} = EX_6 - EX_7 - \dot{W}_{TV} \quad (2.56)$$

Condensador:

$$I_{CO} = EX_7 + EX_{10} - EX_8 - EX_{11} \quad (2.57)$$

Bomba:

$$I_B = EX_8 + W_B - EX_9 \quad (2.58)$$

Irreversibilidade total:

$$I_{TOTAL} = \sum I = I_C + I_{CC} + I_{TG} + I_{CR} + I_{TV} + I_{CO} + I_B \quad (2.59)$$

As Tabelas 2.10 e 2.11 mostram os valores encontrados para a eficiência exérgica de cada componente do sistema (Figura 2.1 e 2.2) comparando gás natural e o diesel na situação SQS e CQS.

Tabela 2.10 - Eficiência exergetica (SQS)

Componentes	CASO 1		CASO 2		CASO 3	
	GN	DIESEL	GN	DIESEL	GN	DIESEL
Compressor	0,8234	0,8582	0,8522	0,8522	0,8522	0,8522
Câmara de Combustão	0,8585	0,8679	0,8673	0,8672	0,8851	0,8851
Turbina a Gás	0,4057	0,4067	0,4063	0,4049	0,3968	0,3953
Caldeira de Recuperação	0,5571	0,5570	0,5663	0,5662	0,5647	0,5647
Turbina a Vapor	0,8581	0,8581	0,8527	0,8526	0,8464	0,8463
Condensador	0,7235	0,7235	0,7221	0,7221	0,7247	0,7247
Bomba	0,5952	0,5952	0,6317	0,6317	0,6676	0,6676

Tabela 2.11 - Eficiência exergetica (CQS)

Componentes	CASO 1		CASO 2		CASO 3	
	GN	DIESEL	GN	DIESEL	GN	DIESEL
Compressor	0,8362	0,8583	0,8522	0,8522	0,8522	0,8522
Câmara de Combustão	0,8521	0,8679	0,8673	0,8672	0,8851	0,8850
Turbina a Gás	0,4091	0,4067	0,4063	0,4049	0,3967	0,3953
Caldeira de Recuperação	0,4976	0,4964	0,5093	0,5079	0,5159	0,5145
Turbina a Vapor	0,8580	0,8580	0,8527	0,8527	0,8463	0,8464
Condensador	0,7235	0,7235	0,7221	0,7221	0,7247	0,7247
Bomba	0,5952	0,5952	0,6317	0,6317	0,6676	0,6676

Os valores da irreversibilidade para cada componente do sistema estão nas Tabelas 2.12 e 2.13. Observe-se que a câmara de combustão (no diesel) é um dos principais componentes produzindo uma apreciável perda exergetica.

Tabela 2.12 - Irreversibilidade I (SQS) [kW]

Componentes	CASO 1		CASO 2		CASO 3	
	GN	DIESEL	GN	DIESEL	GN	DIESEL
Compressor	45307,38	45075,50	48888,45	48654,73	49287,35	49057,80
Câmara de Combustão	254774,10	255096,06	262293,93	262701,36	246123,55	246546,28
Turbina a Gás	199407,44	200214,08	206884,07	207863,95	212891,26	213892,45
Caldeira de Recuperação	61335,30	60613,47	64114,59	63379,29	61493,71	60804,88
Turbina a Vapor	12957,04	12766,78	14895,88	14683,95	15509,70	15293,68
Condensador	956,23	942,31	1040,99	1025,91	986,91	972,66
Bomba	539,99	532,13	581,84	573,40	549,82	541,88

Tabela 2.13 - Irreversibilidade I (CQS) [kW]

Componentes	CASO 1		CASO 2		CASO 3	
	GN	DIESEL	GN	DIESEL	GN	DIESEL
Compressor	45308,08	45075,50	48888,45	48654,73	49294,01	49066,12
Câmara de Combustão	435662,82	434784,55	450485,25	450892,68	429214,01	429645,59
Turbina a Gás	198133,59	200214,08	206884,07	207863,95	212891,26	213892,45
Caldeira de Recuperação	133278,31	178297,72	136458,53	183591,71	128644,38	174599,67
Turbina a Vapor	27619,55	27376,91	31264,32	30993,90	32593,91	32292,31
Condensador	2037,62	2019,74	2185,23	2165,85	2072,87	2054,31
Bomba	1150,66	1140,56	1221,38	1210,55	1154,83	1144,49

2.10 COMENTÁRIOS

A análise energética mostra as vantagens da utilização do gás natural em comparação com o diesel, num ciclo combinado, o qual apresenta uma melhor eficiência. Essas vantagens são demonstradas através da comparação dos 3 sistemas a gás (M501G, M701F e V94.3), selecionados para a geração de potência e com grande aplicação no mercado. A análise exergetica é acoplada para determinar as perdas de exergia de cada componente da planta durante todo o processo. Para uma completa

avaliação da eficiência dos sistemas termelétricos, as análises energéticas e exergéticas são determinadas em todos os componentes dos sistemas.

Em anexo é mostrado o Diagrama de Sankey e de Grassmann para o caso 3, o qual apresentou uma melhor eficiência global.

CAPÍTULO 3 IMPACTO AMBIENTAL: EFICIÊNCIA ECOLÓGICA

3.1 INTRODUÇÃO

As plantas termelétricas são grandes emissoras de dióxido de carbono (CO_2), dióxido sulfúrico (SO_2) e óxidos de nitrogênio (NO_x), que são nocivos em altas concentrações e contribuem também para a formação de material particulado MP. Para se avaliar os riscos causados à saúde por tais sistemas, é necessário analisar o efeito desses gases na população. Estudos epidemiológicos têm revelado uma enorme associação entre o meio ambiente e o material particulado (MP), como também aumentado a mortalidade e os riscos de doenças (por ex: pneumonia, doença cardiovascular, doença pulmonar, etc.) da população mundial (YING et al., 2003).

De acordo com a Organização Mundial da Saúde (World Health Organization - WHO), recentemente tem-se constatado que a poluição do ar nas zonas urbanas é um dos mais significantes fatores de riscos ambientais; e que uma das principais causas de morte na Europa está associada à exposição ao MP, o qual foi considerado como o responsável por aproximadamente 100.000 mortes de vidas prematuras por ano (WHO, 2006).

Desde a década de 90, a possibilidade de se utilizar gás natural em caldeiras ao invés de óleo combustível ou óleo diesel tem se destacado, principalmente pelo aumento da preocupação social a respeito das conseqüências do efeito estufa e da chuva ácida. As emissões de CO_2 numa região é de fato, a principal causa do efeito estufa com uma contribuição de aproximadamente 50%, enquanto que o SO_2 se destaca como um dos principais causadores da chuva ácida. A maioria dos gases poluentes (NO_x , SO_x e CO_2) e material particulado (MP) emitidos por uma planta termelétrica são dispersos sobre uma grande área ao redor da instalação (BLANCO; MENDÍA; PEÑA, 2006).

As emissões de CO_2 e NO_x de uma planta termelétrica são de grande preocupação mundial, sendo que as emissões de NO_x contribuem para a acidificação de ecossistemas de uma determinada região. Outro sério impacto ambiental das plantas termelétricas está associado com as elevadas concentrações de arsênio presentes na

água em sedimentos localizados nos ecossistemas aquáticos próximos às instalações da central (BASHKIN; WONGYAI, 2002; KUPRIANOV; TANETSAKUNVATANA, 2006).

O objetivo desse capítulo é primeiramente determinar as taxas de emissões em ton/ano de CO₂, NO_x, SO_x e MP das plantas termelétricas selecionadas; numa segunda etapa, é determinar como estes poluentes afetam o meio ambiente, através do cálculo da eficiência ecológica. A eficiência ecológica (ϵ) avalia o quanto poluidor é um planta termelétrica, considerando a combustão de 1 kg de combustível, e não a quantidade de gases liberados por unidade de energia gerada. (CARDU; BAICA, 1999a, 2001). Este parâmetro de medida da eficiência ecológica será utilizado na análise exergoeconômica desenvolvida no capítulo 4 deste trabalho.

3.2 EMISSÕES DE POLUENTES

3.2.1 Tratado de Kyoto

Uma das grandes preocupações de governos e autoridades ligadas ao meio ambiente tem sido a liberação excessiva de dióxido de carbono (CO₂) na atmosfera, responsável, entre outros males, pelo efeito estufa, que consiste no acúmulo desses gases na atmosfera, impedindo que as radiações de calor da terra possam ir para o espaço, causando assim, o aquecimento global. Os países industrializados são responsáveis por 71% dessas emissões de CO₂; isso sem contar que os desmatamentos e as queimadas também contribuem para o agravamento da situação. Os países em desenvolvimento contribuem com 18% das emissões, mas de acordo com os cientistas, em 30 anos esses países estarão emitindo a mesma quantidade de CO₂ que os industrializados. O problema, não está na emissão dos gases em si, mas na quantidade excessiva que a natureza não consegue absorver através da fotossíntese, processo em que as plantas capturam dióxido de carbono e liberam oxigênio, dessa forma o que fica de CO₂ excedente na atmosfera contribui para o efeito estufa. Assim essa questão do aquecimento global, provocado pelos gases emitidos pelas indústrias, foi o tema da Conferência de Kyoto, Japão, em 1997, cujo objetivo do evento era conter o acúmulo

de CO₂ na atmosfera, lutando pela redução do efeito estufa. Da conferência, saiu o Tratado de Kyoto; um documento em que os países participantes se responsabilizariam em diminuir a poluição causada por seu desenvolvimento, especialmente o industrial. (JORNAL O GIRASSOL, 2007).

Para entrar em vigor, o Tratado de Kyoto deveria ser ratificado por 55 países (o que foi obtido em 2002) e incluir entre estes, nações do grupo de maiores emissores de CO₂, que juntos representavam 55% das emissões de CO₂ nos níveis de 1990. Em março de 2003, 106 países já haviam ratificado o tratado, mas as ratificações correspondiam, até então, a 43,9% dos países responsáveis das emissões de CO₂ registradas em 1990. Com o tratado em vigor será possível reduzir as emissões de gases do efeito estufa nos países industrializados e conseqüentemente, combater o aquecimento global em benefício do bem estar das futuras gerações, em todo o planeta (PROTOCOLO DE KYOTO, 2006).

A tabela a seguir mostra os países que mais emitiam dióxido de carbono (CO₂) na atmosfera em 1991. Verifica-se que os EUA é maior poluidor apresentando uma porcentagem de 36% do total de CO₂ emitido no mundo.

Tabela 3.1 - Principais países emissores de CO₂ na atmosfera (% do total mundial)

Países	Ano: 1991	Países	Ano: 2003
Estados Unidos	36,1	Estados Unidos	22,27
Rússia	17,4	China	17,34
Japão	8,5	União Européia	15,43
Alemanha	7,4	Rússia	6,1
Reino Unido	4,3	Japão	4,85
Canadá	3,3	Índia	4,43
Itália	3,1	Alemanha	3,34
Polônia	3,0	Reino Unido	2,13
França	2,7	Canadá	2,10
Austrália	2,1	Coréia do Sul	1,89

Fonte: NOTÍCIAS UOL (2007)

O Tratado de Kyoto, oficialmente entrou em vigor no dia 16 de fevereiro de 2005, sendo ratificado por 157 países. Destes 157 signatários, os 35 países que se encontram no chamado grupo dos industrializados se comprometeram a cumprir o tratado, com exceção dos EUA, Liechtenstein, Mônaco e Austrália. Os americanos se

recusam a fazer cortes em suas emissões, alegando que trariam sérios prejuízos a sua economia. Esses países do grupo industrializado, entre 2008 e 2012, terão que reduzir 5%, em média, as emissões dos gases que causam o aumento da temperatura do planeta (dióxido de carbono, metano e outros) com base nos dados de emissões de 1990. (PROTOCOLO DE KYOTO, 2006; JORNAL O GIRASSOL, 2007).

Em 2006, as emissões de dióxido de carbono da China superaram as dos Estados Unidos em 8%, e com isso ela lidera a lista de países emissores de CO₂. Essas emissões chinesas aumentaram devido a grande produção de cimento e pela queima de carvão para produção de energia em termelétricas (NOTÍCIAS UOL, 2007).

Em 2007, as crescentes queimadas de milhares de hectares da Floresta Amazônica colocam o Brasil entre os dez maiores emissores de dióxido de carbono (CO₂) do planeta, ao lado de grandes poluidores como os Estados Unidos, China, Rússia e Japão entre outros. Segundo estudo feito por um grupo de cientistas da Universidade de Brasília (UnB), Universidade Estadual de São Paulo (Unesp), Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (Inpe) e Universidade de Washington para avaliar as conseqüências das queimadas na Amazônia, um ponto relevante são os incêndios que lançam, anualmente, 0,2 bilhão de toneladas de carbono na atmosfera. Somando-se esse valor ao de CO₂ emitido na queima de combustível fóssil, chega-se a um total de 0,55 bilhão de toneladas; e dessa forma o volume de emissões brasileiras supera o de diversos países industrializados, como o Canadá (0,48 bilhão) e a Itália (0,45 bilhão) (SANEAMENTO AMBIENTAL, 2007).

As emissões brasileiras que em 2007 representam 3% das emissões globais se consolidam como uma abertura de oportunidades para novos negócios, que podem render ao Brasil, segundo estimativas do Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas, uma média de US\$ 1 bilhão por ano até 2012. De acordo com o Tratado de Kyoto, o Brasil não é obrigado a reduzir as emissões desses gases; entretanto, as empresas do país que o fizerem espontaneamente podem, por meio do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), vender créditos às nações desenvolvidas. Atualmente, existem no Brasil 83 projetos aprovados ou em via de aprovação no MDL, sendo a maioria em energias renováveis e tratamento de resíduos, que segundo o Ministério de Ciência e Tecnologia representam uma redução estimada de 135

milhões de toneladas de gases de efeitos estufa na atmosfera, cerca de 10% do total emitido pelo Brasil em 1990 (JBONLINE, 2007).

3.2.2 Emissões das Termelétricas

Uma planta termelétrica que utiliza gás natural como combustível, os seus principais poluentes são: monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrogênio (NO_x), hidrocarbonetos (HC) e dióxido de carbono (CO_2), enquanto que uma planta que utiliza diesel apresenta dióxido de carbono (CO_2), óxido de enxofre (SO_x) e Material Particulado como maiores poluentes. Os Estudos de Impacto Ambiental (EIA) das plantas termelétricas são efetuados considerando-se os seguintes poluentes (CETESB, 2004): óxidos de nitrogênio (NO_x), Monóxido de carbono (CO), Dióxido de enxofre (SO_2), Material Particulado (MP), Compostos orgânicos voláteis (VOCs), Compostos orgânicos totais (TOCs)

A seguir descrevem-se as características dos principais poluentes gerados por plantas Térmicas (VILLELA; SILVEIRA, 2005b, 2007c):

Óxidos de Nitrogênio (NO_x): Compreendem fundamentalmente o óxido de nitrogênio (NO) e dióxido de nitrogênio (NO_2)_x e são formados no processo de combustão devido à reação química do oxigênio com o nitrogênio do próprio ar ou presente no combustível; a formação do NO é mais acentuada do que a do NO_2 ; no entanto ao ser descarregado para a atmosfera o NO é totalmente convertido em NO_2 . O NO é um gás menos reativo com tecidos biológicos e não é considerado como tendo efeitos adversos sobre a saúde nas concentrações encontradas na atmosfera. O NO_2 reage com todas as partes do corpo expostas ao ar (pele e mucosas), exercendo a sua ação tóxica, principalmente nos pulmões e vias aéreas periféricas. São gases tóxicos gerados em todos os tipos de Centrais Termelétricas que sofrem reações químicas e fotoquímicas na atmosfera promovendo a formação do ozônio troposférico, e também compostos que contribuem à formação da chuva ácida e do efeito estufa, causando infecções nas vias respiratórias e nos pulmões (SALDIVA, 1991).

Óxido de Enxofre (SO_x): Sua emissão depende da quantidade de enxofre contido no combustível, é produzido durante a combustão principalmente nas Centrais Termelétricas a óleo e a carvão. Praticamente, todo enxofre contido no combustível reage com o oxigênio para formar SO_2 , SO_3 e H_2SO_4 . O óxido de enxofre é um gás incolor, detectável pelo odor característico do enxofre e irritante para as mucosas e respiração. Na atmosfera, o dióxido de enxofre SO_2 reage com o vapor d água existente no ar e com o oxigênio, forma os sulfatos e o ácido sulfúrico, acarretando a chuva ácida. O SO_2 é um gás irritante para as mucosas dos olhos e vias respiratórias provocando broncopneumonias (SALDIVA, 1991).

Monóxido de Carbono (CO): É um gás tóxico, incolor, inodoro e insípido, produto da combustão do carvão e dos derivados do petróleo; prejudica a oxigenação dos tecidos e também age como um asfixiante sistêmico (SALOMON, 2003).

Material Particulado (MP): Segundo Braga, Hespanhol e Conejo (2002), entende-se por material particulado, as partículas de material sólido e líquido, capazes de permanecerem em suspensão no ar, como é o caso da poeira, fuligem e das partículas de óleo, além do pólen. Essas partículas podem ser provenientes de atividades naturais como os vulcões, dispersão do pólen, como também de processos de combustão. São os poluentes mais prejudiciais ao meio ambiente, sendo que na maioria dos casos têm um diâmetro entre 0,1 – 10 microns. Esses particulados geralmente são emitidos em Centrais Termelétricas a carvão mineral com diferentes características (dimensões e densidade das partículas, concentração, etc) e são mais acentuados nos combustíveis sólidos e líquidos. O diâmetro da partícula exerce um papel importante e sua eficiência de penetração na via aérea, sendo que a emissão de particulados de diâmetro menores que 2,5 microns, além de causar algum efeito ambiental prejudicam a saúde. Estas partículas, quando inaláveis chegam à profundidade dos pulmões, provocando: tosses, asma, dificuldade de respirar, bronquites; redução de visibilidade em altas concentrações além de auxiliar na formação da chuva ácida.

Compostos orgânicos voláteis (Volatile Organic Compounds - VOCs): Os poluentes classificados como VOCs podem abranger um grande espectro de compostos orgânicos voláteis, alguns dos quais são poluentes perigosos no ar. Esses compostos são lançados na atmosfera, quando parte do combustível não é queimado, ou então é queimado parcialmente, durante o processo de combustão. Este poluente também é responsável pela formação da chuva ácida, pela produção fotoquímica do ozônio, afetando a saúde humana, em especial da população que vive nas proximidades de fontes de emissões. Algumas destas substâncias são inclusive cancerígenas, como o benzeno e o tolueno. Diversas técnicas estão disponíveis no mercado para avaliar o teor de VOCs em ambientes próximos aos emissores, como a cromatografia gasosa e espectroscopia de absorção ótica diferencial de ultravioleta - UV-DOAS. Para a captação dos VOCs são sugeridas a adsorção, biofiltração, incineração (térmica ou catalítica), condensação, entre outras técnicas (GRAMATICA; PILUTTI; PAPA, 2004). Diversos VOCs são emitidos à atmosfera por indústrias como a petroquímica, e os principais são (CETIN; ODABASI M; SEYFIOGLU, 2003):

- Etano;
- Etileno;
- Propano (que também consta na composição do GLP);
- Propeno;
- n-Butano (que também consta na composição do GLP);
- Isobutano (que também pode ser utilizado como fluido refrigerante em sistemas de refrigeração);
- n-Pentano;
- Benzeno;
- Tolueno;
- Xileno;
- Acetona;
- Clorofórmio;
- Dioxinas e furanos (encontrados principalmente em gases resultantes da incineração de resíduos sólidos urbanos);
- Etilbenzeno, entre outros.

Diversos estudos relacionados à produção, controle e eliminação de VOCs têm sido realizados principalmente devido a legislações ambientais, que têm estabelecido um controle cada vez maior de emissões, o que pode limitar a industrialização e consumo de determinados produtos químicos, como alguns tipos de solventes. Existem várias técnicas disponíveis no mercado para avaliar o teor de VOCs em ambientes

3.3 PADRÕES DE EMISSÕES

Os padrões de qualidade do ar e emissões de poluentes são estabelecidos considerando os efeitos dos poluentes nos seres humanos, animais, plantas e materiais, como resultado final do processo de lançamento de poluentes na atmosfera. Considera-se poluente do ar qualquer substância presente no ar cuja concentração possa tornar este ar impróprio, nocivo à saúde humana, ou inconveniente ao bem estar público. Pode-se dizer que a combustão do óleo, carvão e gás natural em plantas termelétricas para produzir energia é considerada uma grande fonte de emissão de SO_x , NO_x , CO_2 e MP, os quais estão diretamente relacionados com a qualidade e o tipo de combustível utilizado (VILLELA; SILVEIRA, 2005a, 2006a, 2006c).

De acordo com Lora (2002), o padrão de qualidade do ar pode ser definido como o nível de poluente determinado por uma lei ou regulamentação que não pode ser excedido durante um determinado tempo em uma área definida. Esses padrões quando quantificados, geralmente são expressos $\mu\text{g}/\text{m}^3$ de ar, partes por milhão (p.p.m) ou partes por bilhão (p.p.b) de poluente por parte de gás (concentração).

No Brasil, pouca ênfase se tem dado a este assunto podendo-se citar a Resolução CONAMA 008/90, a qual estabelece limites máximos de emissão de SO_2 e partículas totais (padrões de emissões) para processos de combustão externa em fontes fixas, que utilizam o óleo combustível e o carvão mineral. Para outros combustíveis, cabe aos Órgãos Estaduais de Meio Ambiente o estabelecimento de limites máximos de emissões. Esta Resolução limita apenas os óxidos de enxofre e particulados, não apresentando nenhuma menção quanto à emissão de NO_x (VILLELA; SILVEIRA, 2007a, 2006b, 2007b).

A legislação brasileira sofreu grande influência da legislação da Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (EPA - Environment Protection Agency) que adota os padrões de qualidade do ar para os poluentes considerados nocivos a saúde humana e ao meio ambiente. A Tabela 3.1 mostra os padrões de qualidade do ar para alguns poluentes e a Tabela 3.2 apresenta os padrões de emissões de poluentes do ar do Brasil, segundo a Resolução CONAMA 008/90.

Tabela 3.2 - Padrões de Qualidade do ar

Poluentes	Padrão Primário
CO ₂	9 ppm (10 mg/m ³) - 35 ppm (40 mg/m ³)
MP ₁₀	50 (µg/m ³) - 150 (µg/m ³)
MP _{2,5}	15 (µg/m ³) - 65 (µg/m ³)
SO _x	0,03 ppm - 0,14 ppm
Ozônio	0,08 ppm - 0,12 ppm

Fonte: (EPA, 1995)

Tabela 3.3 - Padrões de Emissões de poluentes (CONAMA 008/90)

Classes	Potência (MW)	SO₂ g/milhão kcal	Partículas totais g/milhão kcal Óleo 4.Tcôs
----------------	--------------------------	---	--

Assim, neste trabalho se utilizou os padrões de outros países, os quais são mais rigorosos do que o Brasil. Contudo, ao copiarmos os padrões internacionais, não podemos nos esquecer que existem mecanismos de monitoramento constante para os gases poluentes considerando-se o tipo de planta industrial.

A seguir a Tabela 3.4 refere-se aos padrões de qualidade do ar da Organização Mundial da Saúde (OMS), publicados em 2000, com base nos estudos epidemiológicos, e as relações existentes dos poluentes sobre a saúde humana (WHO, 2006).

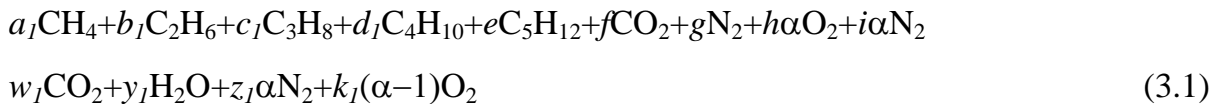
Tabela 3.4 - Padrões de Qualidade do ar da OMS

POLUENTES			
	NO_x	SO_x	Ozônio
Concentração	1 hora: 200 µg/m ³ Ano: 40 µg/m ³	1 hora: 125 µg/m ³ Ano: 50 µg/m ³	8 horas: 120 µg/m ³
Comentários	Concentração natural no ar limpo: 1 - 9 µg/m ³ . Valor médio anual nas cidades: 20 - 90 µg/m ³ . Concentração mínima que afeta a doentes de asma em 30 - 110 minutos de exposição: 565 µg/m ³ . Efeitos respiratórios em crianças durante exposição por longo tempo: 50 - 75 µg/m ³ .	Concentração natural no ar limpo: 1 - 9 µg/m ³ . Valor médio anual nas cidades: 20 - 40 µg/m ³ . Concentração mínima que afeta a doentes de asma em 10 minutos de exposição: 500 µg/m ³ . Concentração mínima de efeito adverso durante exposição por longo tempo: 100 µg/m ³ .	Concentração natural no ar limpo: 40 - 70 µg/m ³ . Valor médio anual nas cidades: 300 µg/m ³ . Concentração mínima que afeta a doentes de asma várias horas de exposição: 280 - 340 µg/m ³ . Efeitos respiratórios em crianças durante exposição por tempo curto: 100 µg/m ³ .

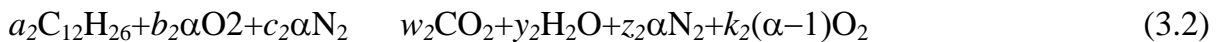
3.4 CÁLCULOS DAS EMISSÕES NOS PROCESSOS DE COMBUSTÃO DO GÁS NATURAL E DO DIESEL

As fórmulas químicas geral de combustão do gás natural e do diesel são descritas a seguir nas equações 3.1 e 3.2, respectivamente (VILLELA; SILVEIRA, 2007c; CARVALHO JR; LACAVA, 2003). Essas permitem determinar o valor das emissões de CO₂, NO_x, Material Particulado (MP) e SO₂ da planta termelétrica (SQS e CQS), descrita nas Figuras 2.1 e 2.2 do capítulo 2.

Gás Natural



Diesel



Em (3.1) e (3.2), os valores dos produtos de combustão resultantes de 1 kg de combustível podem ser calculados considerando-se as seguintes emissões (VILLELA; SILVEIRA, 2007; CARVALHO JR; LACAVA, 2003):

3.4.1 Emissões de CO₂

$$M_{\text{CO}_2} = \frac{(w_1 \times 44 \times 1)\text{CO}_2}{M} \quad \text{kgCO}_2 / \text{kgGN} \quad (3.3)$$

$$M_{\text{CO}_2} = \frac{(w_2 \times 44 \times 1)\text{CO}_2}{N} \quad \text{kgCO}_2 / \text{kgDI} \quad (3.4)$$

M e N são as massas moleculares para os combustíveis utilizados, gás natural e diesel respectivamente, os quais podem ser calculados por:

$$M = 16a_1 + 30b_1 + 44c_1 + 58d_1 + 72e_1 + 44f_1 + 28g_1 \quad \text{kg/kgmol} \quad (3.5)$$

$$N = 170a_2 \quad \text{kg/kgmol} \quad (3.6)$$

3.4.2 Emissões de NO_x

Para a emissão de NO_x de uma planta termelétrica usando gás natural, pode ser assumido um máximo de 15 ppm de NO_x gerados (em base seca) e corrigidos para 12% de oxigênio. Uma termelétrica usando gás natural produz 2270 kg de NO_x por um milhão de metro cúbico de combustível utilizado enquanto que para uma planta operando com o diesel são produzidos 5,04 kg de NO_x/m³ de diesel. As emissões estimadas de NO_x podem ser determinadas por (CARVALHO JR, LACAVA, 2003; VILLELA; SILVEIRA, 2006b, 2007a, 2007c):

$$M_{\text{NO}_x} = \frac{\left[\left(2270 \times 22,4 \times 10^{-3} \right) / 10^6 \right] \text{NO}_x}{M \times 10^{-3}} \quad \text{kgNO}_x / \text{kgGN} \quad (3.7)$$

$$M_{\text{NO}_x} = \frac{5,04 \text{NO}_x}{\text{den}} \quad \text{kgNO}_x / \text{kgDI} \quad (3.8)$$

O termo *den* é a densidade do diesel igual a 864 kg/m³

3.4.3 Emissões de MP

O fator de emissão do material particulado (MP) para o gás natural é 240 kg de material particulado por um milhão de metro cúbico de combustível e de 1,85 kg por metro cúbico de combustível, considerando o diesel (CARVALHO JR, LACAVA, 2003; VILLELA; SILVEIRA, 2006b, 2007a, 2007c). As seguintes equações podem ser utilizadas:

$$M_{\text{MP}} = \frac{\left[\left(240 \times 22,4 \times 10^{-3} \right) / 10^6 \right] \text{MP}}{M \times 10^{-3}} \quad \text{kgMP} / \text{kgGN} \quad (3.9)$$

$$M_{\text{MP}} = \frac{1,85 \text{MP}}{\text{den}} = \text{kgMP} / \text{kgDI} \quad \text{kg/kgmol} \quad (3.10)$$

3.4.4 Emissões de SO₂

De acordo com a Petrobrás o diesel apresenta 0,5% de enxofre em sua composição; seu fator de emissão de SO₂ em termelétricas é 17,04 kg/m³, para cada 1% de enxofre em sua composição (VILLELA; SILVEIRA, 2007a; CARVALHO JR, LACAVA, 2003). Entretanto, o gás natural apresenta uma porcentagem muito baixa de enxofre e isto implica em um fator de emissão reduzido para o SO₂, sendo considerado nulo neste estudo ($M_{SO_2} = 0 \text{ kgSO}_2/\text{kgGN}$). Para o diesel a emissão de SO₂ pode ser determinada pela seguinte equação (VILLELA; SILVEIRA, 2006b, 2007a, 2007c):

$$M_{SO_2} = \frac{17,04SO_2}{\text{den}.0,5} \quad \text{kgSO}_2/\text{kgDI} \quad (3.11)$$

3.4.5 Emissões totais

Considerando-se o fluxo dos gases de exaustão gerados na caldeira de recuperação (\dot{m}_5), determina-se o valor total de todos os produtos da combustão (inclusive a N₂, O₂ e vapor de H₂O). Assim, é possível calcular as emissões de M_{CO_2} , M_{NO_x} , M_{MP} e M_{SO_2} em kg/s e posteriormente em ton./ano.

No sistema CQS, convém ressaltar que além das equações citadas anteriormente, considera-se a seguinte relação ar combustível, considerando o excesso de ar de 53% (CARVALHO JR, LACAVA, 2003, VILLELA; SILVEIRA, 2007a).

$$\frac{\text{ar}}{\text{combustível}} = 15 \quad (3.12)$$

Os resultados das emissões estão sumarizados nas Tabelas 3.5 à 3.10, que mostram a grande vantagem, em termos de poluição atmosférica de uma planta usando gás natural como combustível em relação a uma planta a diesel para os três casos, de sistemas turbinas a gás, considerados. Pode-se observar que em todos os casos o MP se destaca com um elevado índice em comparação entre o diesel e o gás natural, sendo

que o primeiro apresenta-se entre 7 e 10 vezes mais poluidor do que o segundo. Observa-se que para uma planta com caldeira SQS, o uso do diesel polui em média 26% a mais do que o gás natural. Para o caso de caldeira CQS este percentual médio aumenta para 59%.

Tabela 3.5 - Resultados das emissões de poluentes (SQS) - caso 1

Quantidade emitida (ton./ano)	Diesel	Gás Natural	Diesel/Gás natural
CO ₂	1691287	1347910	1,25 vezes
NO _x	3177	1433	2,22 vezes
Material Particulado (MP)	1166	152	7,67 vezes
SO ₂	5370	-	-
TOTAL	1701000	1349495	1,26 vezes

Tabela 3.6 - Resultados das emissões de poluentes (CQS) - caso 1

Quantidade emitida (ton./ano)	Diesel	Gás Natural	Diesel/Gás natural
CO ₂	3088260	1947819	1,59 vezes
NO _x	5800	2071	2,80 vezes
Material Particulado (MP)	2129	219	9,72 vezes
SO ₂	10841	-	-
TOTAL	3107030	1950109	1,59 vezes

Tabela 3.7 - Resultados das emissões de poluentes (SQS) - caso 2

Quantidade emitida (ton./ano)	Diesel	Gás Natural	Diesel/Gás natural
CO ₂	1894527	1509937	1,25 vezes
NO _x	3558	1605	2,22 vezes
Material Particulado (MP)	1306	170	7,68 vezes
SO ₂	6650	-	-
TOTAL	1906041	1511712	1,26 vezes

Tabela 3.8 - Resultados das emissões de poluentes (CQS) - caso 2

Quantidade emitida (ton./ano)	Diesel	Gás Natural	Diesel/Gás natural
CO ₂	3429500	2166587	1,58 vezes
NO _x	6441	2303	2,80 vezes
Material Particulado (MP)	2364	244	8,73 vezes
SO ₂	12039	-	-
TOTAL	3450109	2169134	1,59 vezes

Tabela 3.9 - Resultados das emissões de poluentes (SQS) - caso 3

Quantidade emitida (ton./ano)	Diesel	Gás Natural	Diesel/Gás natural
CO ₂	1909047	1521511	1,26 vezes
NO _x	3585	1618	2,22 vezes
Material Particulado (MP)	1316	171	7,70 vezes
SO ₂	6701	-	-
TOTAL	1920649	1523300	1,26 vezes

Tabela 3.10 - Resultados das emissões de poluentes (CQS) - caso 3

Quantidade emitida (ton./ano)	Diesel	Gás Natural	Diesel/Gás natural
CO ₂	3440794	2175305	1,58 vezes
NO _x	6462	2313	2,79 vezes
Material Particulado (MP)	2372	245	9,68 vezes
SO ₂	12078	-	-
TOTAL	3461706	2177863	1,59 vezes

As Figuras 3.1 e 3.2 mostram comparativamente o total de emissões em ton/ano para os dois combustíveis: gás natural e diesel. Note-se que em todos os casos o diesel é o combustível considerado como o maior poluidor em comparação ao gás natural.

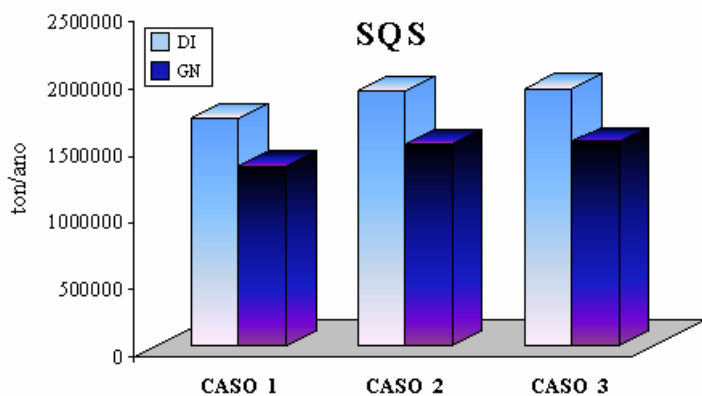


Figura 3.1 - Emissões de poluentes no sistema SQS

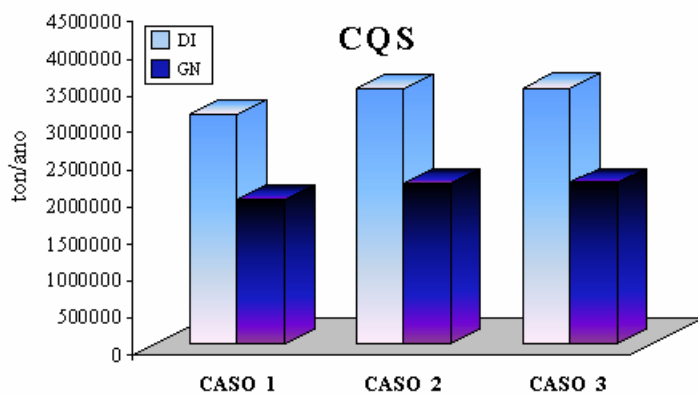


Figura 3.2 - Emissões de poluentes no sistema CQS

Comparando-se as duas figuras apresentadas, observa-se mais uma vez que o total de emissões do diesel é mais elevado se considerarmos o sistema CQS, como também no SQS.

3.5 CÁLCULO DO CO₂ EQUIVALENTE E DO INDICADOR DE POLUIÇÃO

As maiores concentrações permitidas para as substâncias no ar são consideradas como referência, e estes valores são apresentados na Tabela 3.11 de acordo com WHO (2006).

Tabela 3.11 - Padrões de qualidade do ar para NO_x e SO₂

Denominação do gás	Concentração em 1 hora (µg/m ³)
NO _x	200
SO ₂	125

De acordo com o CONAMA (Conselho Nacional do Meio Ambiente) Resolução nº 3, 28 Junho 90, o valor permitido para a concentração de material particulado (MP) é $150 \mu\text{g}/\text{m}^3$, mas alguns países têm implantado taxas de carbono, penalizando aqueles que liberam altas concentrações de CO_2 , estimulando a sua redução e estabelecendo o limite máximo para a sua emissão. Baseando-se nesses padrões e considerando a concentração máxima permitida para CO_2 , que é $10000 \text{ mg}/\text{m}^3$ determina-se os coeficientes para o cálculo da concentração do poluente hipotético $(\text{CO}_2)_e$ “Dióxido de Carbono Equivalente”. Para o cálculo deste coeficiente divide-se o valor da concentração máxima de CO_2 , permitida pelos padrões de qualidade do ar correspondentes para NO_x , SO_2 e MP em 1 hora. A expressão para o $(\text{CO}_2)_e$ é recomendada por Cardu e Baica (1999a) e já foi utilizada por (VILLELA; SILVEIRA, 2006b, 2006c, 2007a, 2007b):

$$(\text{CO}_2)_e = (\text{CO}_2) + 80(\text{SO}_2) + 50(\text{NO}_x) + 67(\text{MP}) \quad (3.13)$$

Onde:

$(\text{SO}_2)_e = 80 (\text{SO}_2)$ = dióxido sulfúrico equivalente em (CO_2)

$(\text{NO}_x)_e = 50 (\text{NO}_x)$ = óxido de nitrogênio equivalente em (CO_2)

$(\text{MP})_e = 67 (\text{MP})$ = material particulado equivalente em (CO_2)

O melhor combustível do ponto de vista ecológico será aquele que apresentar uma quantidade mínima de Dióxido de Carbono Equivalente $(\text{CO}_2)_e$ obtido da queima do mesmo. Para quantificar este impacto ambiental define-se o “indicador de poluição” (Π_g) por (CARDU; BAICA, 1999a; VILLELA; SILVEIRA, 2006b, 2006c, 2007a, 2007b):

$$\Pi_g = \frac{(\text{CO}_2)_e}{Q_i} \quad (3.14)$$

Onde:

$(\text{CO}_2)_e$ - dióxido de Carbono Equivalente $(\text{CO}_2)_e \text{ kg}/\text{kg}_c$ (kg por kg de combustível)

Q_i - poder calorífico inferior do combustível PCI [MJ/kg]

Π_g - indicador de poluição [kg/MJ]

3.6 EFICIÊNCIA ECOLÓGICA (ε)

A eficiência ecológica é um indicador adimensional que permite avaliar o impacto ambiental das emissões gasosas de uma planta termelétrica, mediante uma comparação entre emissões de poluentes integrados hipoteticamente (emissões equivalente de CO_2) com os padrões existentes de qualidade do ar. Considera-se também a eficiência de conversão como um fator determinante sobre as emissões específicas, expresso por um número fracionário (CARDU; BAICA, 2001). A eficiência ecológica é definida pela seguinte expressão (CARDU; BAICA, 2001; VILLELA; SILVEIRA, 2006b, 2006c, 2007a, 2007b):

$$\varepsilon = \left[\frac{0,204}{p + \Pi_g} p \ln(135 - \Pi_g) \right]^{0,5} \quad (3.15)$$

Onde:

ε - eficiência ecológica [%]

η_p - eficiência da planta termelétrica [%]

Onde ε integra num só coeficiente os aspectos que definem a intensidade do impacto ambiental de uma unidade termelétrica: a composição do combustível, à tecnologia de combustão, o indicador de poluição e a eficiência de conversão. O valor de ε varia (entre 0 e 1), é diretamente proporcional à eficiência da planta termelétrica (η), inversamente proporcional ao valor do indicador de poluição (Π_g). Do ponto de vista ecológico, um valor mínimo admissível para a eficiência ecológica seria igual a 0,5 que seria chamado de “Valor Crítico de Eficiência Ecológica” sendo que quando $\varepsilon = 0$, considera-se situação insatisfatória (muito poluidor), mas $\varepsilon = 1$ indica uma situação ideal (poluição zero).

A Tabela 3.12 ilustra os valores de ε , para qualquer valor de η (CARDU; BAICA,

atmosféricas. A utilização do gás natural como combustível em comparação com o diesel, apresenta menores índices de poluentes (CO_2 , NO_x , MP, SO_2).

Tabela 3.14 - Comparação dos resultados entre uma planta termelétrica a gás natural e uma a diesel – SQS

Emissões de Poluentes (kg/kg combustível)	Diesel	Gás Natural	Diesel/Gás natural
CO_2	3,1058824	2,7038272	1,15 vezes
NO_x	0,0058333	0,0028746	2,03 vezes
Material Particulado (MP)	0,0021412	0,0003039	7,04 vezes
SO_2	0,0109028		-----
$(\text{CO}_2)_e$	4,41	2,87	1,53
Total (kg/kg combustível)	3,1247559	2,7070057	1,15 vezes

Tabela 3.15 - Comparação dos resultados entre uma planta termelétrica a gás natural e uma a diesel – CQS

Emissões de Poluentes (kg/kg combustível)	Diesel	Gás Natural	Diesel/Gás natural
CO_2	4,0376471	3,5149754	1,15 vezes
NO_x	0,0075833	0,0037369	2,03 vezes
Material Particulado (MP)	0,0027836	0,0003951	7,05 vezes
SO_2	0,0141736	0	-
$(\text{CO}_2)_e$	5,74	3,73	1,54
Total (kg/kg combustível)	4,0621876	3,5191074	1,15 vezes

Para o cálculo da eficiência ecológica, as emissões de CO_2 , NO_x , MP e SO_2 devem ser calculados em kg/kg combustível, considerando-se nesse caso 1 mol de gás natural e 1 mol de Diesel.

A figura 3.3 mostra os valores da eficiência ecológica para os dois sistemas, SQS e CQS. Verifica-se que o gás natural apresenta valores para a eficiência ecológica: entre 95,4 % e 91,6% para os sistemas SQS e CQS, respectivamente. No caso Diesel estes indicadores de poluição são 94,1 % para sistema SQS e 89,4% para sistema CQS.

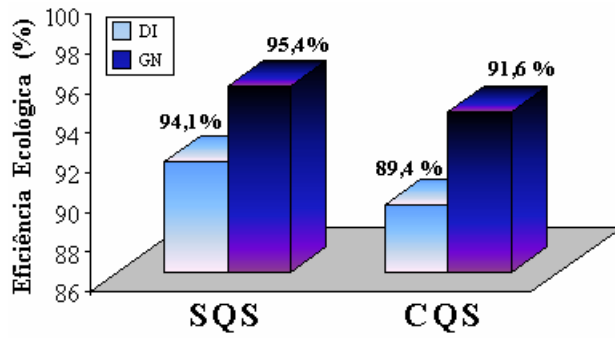


Figura 3.3 - Eficiência ecológica: Diesel/Gás Natural

A Figura 3.4 mostra os valores da eficiência ecológica em função da eficiência da planta termelétrica (variando 40% a 70%). Pode-se observar que para qualquer eficiência da planta termelétrica, a utilização do gás natural é a melhor opção em comparação com o diesel.

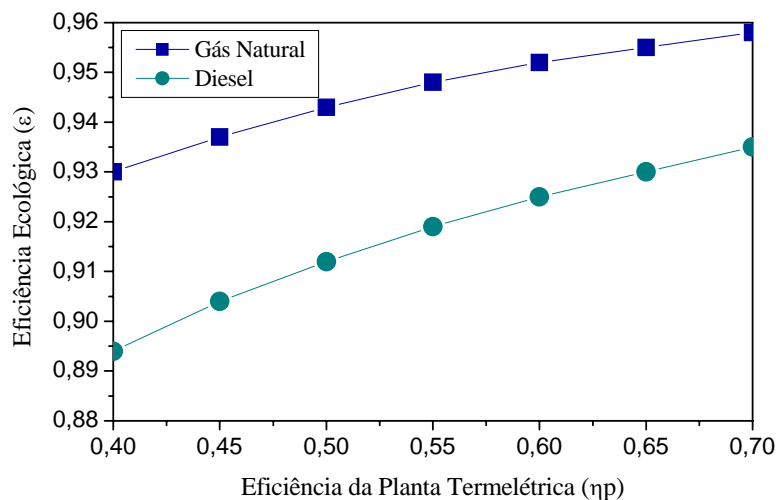


Figura 3.4 - Variação da eficiência ecológica em função da eficiência da planta termelétrica

3.8 COMENTÁRIOS

Verifica-se que é possível avaliar o impacto ambiental em plantas termelétricas utilizando-se o conceito de eficiência ecológica. Tem - se que:

- De acordo com os padrões de qualidade do ar adotados, pode-se observar que utilização do gás natural com uso do ciclo combinado (CC), constitui uma

excelente opção sob o ponto de vista ecológico, devido a um menor impacto ambiental;

- Em termos de eficiência ecológica, plantas termelétricas utilizando como combustível o gás natural e o diesel, apresentam valores respectivamente de 95,4% e 94,1% (SQS) e de 91,6% e 89,4% (CQS);
- Como esperado para qualquer eficiência da planta térmica considerada, o gás natural é a melhor opção comparado com o diesel;
- O estudo mostra que a utilização do gás natural como combustível é melhor do que o diesel apresentando maiores valores para a eficiência ecológica.

CAPÍTULO 4 ANÁLISE TERMoeCONÔMICA: CUSTO DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE CONSIDERANDO A EFICIÊNCIA ECOLÓGICA

4.1 INTRODUÇÃO

Vários métodos de otimização termoeconômica têm sido aplicados para a otimização de sistemas de energia desde 1980. Como exemplos podem ser incluídos o método exergoeconômico de Tsatsaronis, a teoria do custo exergético de Valero, a análise funcional da engenharia de Spakovsky, e o método funcional de Frangopoulos, entre outros (HUA; CHEN; WANG, 1999).

Maiores detalhes da análise termoeconômica e otimização de sistemas térmicos são descritos por Kotas (1985), Tsatsaronis (1993) e Bejan, Tsatsaronis e Moran (1996). A análise termoeconômica é um método que calcula o custo unitário de produtos, tais como eletricidade e vapor, e quantifica a perda monetária devido à destruição exergética; podendo ser utilizada como ferramenta nas decisões de operação e seleção de equipamentos em projetos de plantas térmicas (ERYENER, 2006; SILVEIRA, 1998).

Atualmente, a Termoeconomia é considerada uma potente ferramenta no estudo e otimização de sistemas de energia. Geralmente, o objetivo da otimização termoeconômica é determinar o custo operacional mínimo anual de um sistema térmico (SILVEIRA; TUNA, 2003). O custo total anual é a soma dos custos associados com as irreversibilidades e os custos de capital dos equipamentos de um sistema térmico, e pode ser medido em função da taxa de destruição de exergia, num sistema, sob o ponto de vista da Termodinâmica (ERYENER, 2006). O método de otimização termoeconômica desenvolvido aborda aspectos econômicos, incorporando os parâmetros de impactos ambientais, através do conceito de eficiência ecológica associado ao conceito de exergia (SILVEIRA, 1998; VILLELA; SILVEIRA, 2005c).

A técnica de análise termoeconômica combina a Primeira e Segunda Leis da Termodinâmica com balanços de custos conduzidos ao nível de cada componente individualmente e do sistema como um todo. Esta técnica ajuda a entender o processo

de formação de custos e permite minimizar o custo total do produto. Na análise exergética calcula-se a taxa de fluxo de exergia (energia útil) associado a cada processo, considerando a destruição em cada componente do sistema e a eficiência exergética (Segunda Lei) de cada unidade (ALVAREZ; VALERO; MONTES, 2006).

Neste estudo é focalizado o custo de produção de eletricidade para uma planta térmica usando ciclo combinado, comparativamente para dois combustíveis, no caso gás natural e diesel. É proposta uma nova metodologia que incorpora o conceito de exergia a engenharia econômica e ao de eficiência ecológica (CARDU; BAICA, 1999a, 1999b), que depende de uma forma geral dos impactos ambientais causados pelas emissões de CO₂, SO₂, NO_x e Material Particulado (MP) (VILLELA; SILVEIRA, 2007a).

O modelo proposto utiliza diagramas funcionais de modo a permitir a formulação e a minimização do Custo de Manufatura Exergético, que representa o custo de produção de eletricidade (base exergética) incorporando os efeitos dos impactos ambientais das 3 plantas termelétricas selecionadas anteriormente (VILLELA; SILVEIRA, 2006a; SILVEIRA, 1998).

4.2 ASPECTOS GERAIS

As primeiras publicações sobre otimização de sistemas energéticos apareceram há 44 anos (FRANGOPOULOS, 1987). No entanto existem várias razões que contribuíram para essa demora, destacando-se entre as mais importantes:

- A complexidade das Termelétricas;
- A abundância de combustíveis com baixos preços;
- A falta de métodos matemáticos adequados para a otimização de sistemas complexos;
- A inexistência de computadores capazes de trabalhar com enorme número de variáveis envolvidas.

Nos últimos 20 anos vários métodos termoeconômicos foram desenvolvidos. Na literatura podemos encontrar dois métodos básicos existentes: o primeiro método, desenvolvido por Tribus e Evans o qual se baseia no custo unitário de exergia e o

segundo desenvolvido por Beyer que utiliza o custo unitário e as perdas exergeticas (KOTAS, 1995). Numerosos estudos sobre análise termoeconômica de sistemas térmicos como trocadores de calor, sistemas de refrigeração, bombas de calor e plantas térmicas têm sido desenvolvidos para a otimização e avaliação da performance (KODAL et al., 2003; VALDES; DURAN; ROVIRA, 2003).

Evans (1980), ressalta que qualquer componente de um determinado sistema térmico pode ser termoeconomicamente isolado dos demais componentes, quando suas interações econômicas são completamente descritas por uma série de valores numéricos fixos, para os quais podem ser utilizados os Multiplicadores de Lagrange para cada interação ou fluxo, sendo esse isolamento termoeconômico a condição suficiente para a otimização individual do componente, e do sistema térmico como um todo.

Na década de 90 foi desenvolvido o problema de CGAM, onde um grupo de pesquisadores decidiu comparar suas metodologias através da resolução de um pré-definido problema de otimização. Este nome CGAM surgiu pelo fato de representar as iniciais dos especialistas participantes: C. Frangopoulos, G. Tsatsaronis, A. Valero, M. R Von Spakovsky (VALERO et. al., 1994), sendo dedicado um exemplar inteiro da revista *Energy* (vol. 19, nº 3, 1994) para a publicação da resolução desse problema.

Silveira e Nogueira (1992) adaptaram o método de análise funcional termoeconômica de Frangopoulos e Evans para um sistema de cogeração aplicado a uma indústria de celulose, otimizando valores de pressão e temperatura do setor de caldeiras, pela determinação do custo operacional da planta.

Valero et al. (1994) ressaltam que a otimização de sistemas energéticos complexos é às vezes um processo caro e difícil, o qual requer amplos conhecimentos de Engenharia, Ciência e Economia. O propósito da otimização é o de encontrar valores das variáveis de desempenho por ex. temperatura, pressão e composição química dos fluxos; tipo, forma e tamanho de equipamentos; que minimizem os custos dos produtos finais (energias térmica e elétrica, para o caso de uma central de cogeração).

Silveira (1998) desenvolveu um novo método de otimização termoeconômica para o tratamento de sistemas energéticos abordando aspectos econômicos associados

ao conceito de exergia de modo a auxiliar nas decisões de seleção de equipamentos, permitindo otimizar o projeto de plantas térmicas. Nesse trabalho, através de uma modelagem matemática simples, é desenvolvido o método termoeconômico, associando-se parâmetros termodinâmicos e de custos para dois sistemas energéticos: um sistema de refrigeração por compressão de vapor e um sistema de cogeração empregando turbina a vapor de contrapressão. Concomitante o método é aplicado para sistema de cogeração utilizando motor de combustão interna para a produção de água gelada em sistema de refrigeração por absorção e vapor de processo a baixa pressão.

4.3 MODELO TERMOECONÔMICO DESENVOLVIDO

O modelo termoeconômico proposto para a planta térmica em estudo é baseado no conceito de exergia e na construção de diagramas funcionais (FRANGOPOULOS, 1987; VILLELA; SILVEIRA, 2005c, 2006a; SILVEIRA, 1998). Esse modelo aborda aspectos econômicos, inserindo-se impactos ambientais através do parâmetro eficiência ecológica. A principal vantagem deste modelo é a não necessidade de nenhuma ferramenta computacional, pois é um modelo algébrico de fácil implementação e interpretação.

De acordo com Silveira (1998), Villela e Silveira (2005c, 2006a), é necessário seguir alguns critérios básicos e auxiliares para o desenvolvimento deste modelo termoeconômico. Estes critérios consistem nos seguintes procedimentos:

- Identificação das funções do sistema como um todo e de cada unidade individualmente;
- Construção do diagrama funcional correspondente aos dois sistemas propostos (SQS e CQS) incorporando as emissões de poluentes associados;
- Determinação das funções exergéticas (base incremental);
- Formulação matemática adequada determinando a equação correspondente ao modelo termoeconômico proposto, o qual representa o custo de produção de eletricidade considerando o efeito ecológico.

4.4 APLICAÇÃO DO MODELO TERMoeCONÔMICO

O método será aplicado em duas plantas térmicas, usando o ciclo combinado, as quais se encontram ilustradas pelos sistemas representados nas Figuras 2.2 e 2.3 do capítulo 2. Estes sistemas (denominados diagramas físicos) são compostos por sete unidades (compressor, câmara de combustão, turbina a gás, caldeira de recuperação, turbina a vapor, condensador e bomba). De acordo com estes diagramas físicos (Figuras 2.2 e 2.3) é possível construir os diagramas funcionais correspondentes, que permitem a aplicação da análise termoeconômica.

A seguir temos os diagramas funcionais termoeconômicos, também compostos pelas mesmas sete unidades do diagrama físico, representados nas Figuras 4.1 e 4.2 respectivamente, para os sistemas SQS e CQS.

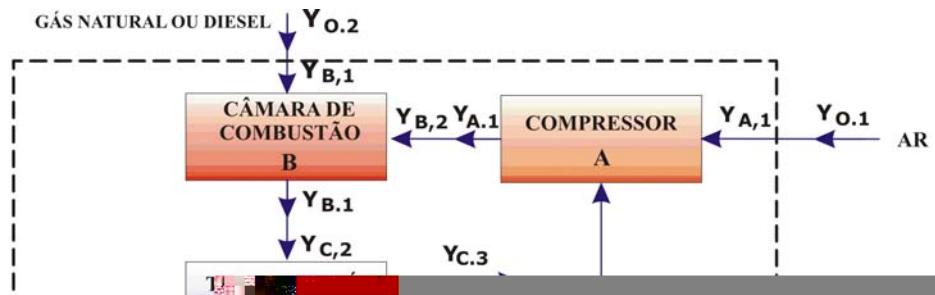


Figura 4.1 - Diagrama funcional do sistema de turbina a gás associada à caldeira de recuperação e turbina a vapor (SQS)

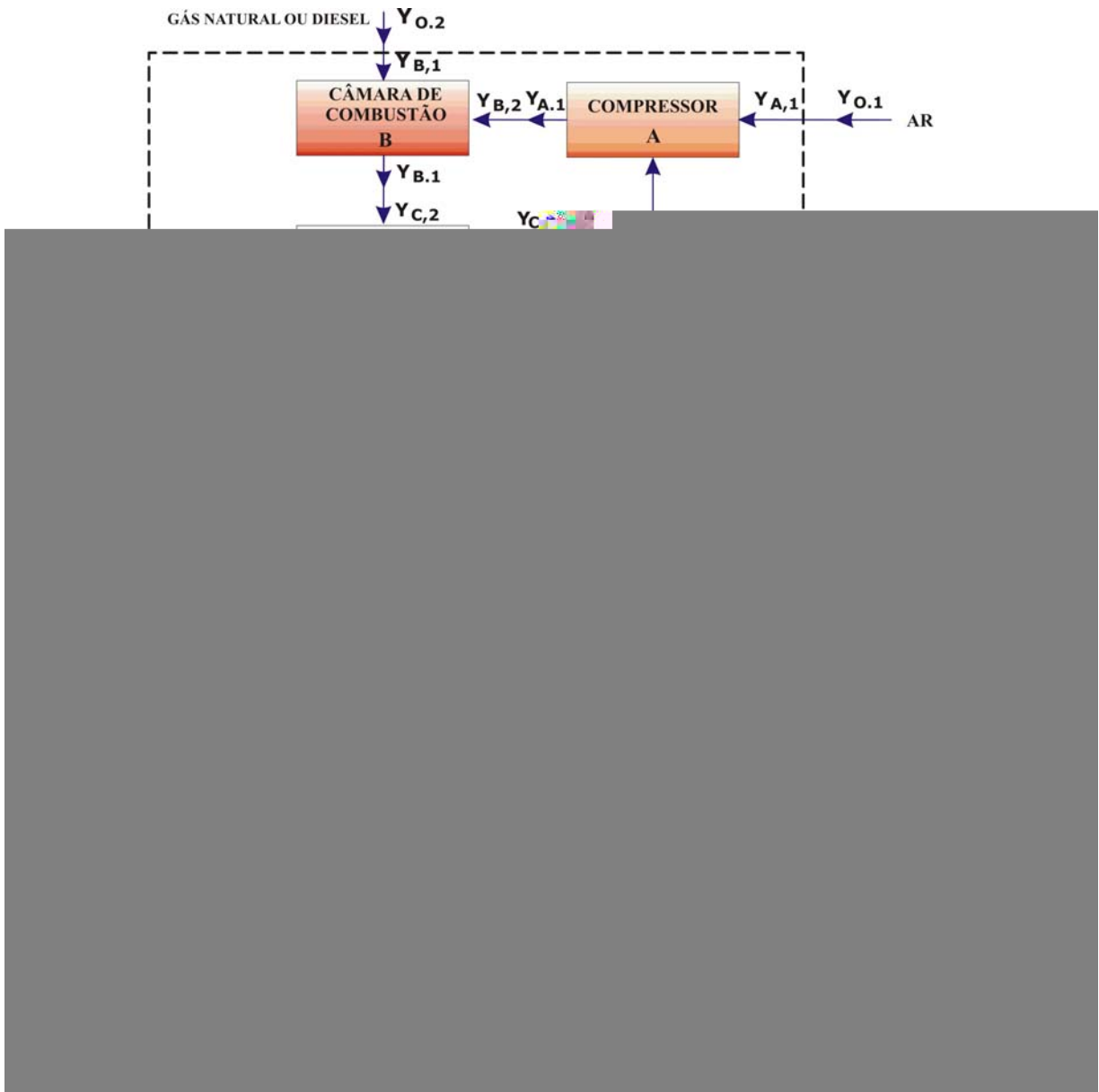


Figura 4.2 - Diagrama funcional do sistema de turbina a gás associada à caldeira de recuperação e turbina a vapor (CQS)

Observe-se que o diagrama funcional de um sistema é composto de figuras geométricas representando as unidades reais da planta (compressor, câmara de combustão, turbina a gás, caldeira de recuperação, turbina a vapor, condensador e bomba) e de uma rede de linhas representando as distribuições das funções unitárias em termos exergéticos. No modelo incluem-se as emissões na chaminé da caldeira de recuperação. Convém ressaltar que, para um adequado acompanhamento do desenvolvimento deste modelo termoeconômico, cada unidade receberá uma letra de

identificação, que permitirá visualizar a transposição entre o diagrama físico e o diagrama funcional correspondente.

A notação adotada é $Y_{i,j}$ (j-ésima entrada do i-ésimo componente) e $Y_{i,k}$ (k-ésima saída do i-ésimo componente). Note que, é utilizada uma vírgula ($Y_{i,j}$) para identificar os fluxos de entrada e um ponto ($Y_{i,k}$) para os fluxos de saída. Porém, para o sistema como um todo a notação é contrária, ou seja, $Y_{0,k}$ representa entrada e $Y_{0,j}$ representa saída, indicando respectivamente os insumos e os produtos da planta térmica (0 – sistema) para o ambiente.

As linhas cheias nos diagramas funcionais representam os insumos e/ou produtos exergéticos (em base incremental) de cada componente e do sistema como um todo (no caso de atravessar a linha funcional de fronteira); e a Linha Funcional de Fronteira separa os insumos e produtos do sistema em relação ao meio exterior; nesta concepção, o diagrama funcional considera o consumo de eletricidade como processo externo ao sistema.

4.4.1 Funções Exergéticas

As funções exergéticas (base incremental) de cada unidade são determinadas desprezando-se as perdas através das tubulações, ressaltando-se que estas não invalidam o modelo proposto do sistema (Frangopoulos, 1987; Silveira, 1998). Deste modo, baseando-se nos diagramas físicos das figuras 2.1 e 2.2. e nos valores das propriedades termodinâmicas de entrada e saída de cada componente (unidade), determinam-se as funções exergéticas para cada unidade (compressor, câmara de combustão, turbina a gás, caldeira de recuperação, turbina a vapor, condensador e bomba). Essas funções são definidas pelas seguintes equações:

Unidade A - Compressor

$$Y_{O,2} = Y_{B,1} \quad (4.1)$$

$$Y_{A,1} = Y_{O,1} = \dot{m}_{ar} ex_1 \quad (4.2)$$

$$Y_{A,2} = \dot{m}_{ar} C_p (T_2 - T_1) \quad (4.3)$$

$$Y_{A,1} = Y_{B,2} \quad (4.4)$$

Unidade B - Câmara de Combustão

$$Y_{B,1} = E_{\text{comb}} = \dot{m}_{\text{comb}} \text{PCI} \quad (4.5)$$

$$Y_{B,2} = \dot{m}_{\text{ar}} (\text{ex}_2 - \text{ex}_1) \quad (4.6)$$

$$Y_{B,1} = \dot{m}_G \text{ex}_3 - \dot{m}_{\text{ar}} \text{ex}_2 \quad (4.7)$$

Unidade C - Turbina a Gás

$$Y_{C,1} = Y_{B,1} \quad (4.8)$$

$$Y_{C,1} = \dot{m}_G (\text{ex}_4 - \text{ex}_5) \quad (4.9)$$

$$Y_{C,2} = Y_{O,1} = E_{p_{\text{TG}}} \quad (4.10)$$

$$Y_{C,3} = Y_{A,2} \quad (4.11)$$

Unidade D - Caldeira de Recuperação

$$Y_{D,1} = Y_{C,1} \quad (4.12)$$

$$Y_{D,2} = Y_{G,1} \quad (4.13)$$

$$Y_{D,3} = Y_{O,5} = E_{\text{comb}} = \dot{m}_{\text{comb}} \text{PCI} \quad (\text{caso CQS}) \quad (4.14)$$

$$Y_{D,4} = \dot{m}_{\text{ar}} \text{ex}_{13} = Y_{O,6} \quad (4.15)$$

$$Y_{D,1} = \dot{m}_v (\text{ex}_6 - \text{ex}_7) = \quad (4.16)$$

$$Y_{D,2} = Y_{O,2} = E_{X_{\text{CO}_2}} = \dot{m}_{\text{CO}_2} \cdot \text{ex}_{\text{CO}_2} \quad (4.17)$$

$$Y_{D,3} = Y_{O,3} = E_{X_{\text{NO}_x}} = \dot{m}_{\text{NO}_x} \cdot \text{ex}_{\text{NO}_x} \quad (4.18)$$

$$Y_{D,4} = Y_{O,4} = E_{X_{\text{SO}_2}} = \dot{m}_{\text{SO}_x} \cdot \text{ex}_{\text{SO}_x} \quad (4.19)$$

$$Y_{D,5} = Y_{O,5} = E_{X_{\text{MP}}} = \dot{m}_{\text{MP}} \cdot \text{ex}_{\text{MP}} \quad (4.20)$$

$$Y_{D,6} = Y_{O,6} = E_{X_{\text{H}_2\text{O}}} = \dot{m}_{\text{H}_2\text{O}} \cdot \text{ex}_{\text{H}_2\text{O}} \quad (4.21)$$

$$Y_{D,7} = Y_{O,7} = E_{X_{\text{N}_2}} = \dot{m}_{\text{N}_2} \cdot \text{ex}_{\text{N}_2} \quad (4.22)$$

$$Y_{D,8} = Y_{O,8} = E_{X_{\text{O}_2}} = \dot{m}_{\text{O}_2} \cdot \text{ex}_{\text{O}_2} \quad (4.23)$$

Unidade E - Turbina a Vapor

$$Y_{E,1} = Y_{D,1} \quad (4.24)$$

$$Y_{E,1} = \dot{m}_8 \text{ex}_8 \quad (4.25)$$

$$Y_{E,2} = Y_{O,9} = E_{p_{\text{TV}}} \quad (4.26)$$

Unidade F - Condensador

$$Y_{F,1} = Y_{E,1} \quad (4.27)$$

$$Y_{F,2} = Y_{O,3} = \dot{m}_{H_2O} (h_{11} - h_{10}) / \eta_B \quad (4.28)$$

$$Y_{F,1} = \dot{m}_8 (ex_7 - ex_8) \quad (4.29)$$

$$Y_{F,2} = Y_{O,10} = \dot{m}_{H_2O} (ex_{11} - ex_{10}) \quad (4.30)$$

Unidade G - Bomba

$$Y_{G,1} = Y_{F,1} \quad (4.31)$$

$$Y_{G,2} = Y_{O,4} = \dot{m}_8 (h_9 - h_8) / \eta_B \quad (4.32)$$

$$Y_{G,1} = \dot{m}_v (ex_9 - ex_8) \quad (4.33)$$

4.5 OBJETIVO DA FUNÇÃO DE OTIMIZAÇÃO TERMOECONÔMICA

O objetivo da função de otimização termoeconômica é a minimização do custo de produção de eletricidade que incorpora o conceito de eficiência ecológica (CP_{EE}). Esse custo está baseado nos diagramas funcionais apresentados pelas Figuras 4.4 e 4.4 e pode ser definido em função das expressões de custo em relação aos insumos e produtos. Assim, para determinar o CP_{EE} (custo de produção de eletricidade, que incorpora o conceito de eficiência ecológica) associado às funções exergéticas, já definidas, é necessário uma adequada modelação matemática.

4.5.1 Modelo Matemático

O modelo matemático é baseado nos diagramas físicos e funcionais dos sistemas SQS e CQS, de modo facilitar a determinação das equações matemáticas correspondentes. Assim, o custo de produção de eletricidade que incorpora o conceito de eficiência ecológica (CP_{EE}) pode ser determinado pelas Equações 4.34a e 4.34b, considerando-se sistemas SQS e CQS, respectivamente. Essas equações seguem o método sugerido por Silveira (1998) e Villela e Silveira (2005c, 2006a). Observe-se que nestas equações a eficiência ecológica onera a parte de investimento capital e de manutenção em substituição ao investimento capital em tecnologias mitigatórias; visto

que o uso do parâmetro f implica no não uso deste último investimento na planta (vide eq. 4.38).

$$CP_{EE} = \frac{I_{pl} \cdot f}{H \cdot (Y_{O,1} + Y_{O,9})} + \frac{C_{comb} \cdot Y_{O,2}}{(Y_{O,1} + Y_{O,9})} + C_{po} + \frac{CM_{TG} + CM_{TV} + CM_{CR}}{H} \quad (4.34a)$$

$$CP_{EE} = \frac{I_{pl} \cdot f}{H \cdot (Y_{O,1} + Y_{O,9})} + \frac{C_{comb} \cdot (Y_{O,2} + Y_{O,5})}{(Y_{O,1} + Y_{O,9})} + C_{po} + \frac{CM_{TG} + CM_{TV} + CM_{CR}}{H} \quad (4.34b)$$

$$\text{Com: } f = \frac{q^k \cdot (q-1)}{q^k - 1} \quad (4.35)$$

$$q = 1 + r/100 \quad (4.36)$$

Onde:

C_{comb} - custo do combustível [US\$/kWh]

CM_{CR} - custo de manutenção na caldeira de recuperação [US\$/kWh]

CM_{TG} - custo de manutenção no sistema de turbina a gás [US\$/kWh]

CM_{TV} - custo de manutenção no sistema de turbina a vapor [US\$/kWh]

C_{po} - custo de pessoal de operação [US\$/kWh]

f - fator de anuidade [US\$/kWh]

H - número de horas de operação por ano [h/ano]

I_{pl} - investimento total na planta [US\$]

Y - função exergetica ou fluxo exergetico associado [kW]

As equações acima mostram o custo de produção de eletricidade, associado às funções exergeticas ($Y_{O,1}$, $Y_{O,2}$, $Y_{O,5}$ e $Y_{O,9}$), à eficiência ecológica (ϵ) e ao custo do combustível utilizado (C_{comb}), (gás natural ou diesel).

O custo de pessoal de operação (C_{PO}) e o investimento total na planta (I_{PL}) serão avaliados pelas equações a seguir (SILVEIRA, 1998):

$$C_{po} = \frac{(156000)}{7200 E_{p_{total}}} \quad (4.37)$$

$$I_{pl} = (I_{n_C} + I_{n_{CC}} + I_{n_{TG}} + I_{n_{CR}} + I_{n_{TV}} + I_{n_{CO}} + I_{n_B}) 1,4 \quad (4.38)$$

Para a determinação do custo total de investimento (I_{pl}), torna-se necessário se considerar os custos associados para cada componente da planta. Estes custos são apresentados pelas equações a seguir, porém alguns coeficientes foram adaptados, levando em conta as instalações, equipamento elétricos, controle do sistema, tubulações e local de instalação, aqui considerando como sendo 40% do investimento em equipamento (SILVEIRA; TUNA, 2003, 2004; BOEHM, 1987; FRANGOPOULOS, 1987).

$$I_{n_C} = \left(\frac{75 \dot{m}_{ar}}{0,9 - c} \right) \left(\frac{P_2}{P_1} \right) \ln \left(\frac{P_2}{P_1} \right) \quad (4.39)$$

$$I_{n_{CC}} = \left(\frac{48,64 \dot{m}_{ar}}{0,995 - \frac{P_4}{P_3}} \right) \left(1 + \exp(0,018T_4 - 26,4) \right) \quad (4.40)$$

$$I_{n_{TG}} = \left(\frac{1536 \dot{m}_G}{0,92 - \frac{P_3}{P_4}} \right) \ln \left(\frac{P_3}{P_4} \right) \left(1 + \exp(0,036T_4 - 54,4) \right) \quad (4.41)$$

$$I_{n_{CR}} = 4745 \left(\frac{h\nu}{\log(T_4 - T_6)} \right)^{0,8} + 11820 \dot{m}_V + 658 \dot{m}_G \quad (4.42)$$

$$I_{n_{TV}} = 6000 (E_{p_{TV}})^{0,7} \quad (4.43)$$

$$I_{n_{CO}} = 1773 \dot{m}_V \quad (4.44)$$

$$I_{n_B} = 3540 \cdot (W_B)^{0,71} \quad (4.45)$$

Para o custo de manutenção do sistema da turbina a gás (CM_{TG}) e turbina a vapor (CM_{TV}), utilizou-se 0,014 US\$/kWh e 0,015 US\$/kWh, respectivamente. Enquanto que para o custo de manutenção da caldeira de recuperação foram utilizados 0,005 US\$/kWh (SQS) e 0,011 US\$/kWh (CQS), respectivamente (SILVEIRA, 1998, ANTUNES, 1999).

4.6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os parâmetros envolvidos na análise termoeconômica se encontram na tabela 4.1 e os resultados para um período de 5 anos de amortização são mostrados nas Tabelas 4.2 e 4.3 considerando uma variação nos custos dos dois combustíveis utilizados: gás natural e diesel, respectivamente.

Tabela 4.1 - Parâmetros da Análise Termoeconômica

Taxa anual de juros (r)	12%
Pay-Back (k)	5 anos
Horas de operação (H)	7200 h / ano
Custo do gás natural (C_{GN})	0,011 a 0,017 US\$ / kWh
Custo do diesel (C_{DI})	0,03 a 0,09 US\$ / kWh

Tabela 4.2 - Resultados da Análise Termoeconômica (GN)

C_{GN} [US\$/kWh]	CUSTO DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE QUE INCORPORA O CONCEITO DE EFICIÊNCIA ECOLÓGICA (CP_{EE}) [US\$/kWh]					
	CASO 1		CASO 2		CASO 3	
	(SQS)	(CQS)	(SQS)	(CQS)	(SQS)	(CQS)
0,011	0,0684	0,0766	0,0678	0,0770	0,0676	0,0769
0,012	0,0704	0,0786	0,0697	0,0789	0,0696	0,0789
0,013	0,0723	0,0805	0,0717	0,0809	0,0715	0,0808
0,014	0,0743	0,0825	0,0736	0,0829	0,0734	0,0827
0,015	0,0762	0,0845	0,0756	0,0848	0,0754	0,0847
0,016	0,0782	0,0865	0,0775	0,0868	0,0773	0,0866
0,017	0,0801	0,0884	0,0795	0,0888	0,0792	0,0886

Ao considerarmos o caso 1 verifica-se na tabela 4.2 que no sistema CQS há um aumento no custo de produção de eletricidade que incorpora o conceito de eficiência ecológica de 10% a 12% em relação ao sistema SQS. Para o casos 2 e 3 o aumento desse custo de produção de eletricidade se situa entre 12% e 14%.

Tabela 4.3 - Resultados da Análise Termoeconômica (DI)

C_{DI} [US\$/kWh]	CUSTO DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE QUE INCORPORA O CONCEITO DE EFICIÊNCIA ECOLÓGICA (CP_{EE}) [US\$/kWh]					
	CASO 1		CASO 2		CASO 3	
	(SQS)	(CQS)	(SQS)	(CQS)	(SQS)	(CQS)
0,03	0,1060	0,1230	0,1068	0,1223	0,1063	0,1219
0,04	0,1255	0,1427	0,1264	0,1420	0,1257	0,1413
0,05	0,1449	0,1624	0,1459	0,1616	0,1450	0,1608
0,06	0,1644	0,1822	0,1654	0,1813	0,1643	0,1809
0,07	0,1838	0,2019	0,1850	0,2010	0,1836	0,1996
0,08	0,2033	0,2216	0,2045	0,2207	0,2029	0,2190
0,09	0,2227	0,2413	0,2240	0,2403	0,2222	0,2385

Da tabela 4.3 comparando o sistema CQS com o SQS verifica-se que o caso 1 apresenta um aumento do custo de produção de eletricidade que incorpora o conceito de eficiência ecológica entre de 8% e 16%. Mas para o caso 2 verifica-se que, no sistema CQS o aumento desse custo de produção de eletricidade varia entre 7% e 14% em relação ao SQS, enquanto que no caso 3, esse aumento varia entre 7% a 15%.

Ao compararmos a tabela 4.2 com a tabela 4.3 pode-se verificar como esperado que o custo de produção de eletricidade para o uso de diesel ao invés do gás natural é de 55 % a 180% mais elevado.

4.6.1 Análise de Sensibilidade

Existem muitos parâmetros que afetam a performance econômica, entre os quais podem estar inseridos o custo do combustível, a taxa anual de juros, o período de

amortização de capital investido, etc. A análise de sensibilidade se apresenta de acordo com as seguintes variáveis enfocadas:

- Preços de combustíveis variados entre $\pm 50\%$;
- Período de amortização de capital variado entre 3 à 12 anos;
- Taxa anual de juros de 4%, 8% e 12%.

As Figuras 4.3 a 4.6 mostram o CP_{EE} em função do pay-back, com uma taxa anual de juros de 12%, considerando-se como combustível o gás natural e o diesel.

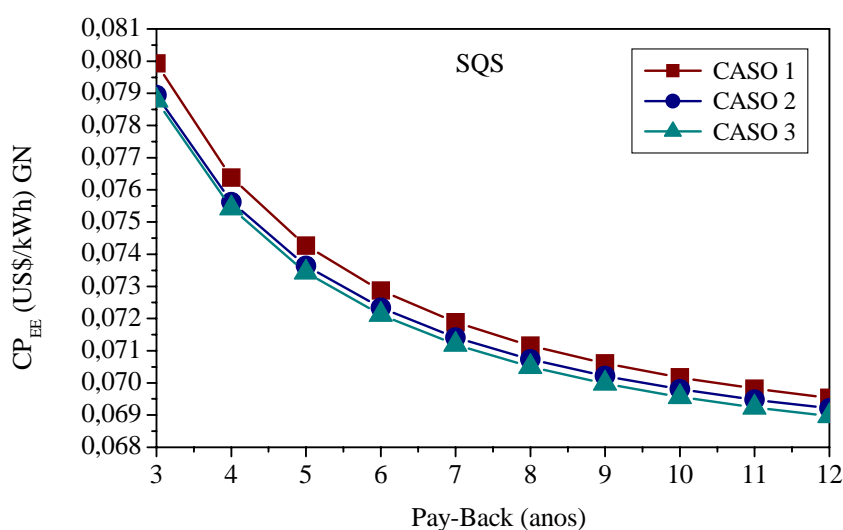


Figura 4.3 - Custo de produção de eletricidade ecológica em função do pay-back - SQS (GN)

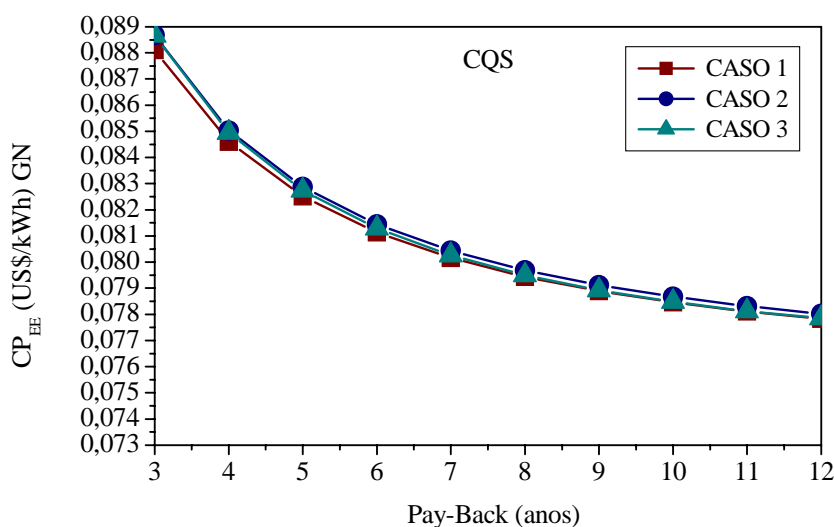


Figura 4.4 - Custo de produção de eletricidade ecológica em função do pay-back - CQS (GN)

Observa-se da figura 4.3 (SQS) que o custo de produção de eletricidade é menor para o caso 3, apresentando em média, um decréscimo de 1% e 0,3%, comparado com os casos 1 e 2, respectivamente. Por outro lado, a Figura 4.4 (CQS), apresenta um menor custo para o caso 1, com uma diferença entre 0,4 e 0,2% em relação aos casos 2 e 3, respectivamente.

Considerando-se o diesel, a figuras 4.5 e 4.6 mostram um menor custo de produção de eletricidade para o caso 3.

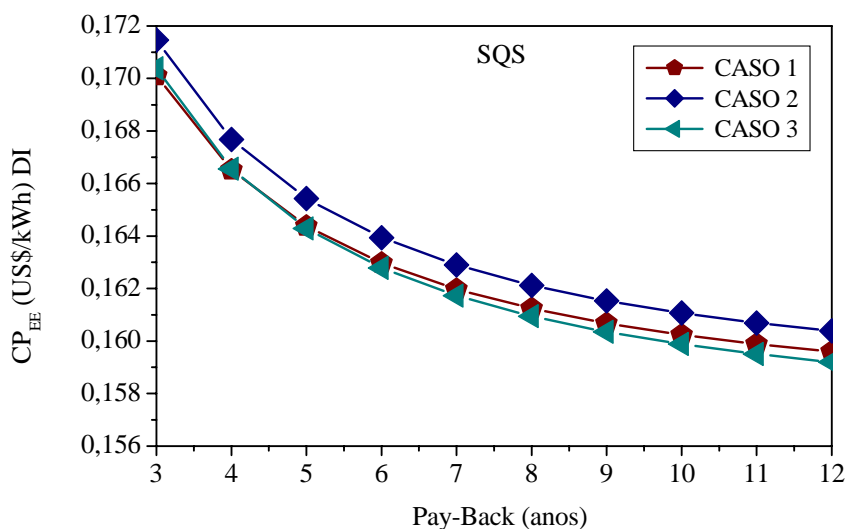


Figura 4.5 - Custo de produção de eletricidade ecológica em função do pay-back - SQS (DI)

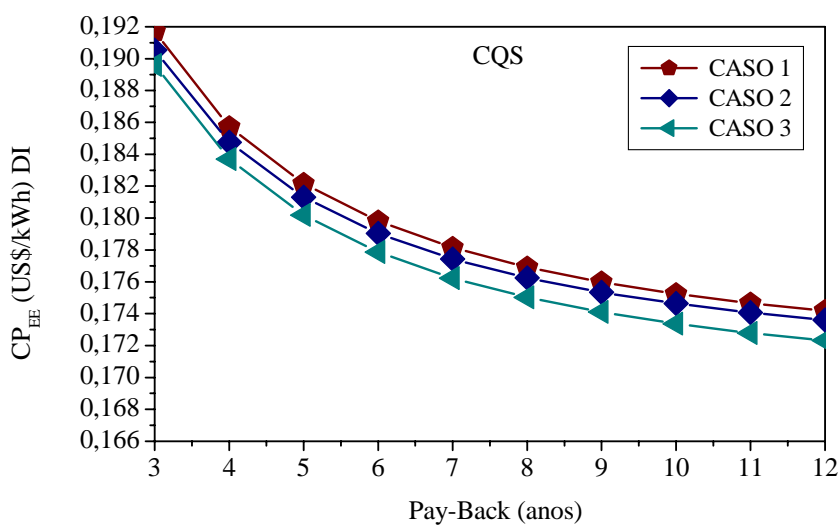


Figura 4.6 - Custo de produção de eletricidade ecológica em função do pay-back - CQS (DI)

As Figuras 4.7, 4.8 e 4.9 mostram o CP_{EE} em função do pay-back para os dois combustíveis, considerando uma taxa anual de juros de 4% ano.

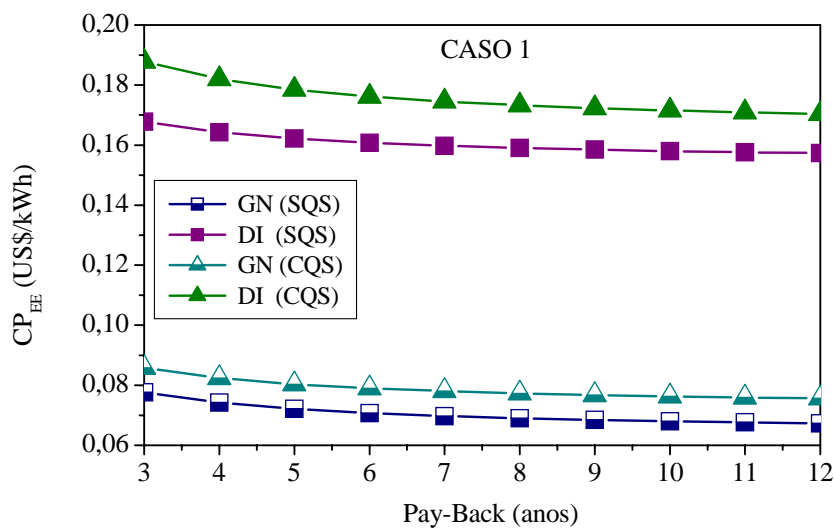
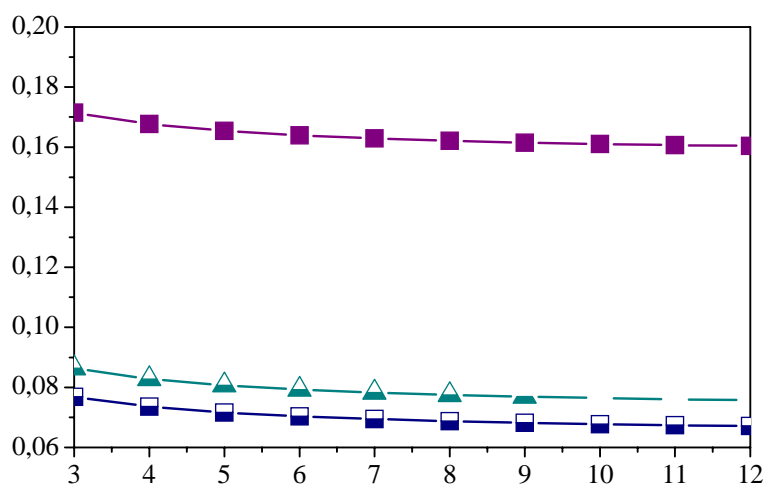


Figura 4.7 - Custo de produção de eletricidade ecológica em função do pay-back (CASO 1)



observar que esse custo é de aproximadamente 134% maior para sistema operando com diesel (SQS) e 122% (CQS).

Considerando se o caso 3, pode-se verificar que o custo de produção de eletricidade apresenta-se mais elevado quando do uso de diesel ao invés de gás natural; essa elevação é de aproximadamente 130% no caso do sistema SQS e 121% no caso do sistema CQS.

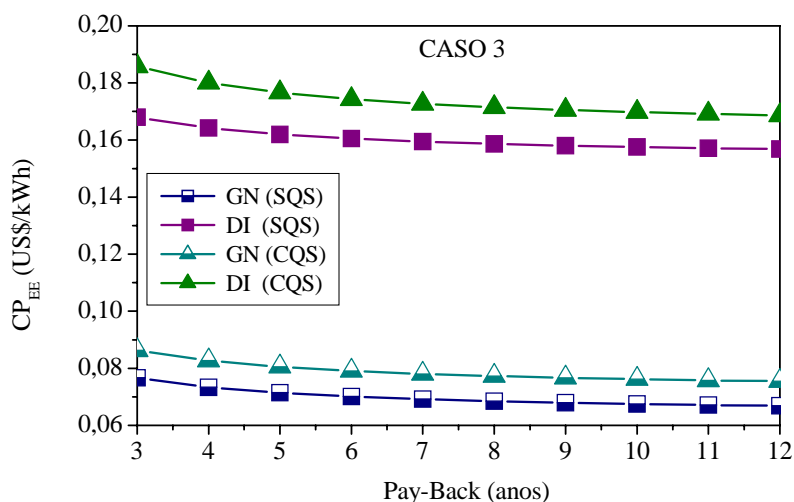


Figura 4.9 - Custo de produção de eletricidade ecológica em função do pay-back (caso 3)

As Figuras 4.10 e 4.11 mostram o custo de produção de eletricidade para uma taxa anual de juros de 4% e 12% em função do pay-back.

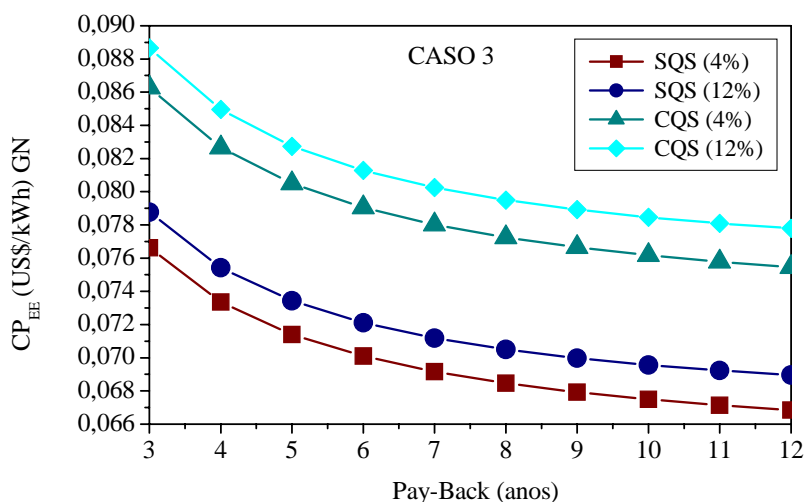


Figura 4.10 - Custo de produção de eletricidade ecológica em função do pay-back considerando GN (CASO 3)

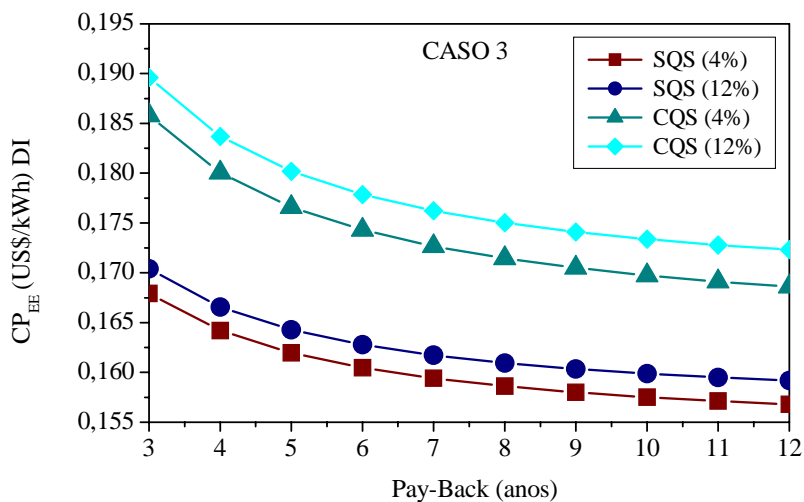


Figura 4.11 - Custo de produção de eletricidade ecológica em função do pay-back considerando DI (CASO 3)

Verifica-se que, mesmo variando a taxa anual de juros o custo de produção de eletricidade é menor para o sistema operando com gás natural, ao invés de diesel.

4.7 COMENTÁRIOS

O modelo proposto incorpora o conceito de engenharia econômica ao de eficiência ecológica, o qual possibilita determinar o custo de produção de eletricidade em plantas termelétricas. De acordo com os resultados obtidos, verifica-se que é possível a aplicação deste método para determinar o custo de produção de eletricidade considerando-se o nível de impacto ambiental da planta de geração. O método considera o tipo de combustível utilizado, os níveis de eficiência termodinâmica e de eficiência ecológica da planta de geração. Deste modo pode-se concluir que:

- Se utilizarmos gás natural como combustível, verifica-se um aumento do custo de produção de eletricidade no sistema CQS em relação ao SQS para os três casos em estudo.
- A utilização do diesel como combustível, apresenta também um acréscimo no custo de produção de eletricidade no sistema CQS comparado ao SQS.
- O custo de produção de eletricidade ecológica (CP_{EE}) é muito melhor (mais baixo) considerando-se o gás natural em comparação com o diesel;

Sob o ponto de vista Exergoeconômico, o gás natural como combustível para a tecnologia do ciclo combinado (CC), é uma ótima opção, devido aos menores níveis de custos de produção de eletricidade apresentados, para todos os parâmetros considerados.

CAPÍTULO 5 CUSTO DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE CONSIDERANDO INVESTIMENTO EM TECNOLOGIAS DE CONTROLE DE EMISSÕES

5.1 INTRODUÇÃO

Para verificar o método Termoeconômico desenvolvido no capítulo anterior estaremos utilizando o método tradicional que incorpora os custos relacionados às tecnologias de controle associando-se também ao conceito de exergia (FRANGOPOULOS, 1987; SILVEIRA, 1998). Neste caso não se considera a eficiência ecológica e sim os custos dessas tecnologias de controle das emissões dos poluentes CO₂, SO₂, NO_x e MP.

O objetivo dessa análise termoeconômica aqui é permitir uma comparação direta entre os resultados encontrados para o custo de produção de eletricidade, com o novo modelo, termoeconômico que incorpora o conceito engenharia econômica e de eficiência ecológica, mostrado no cap. 4. Os detalhes dessa comparação são examinados por ferramentas estatísticas apropriadas.

5.2 CONTROLE DE EMISSÕES

O controle de emissão atmosférica visa reduzir, coletar, capturar ou até mesmo reter determinados poluentes, antes mesmo que estes atinjam a atmosfera. Porém, muitas medidas para isto requerem uma infra-estrutura adequada e um investimento maior de capital na planta termelétrica do que simplesmente a substituição do combustível ou a imposição de controles desnecessários (BAILEY; SOLOMON, 2004). Algumas medidas diretas podem ser implementadas através da instalação de equipamentos adequados para o controle da poluição.

De acordo com a EPA (Environmental Protection Agency), uma das metodologias para a limitação das emissões de poluentes atmosféricos baseia-se na avaliação do tipo de tecnologia de controle a ser utilizada, ou seja, da melhor tecnologia disponível, considerando-se também os aspectos sócio-econômicos e

ambientais. Portanto, a decisão na escolha de diferentes sistemas de controle de poluição deve ser feita com base em informações sobre o desempenho, o custo, o consumo de energia dos equipamentos, e também pelos impactos à saúde humana e ao meio ambiente, decorrente da seleção de um determinado tipo de sistema de controle.

5.2.1 Sistemas de controle de poluentes

Antes de se implantar qualquer sistema de controle de poluentes, deve ser feita uma avaliação técnica entre os diferentes tipos existentes, e considerados assim três fatores essenciais: o primeiro diz respeito às restrições ambientais locais, traduzidas pelos padrões de qualidade do ar e de emissão, os quais podem variar dependendo da região; o segundo é o valor das taxas de emissões sem controle para cada poluente da fonte emissora; e o terceiro é o conhecimento dos dados de desempenho dos diferentes sistemas de controle aplicáveis à situação, inclusive considerando problemas específicos como o porte do equipamento (restrições de espaço) e as condições de operação. Outros fatores que também devem ser avaliados incluem a disposição do poluente coletado, como o custo de operação, instalação e manutenção, com intervalo entre as manutenções e a capacidade de garantir o valor requerido de remoção durante todo o período de operação (CURRAL, 2003).

5.2.2 Custos de tecnologias de controle

Independente do tipo de combustível utilizado numa planta termelétrica, quase todos os métodos de controle de emissões existentes são semelhantes. Assim, nesse capítulo, são apresentados custos de algumas tecnologias de controle para o MP, NO_x, CO₂ e SO₂, poluentes utilizados para o cálculo da eficiência ecológica.

Os custos dessas tecnologias de controle ambiental, mostrados a seguir são os mais recomendáveis na atual conjuntura energética, e estão nas tabelas de acordo com as avaliações feitas pela U.S. EPA (2002a; 2002b; 2002c) e Singh et al. (2003).

As tabelas 5.1, 5.2 e 5.3 mostram os custos estimados para diversas tecnologias utilizadas para o controle do MP, NO_x e SO₂, respectivamente. Pode se notar que nas tabelas 5.1 e 5.2 são apresentadas: a eficiência de redução para cada tecnologia de controle (%), os custos de capital (US\$/kWh) e o custo de remoção do poluente (US\$/ton).

Tabela 5.1 - Valores estimados de custos relacionados ao controle do NO_x (U.S. EPA, 2002a).

Tecnologias	Eficiência redução (%)	Custo de Capital (US\$/m³)	Custo por tonelada de NO_x removido (US\$/ton)
Medidas primárias	~ 50	10 - 20	110 - 200
Queimadores com baixa pressão de NO _x	~ 50	38 - 50	360 - 470
Recirculação do Gás de Escape (FGR)	60 - 70	15 - 40	370 - 620
Redução Seletiva Não Catalítica SNCR	30 - 50	5 - 15	500 - 1100
Redução Seletiva Catalítica SCR	~ 80	50 - 80	820 - 990

Tabela 5.2 - Valores estimados de custos relacionados ao controle do MP (U.S. EPA, 2002b).

Tecnologias	Eficiência de redução(%)	Custo de Capital (US\$/m³/s)	Custo por tonelada de MP removido (US\$/ton)
FMLFRG	95 - 99,9	19000 - 178000	53 - 337
FMLSM	95 - 99,9	16000 - 150000	37 - 303
FMLJP	95 - 99,9	13100 - 54900	42 - 266
Precipitador eletrostático úmido	99 - 99,9	65000 - 640000	55 - 850
Precipitador eletrostático seco	99 - 99,9	30000 - 100000	40 - 250
Ciclones	70 - 90	4200 - 5100	0,41 - 420
Lavador tipo Venturi	70 - 99	6700 - 59000	76 - 2100

Nota: FMLFRG (filtro de manga com limpeza por fluxo reverso de gás)
 FMLSM (filtro de manga com limpeza por sacudimento mecânico)
 FMLJP (filtro de mangas com limpeza por jato pulsante)

A tabela 5.3 além de mostrar a eficiência de redução (%), apresenta também o custo de cada tecnologia em função do tamanho da unidade (MW) e o custo de capital investido na tecnologia escolhida, em US\$/kW. Pode-se observar também nessa tabela, que o custo por SO₂ removido em US\$/ton, se refere à quantidade removida deste poluente em toneladas de acordo com o método apropriado.

Tabela 5.3 – Valores estimados de custos relacionados ao controle do SO₂ (U.S. EPA, 2002c).

Tecnologias	Eficiência de redução (%)	Custo por tonelada de SO₂ removido (US\$/ton)	Tamanho de unidade (MW)	Custo de capital (US\$/kW)
Lavador tipo úmido	50 - 98	200 - 500	> 400	100 - 250
		500 - 5000	< 400	25 - 1500
Lavador tipo Spray seco	50 - 98	150 - 300	> 200	40 - 150
		500 - 4000	< 200	150 - 1500

A tabela 5.4 apresenta também o custo de cada tecnologia em função do tamanho da unidade (MW) e o custo de capital investido na tecnologia escolhido, em US\$/kW. Pode-se observar que também é focado o custo por captura de CO₂ em US\$/ton, pelas técnicas apresentadas.

Tabela 5.4 – Valores estimados de custos relacionados ao controle do CO₂ (SINGH et al., 2003).

Tecnologia	Eficiência de redução (%)	Custo de captura (US\$/ton CO₂)	Custo de capital (US\$/kW)
Lavagem com compostos de aminas	~ 98	35	800 - 900
Combustão com recirculação de O ₂ /CO ₂	~ 90	55	800 - 900

5.3 OBJETIVO DA FUNÇÃO DE OTIMIZAÇÃO TERMOECONÔMICA

O objetivo da função de otimização termoeconômica aqui, também é a minimização do custo de produção de eletricidade, mas agora incorporando os custos de tecnologias de controle (CP_{TC}), sem o uso do conceito de eficiência ecológica. Esse custo além de estar baseado nos diagramas funcionais apresentados pelas Figuras 4.1 e 4.2 (cap. 4), também pode ser definido como função das expressões de custo em relação aos insumos e produtos. Assim, para se determinar o CP_{TC} associado às funções exergéticas, já definidas anteriormente (cap. 4), será preciso uma adequação na modelagem matemática, que incorpore os custos de tecnologias de controle. Nestes custos são incorporados os custos das tecnologias de controle para o MP, NO_x, CO₂ e SO₂, facilitando uma comparação direta com o custo de produção de eletricidade desenvolvido no capítulo 4 (CP_{EE}), que incorpora o conceito de eficiência ecológica.

5.3.1 Modelo matemático

As equações 5.1a e 5.1b mostram o custo de produção de eletricidade que incorpora os custos de tecnologias de controle (CP_{TC}), considerando-se os dois sistemas propostos, SQS e CQS, respectivamente:

$$CP_{TC} = \frac{Ipl \cdot f}{H \cdot (Y_{O,1} + Y_{O,9})} + \frac{C_{comb} \cdot Y_{O,2}}{(Y_{O,1} + Y_{O,9})} + C_{po} + CM_{TG} + CM_{TV} + CM_{CR} + CM_{TORRE}$$

(SQS) (5.1a)

$$CP_{TC} = \frac{Ipl \cdot f}{H \cdot (Y_{O,1} + Y_{O,9})} + \frac{C_{comb} \cdot (Y_{O,2} + Y_{O,5})}{(Y_{O,1} + Y_{O,9})} + C_{po} + CM_{TG} + CM_{TV} + CM_{CR} + CM_{TORRE}$$

(CQS) (5.1b)

Onde:

- C_{comb} - custo do combustível [US\$/kWh]
- CM_{CR} - custo de manutenção na caldeira de recuperação [US\$/kWh]
- CM_{TG} - custo de manutenção no sistema de turbina a gás [US\$/kWh]
- CM_{TV} - custo de manutenção no sistema de turbina a vapor [US\$/kWh]
- C_{po} - custo de pessoal de operação [US\$/kWh]
- f - fator de anuidade [US\$/kWh]
- H - número de horas de operação por ano [h/ano]
- Ipl - investimento total na planta [US\$]
- Y - função exérgica ou fluxo exérgico associado [kW]

Essas equações mostram o custo de produção de eletricidade, associado ao custo do combustível utilizado (C_{comb}), gás natural ou diesel, e também às funções exérgicas ($Y_{O,1}$, $Y_{O,9}$, $Y_{O,2}$, $Y_{O,5}$) sendo que:

- ($Y_{O,1} + Y_{O,9}$) representam a potência total do ciclo, ou seja Ep_{TOTAL}

- ($Y_{O,2}$, $Y_{O,5}$) representam a potência suprida pelo combustível nos sistemas SQS e CQS respectivamente ($E_{comb_{SQS}}$, $E_{comb_{CQS}}$).

O investimento total na planta neste caso (I_{pl}) é dado por (SILVEIRA; TUNA, 2003, 2004):

$$I_{pl} = \left(I_{in_C} + I_{in_{CC}} + I_{in_{TG}} + I_{in_{CR}} + I_{in_{TV}} + I_{in_{CO}} + I_{in_B} + I_{in_{CO_2}} + I_{in_{MP}} + I_{in_{NO_x}} + I_{in_{SO_2}} \right) \cdot 1,4 \quad (5.2)$$

Onde:

I_{in_C} - investimento no compressor [US\$]

$I_{in_{CC}}$ - investimento na câmara de combustão [US\$]

$I_{in_{TG}}$ - investimento na turbina a gás [US\$]

$I_{in_{CR}}$ - investimento caldeira de recuperação [US\$]

$I_{in_{TV}}$ - investimento na turbina a vapor [US\$]

$I_{in_{CO}}$ - investimento no condensador [US\$]

I_{in_B} - investimento na bomba [US\$]

$I_{in_{CO_2}}$ - custo de investimento para a remoção de CO_2 [US\$]

$I_{in_{MP}}$ - custo de investimento para a remoção de MP [US\$]

$I_{in_{NO_x}}$ - custo de investimento para a remoção de NO_x [US\$]

$I_{in_{SO_2}}$ - custo de investimento para a remoção de SO_2 [US\$]

O investimento total da planta (I_{pl}) representa o custo total de aquisição da planta, tornando se necessário considerar neste caso também os custos de investimentos em tecnologias para a remoção de cada poluente (CO_2 , MP, NO_x e SO_2) (SILVEIRA; TUNA, 2003; BOEHM, 1987; FRANGOPOULOS, 1987).

5.4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os parâmetros para análise termoeconômica aqui considerados são os mesmos utilizados no cap. 4, porém agora se considera os custos de tecnologias de controle para a remoção de cada poluente da planta termelétrica.

Na remoção do MP considerou-se o Precipitador Eletrostático Seco o qual apresenta um custo de 250 US\$/ton de MP removido, com uma eficiência de 99%. Para o NO_x , considera-se a Redução seletiva catalítica, apresentando uma eficiência de 80% e com custo de 990 US\$/ton de NO_x removido. Para o SO_2 tem-se um custo de 5000 US\$/ton de SO_2 removido, utilizando-se Lavador tipo úmido que apresenta uma eficiência de remoção 98% (EPA, (2002a; 2002b; 2002c). Para a redução de CO_2 , considera-se a combustão com recirculação de O_2/CO_2 , sendo que a mesma apresenta uma eficiência de 98% e 900 US\$/ton. de CO_2 capturado (SINGH et al., 2003).

Os resultados do custo de produção de eletricidade que incorpora os custos de tecnologias de controle (CP_{TC}), considerando-se um período de 5 anos de amortização de capital e uma taxa de juros de 12% ao ano são mostrados nas Tabelas 5.5 e 5.6. Esses custos são também considerados para os dois combustíveis utilizados, mediante uma variação de preços do gás natural e diesel, respectivamente.

A tabela 5.6 mostra que, se considerarmos o caso 1, o sistema CQS apresenta um acréscimo no custo de produção de eletricidade com tecnologias de controle entre 10% e 12% em relação ao SQS. Por outro lado, para o caso 2 esse acréscimo de custo da produção de eletricidade está entre 12% e 14%, e para o caso 3 entre 9% e 10%. Já na Tabela 5.7, tem se um aumento médio de 10% no custo de produção de eletricidade considerando o sistema CQS em relação ao SQS para os três casos.

Tabela 5.5 - Resultados da Análise Termoeconômica (GN)

C_{GN} [US\$/kWh]	CUSTO DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE COM TECNOLOGIAS DE CONTROLE (CP_{TC}) [US\$/kWh]					
	CASO 1		CASO 2		CASO 3	
	(SQS)	(CQS)	(SQS)	(CQS)	(SQS)	(CQS)
0,011	0,0663	0,0720	0,0657	0,0723	0,0655	0,0723
0,012	0,0682	0,0740	0,0676	0,0743	0,0674	0,0742
0,013	0,0702	0,0759	0,0696	0,0763	0,0694	0,0761
0,014	0,0721	0,0779	0,0715	0,0782	0,0713	0,0781
0,015	0,0741	0,0799	0,0735	0,0802	0,0732	0,0800
0,016	0,0760	0,0818	0,0754	0,0822	0,0753	0,0819
0,017	0,0779	0,0838	0,0774	0,0841	0,0771	0,0839

Tabela 5.6 - Resultados da Análise Termoeconômica (DI)

C_{DI} [US\$/kWh]	CUSTO DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE COM TECNOLOGIAS DE CONTROLE (CP_{TC})					
	CASO 1		CASO 2		CASO 3	
	(SQS)	(CQS)	(SQS)	(CQS)	(SQS)	(CQS)
0,03	0,1032	0,1162	0,1040	0,1156	0,1052	0,1167
0,04	0,1227	0,1359	0,1235	0,1352	0,1250	0,1367
0,05	0,1421	0,1557	0,1431	0,1549	0,1449	0,1567
0,06	0,1616	0,1754	0,1626	0,1746	0,1648	0,1766
0,07	0,1810	0,1951	0,1821	0,1943	0,1846	0,1966
0,08	0,2005	0,2148	0,2016	0,2140	0,2045	0,2167
0,09	0,2199	0,2345	0,2212	0,2336	0,2246	0,2365

5.4.1 Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade do custo de produção de eletricidade em plantas selecionadas se apresenta de acordo com as mesmas variáveis enfocadas no capítulo 4, mas agora, os resultados apresentados se referem ao custo de produção de eletricidade inserindo-se tecnologias de controle (CP_{TC}). Pode-se observar nessa análise que esse custo é menor quando se utiliza o gás natural, ao invés de diesel.

As Figuras 5.1, 5.2 e 5.3 mostram o CP_{TC} em função do pay-back, para uma taxa de juros de 4% ano, comparativamente para o gás natural e diesel.

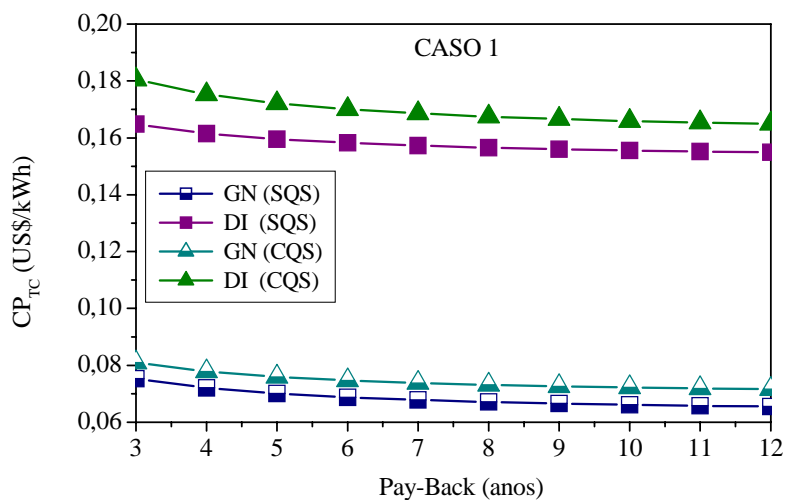


Figura 5.1 - Custo de produção de eletricidade com tecnologias de controle em função do pay-back (CASO 1)

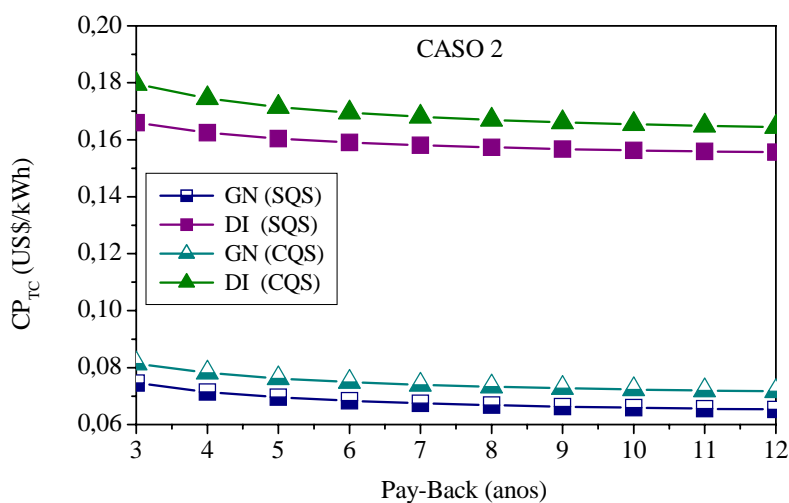


Figura 5.2 - Custo de produção de eletricidade com tecnologias de controle em função do pay-back (CASO 2)

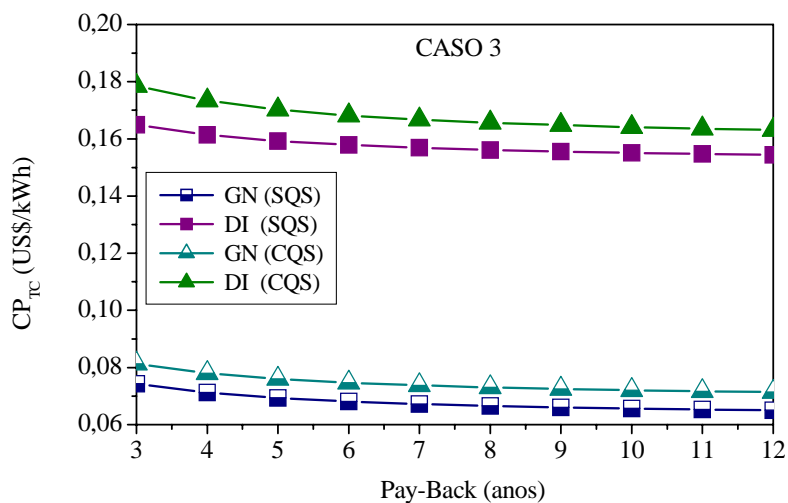


Figura 5.3 - Custo de produção de eletricidade com tecnologias de controle em função do pay-back (CASO 3)

Pode-se observar que o custo de produção de eletricidade, para os 3 casos é mais baixo se considerarmos o gás natural comparativamente ao diesel.

Considerando uma taxa de juros de 4% e 8%, pode-se observar a influência do pay-back sobre o custo CP_{EE} , conforme mostram as Figuras 5.4 e 5.5.

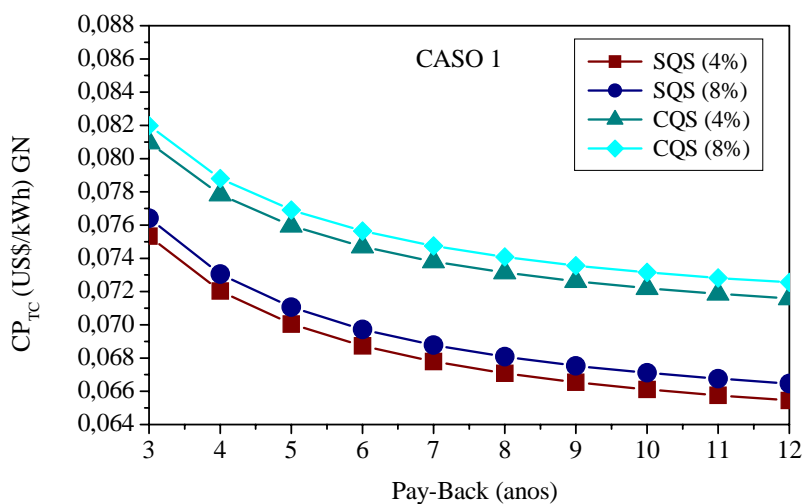


Figura 5.4 - Custo de produção de eletricidade com tecnologias de controle em função do pay-back – GN (CASO 1)

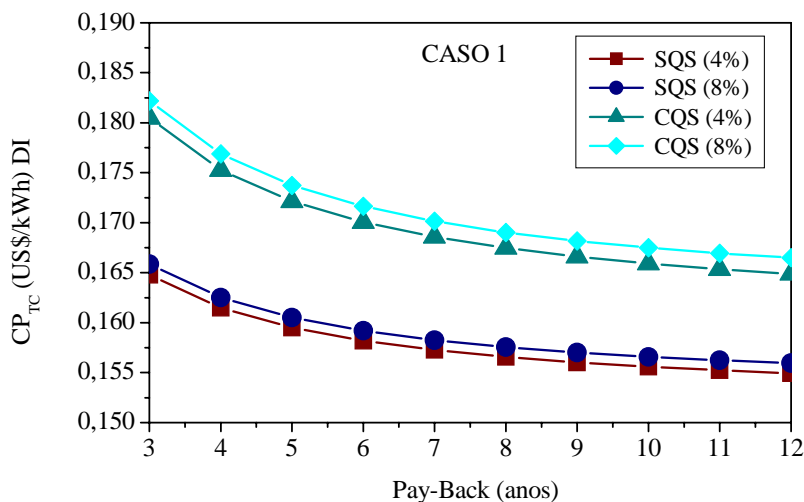


Figura 5.5 - Custo de produção de eletricidade com tecnologias de controle em função do pay-back - DI (CASO 1)

Observa-se que em ambas as figuras há um aumento do custo de produção de eletricidade no sistema CQS em relação ao SQS, de aproximadamente 8%.

5.5 COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS TERMOECONÔMICOS

Comparando-se o método que incorpora a eficiência ecológica (CP_{EE}) (cap. 4) com o método que considera investimento nas tecnologias de controle de poluentes (CP_{TC}), consegue-se investigar as diferenças que possam existir entre os métodos.

Uma das alternativas mais comuns aplicadas em estatística para se determinar a associação entre os dois custos (CP_{EE} e CP_{TC}) é o Coeficiente de correlação de Pearson. Esse coeficiente denotado por r mede o grau de correlação entre estes dois custos, ou seja:

- Se $r = 1$ existe uma correlação perfeita positiva entre as duas variáveis ou os dois custos.
- Se $r = -1$ significa uma correlação negativa perfeita entre as duas variáveis; isto é, se um custo aumenta, o outro sempre diminui.
- Se $r = 0$ significa que as duas variáveis não dependem linearmente uma da outra. No entanto, pode existir uma outra dependência que seja "não linear". Assim, o resultado $r = 0$ deve ser investigado por outros meios.

Logo, na comparação desses métodos desenvolvidos (cap. 4 e cap. 5) utilizou-se o coeficiente de correlação de Pearson calculado pela equação a seguir (LARSON; FABER, 2004).

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (5.1)$$

onde:

x_1, x_2, \dots, x_n e y_1, y_2, \dots, y_n são os valores medidos de ambas as variáveis.

$\bar{x} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n x_i$ e $\bar{y} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n y_i$ são as médias aritméticas de ambas as variáveis.

Os resultados obtidos da correlação de Person mostram que existe uma correlação perfeita entre os dois métodos termoeconômicos propostos (anexo), ou seja, o método desenvolvido no capítulo 4 converge para o método tradicional utilizado neste capítulo.

Porém, para demonstrar de um modo mais preciso as diferenças existentes entre os dois métodos pode-se utilizar uma outra ferramenta estatística de acordo com os passos a seguir:

- inicialmente determina o valor médio das diferenças entre os dois métodos, variando-se a taxa de juros de 2% até 16% em função do pay-back;
- a seguir utilizam-se os valores médios das diferenças dos preços da energia elétrica (US\$/kWh), e barras verticais representando três vezes o desvio padrão;
- os valores médios das diferenças são representados por (EE – TC), sendo EE, o método que incorpora a eficiência ecológica e TC o método que incorpora tecnologias de controle.

Logo, pode-se verificar nas figuras seguintes que as diferenças entre os dois métodos podem até existir, mas estatisticamente não são significativas, demonstrando

mais uma vez que o método desenvolvido neste trabalho (eficiência ecológica incorporada à análise termoeconômica) converge para o método tradicional.

As Figuras 5.6, 5.7 e 5.8 mostram as diferenças entre os métodos em função do pay-back (anos), considerando-se o gás natural como combustível (SQS) para os três casos propostos.

0,0016
2 4 6 8 10 12 14 16 18 20

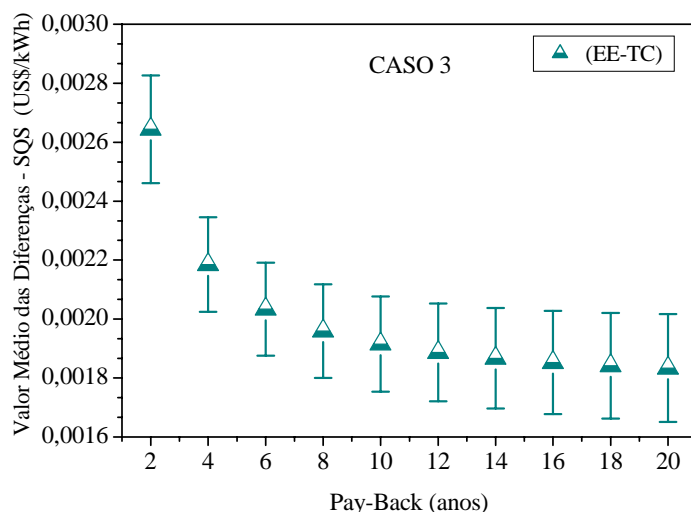


Figura 5.8 - Valor Médio das diferenças em função do pay-back no sistema SQS - GN (CASO 3)

Observa-se que, as menores diferenças se encontram representadas pela Figura 5.8 (caso 3), enquanto que as maiores estão na Figura 5.7 (caso 2). Essas diferenças apesar de existirem, diminuem consideravelmente a partir de um pay-back de 8 anos.

As Figuras 5.9, 5.10 e 5.11 mostram as diferenças entre os métodos em função do pay-back (anos), ainda para o gás natural no sistema CQS. Pode-se observar que as menores diferenças se encontram na Figura 5.9 (caso 1). Se compararmos com o sistema SQS, há um acréscimo de aproximadamente 130% para os dois combustíveis.

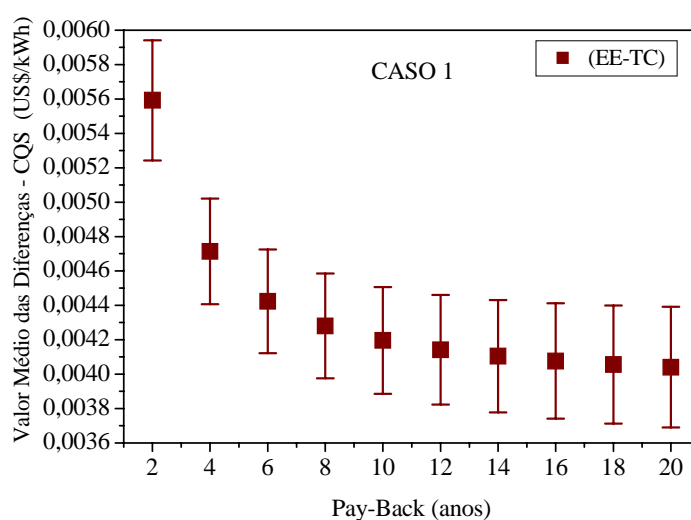


Figura 5.9 - Valor Médio das diferenças em função do pay-back no sistema CQS - GN (CASO 1)

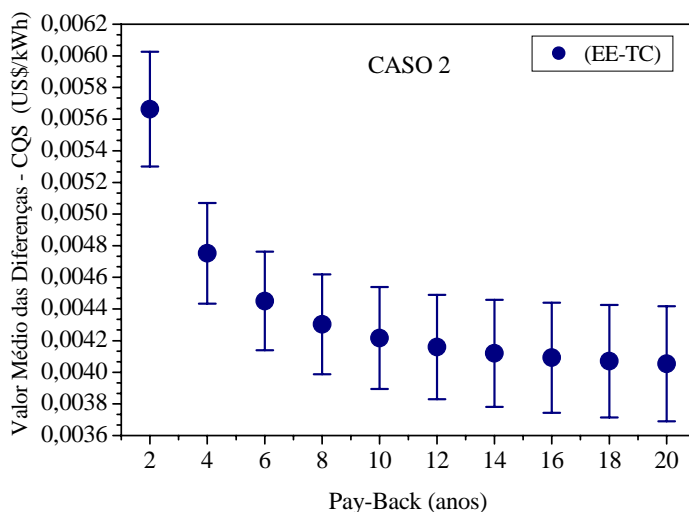


Figura 5.10 - Valor Médio das diferenças em função do pay-back no sistema CQS - GN (CASO 2)

Note que, o valor médio dessas diferenças são iguais, em todos os casos; porém percebe-se que o caso 1, apresenta as menores diferenças em comparação com os outros dois casos.

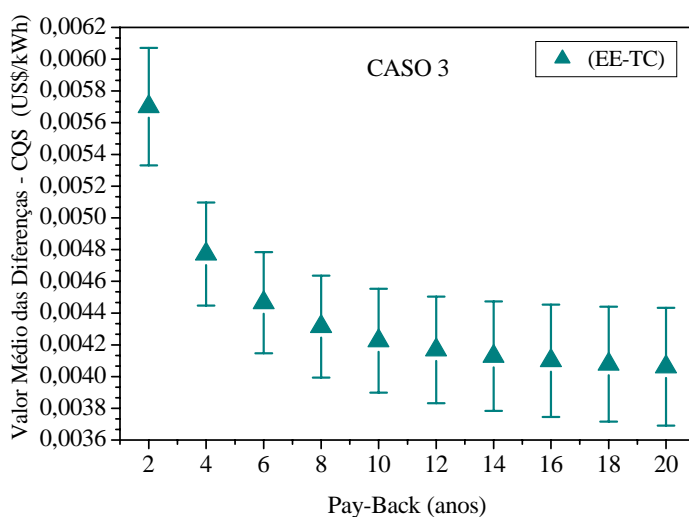


Figura 5.11 - Valor Médio das diferenças em função do pay-back no sistema CQS - GN (CASO 3)

As Figuras 5.12, 5.13 e 5.14 mostram as diferenças entre os dois métodos para o diesel em função do pay-back (anos), considerando o sistema SQS. Verifica-se que as menores diferenças se apresentam na Figura 5.12 (caso 1), enquanto as maiores na Figura 5.14 (caso 3).

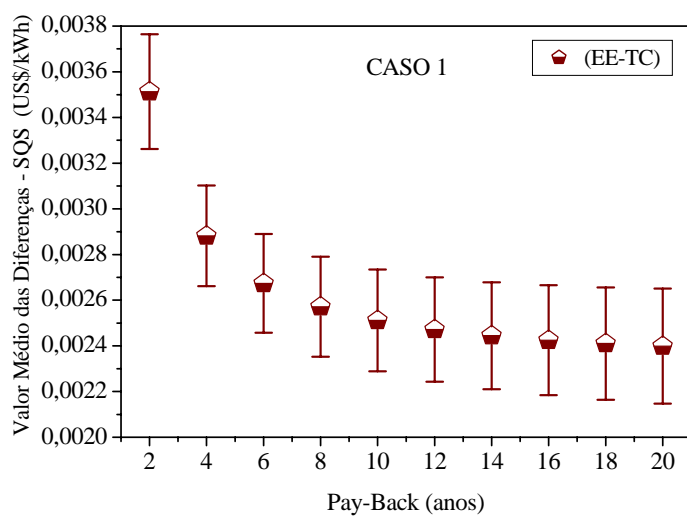


Figura 5.12 - Valor Médio das diferenças em função do pay-back no sistema SQS - DI (CASO 1)

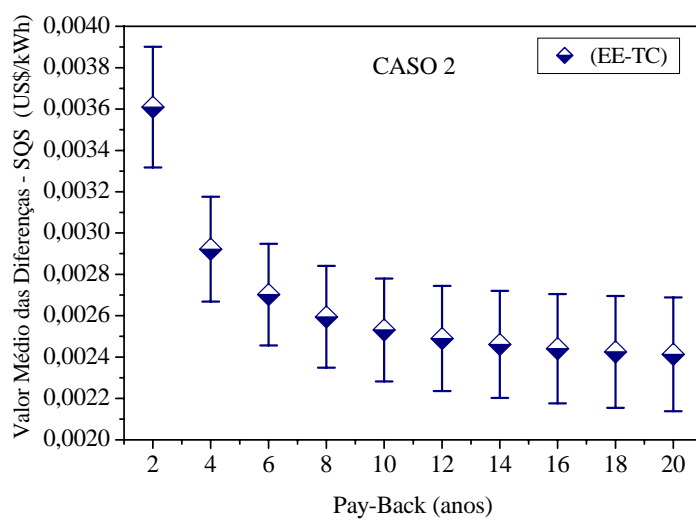


Figura 5.13 - Valor Médio das diferenças em função do pay-back no sistema SQS - DI (CASO 2)

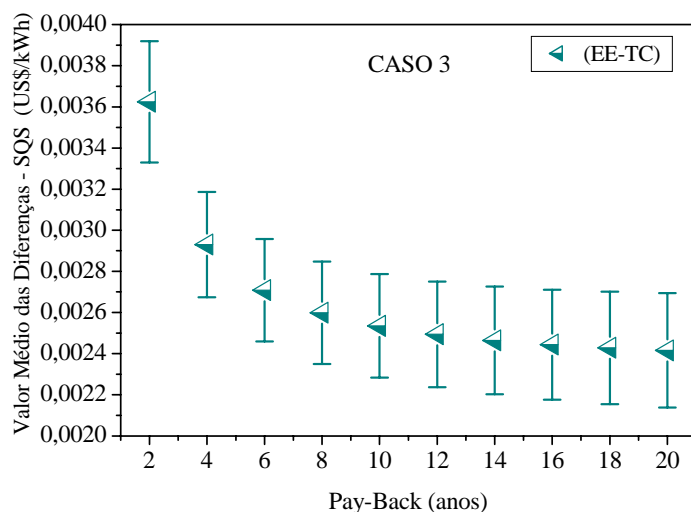


Figura 5.14 - Valor Médio das diferenças em função do pay-back no sistema SQS - DI (CASO 3)

Para o sistema CQS, as Figuras 5.15, 5.16 e 5.17 mostram as diferenças entre os dois métodos, agora para o diesel em função do pay-back (anos). Em comparação com o sistema SQS, verifica-se que agora que as diferenças são bem maiores, com um acréscimo variável de 128% a 152%, ao considerarmos os três casos.

Observa-se também que caso 2 apresenta as menores diferenças entre os dois métodos; entretanto as maiores diferenças se verificam para caso 1.

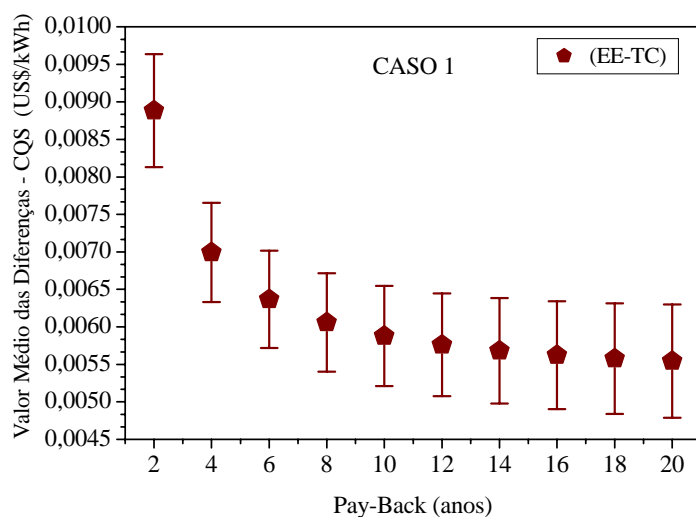


Figura 5.15 - Valor Médio das diferenças em função do pay-back no sistema CQS - DI (CASO 1)

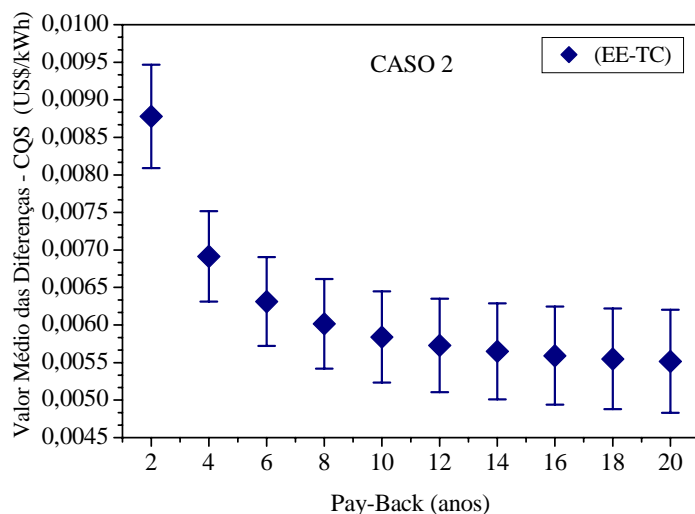


Figura 5.16 - Valor Médio das diferenças em função do pay-back no sistema CQS - DI (CASO 2)

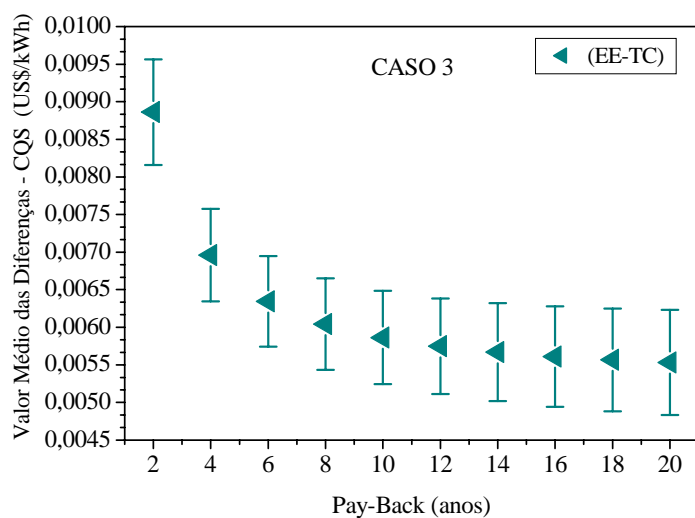


Figura 5.17 - Valor Médio das diferenças em função do pay-back no sistema CQS - DI (CASO 3)

5.5.1 Análise comparativa conjunta

Os valores médios das diferenças entre os métodos são apresentados a seguir através de uma análise conjunta dos três casos. Essa análise mostra as mínimas diferenças que possam existir entre custo de produção de eletricidade considerando-se particularmente o gás natural e diesel.

As Figuras 5.18 e 5.19 mostram os valores médios das diferenças em função do pay-back (anos), no sistema SQS, para os dois combustíveis.

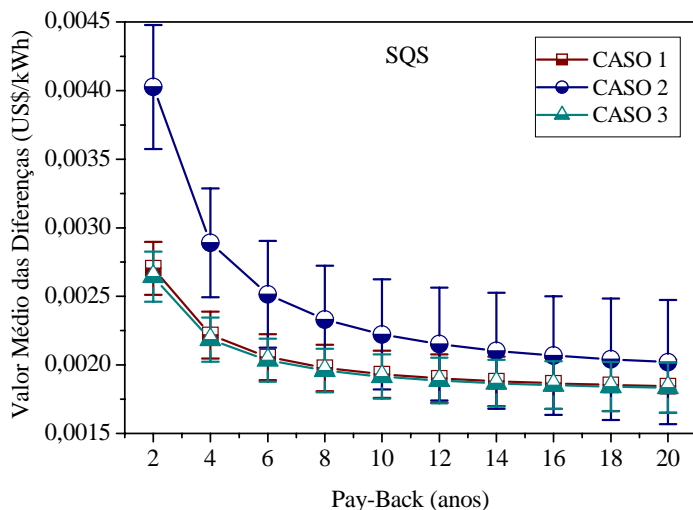


Figura 5.18 - Valor Médio das diferenças em função do pay-back no sistema SQS para os três casos (GN)

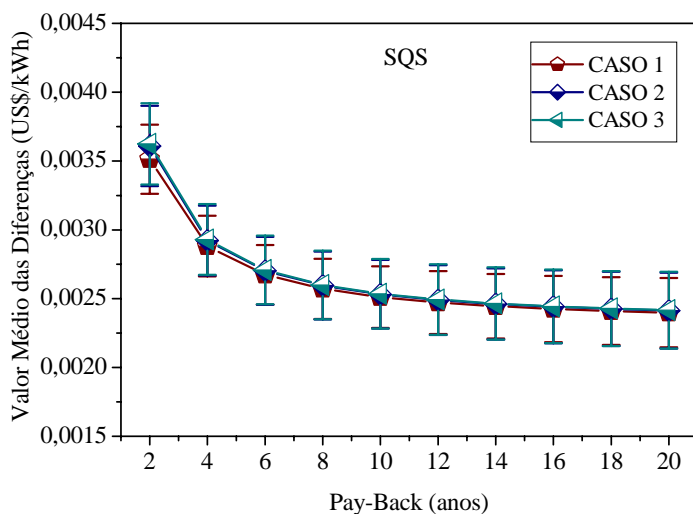


Figura 5.19 - Valor Médio das diferenças em função do pay-back no sistema SQS para os três casos (DI)

Verifica-se que as menores diferenças estão representadas pelo gás natural em comparação com o diesel, aproximadamente 25% menores nos casos 1 e 2.

No sistema CQS, essas diferenças mostradas pelas Figuras 5.20 e 5.21 em função do pay-back (anos), para o gás natural e diesel respectivamente.

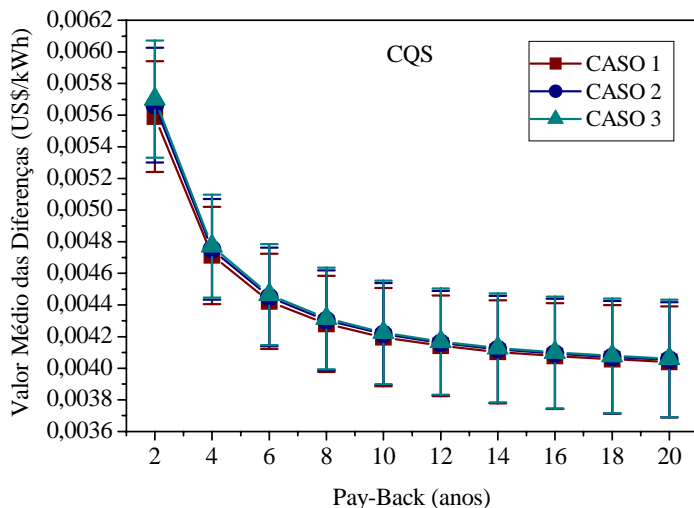


Figura 5.20 - Valor Médio das diferenças em função do pay-back no sistema CQS para os três casos (GN)

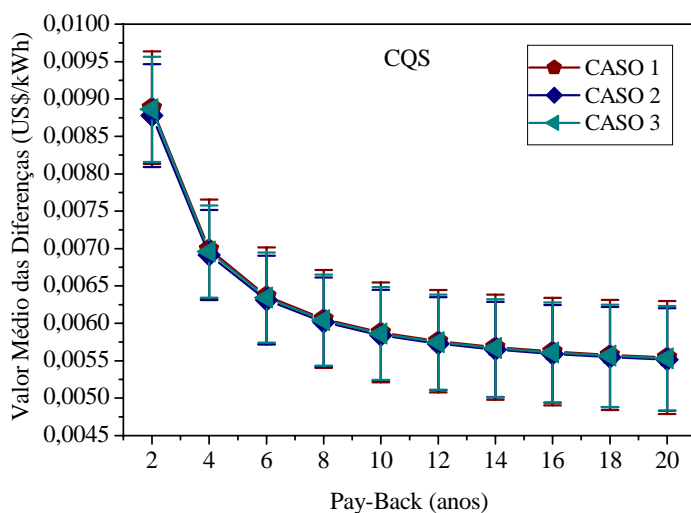


Figura 5.21 - Valor Médio das diferenças em função do pay-back no sistema CQS para os três casos (DI)

Do mesmo modo, note que as menores diferenças se encontram na Figura 5.20 considerando o gás natural como combustível; sendo que esses valores se apresentam 40% a 58% inferiores quando comparados com o diesel da Figura 5.21.

5.6 COMENTÁRIOS

O método termoeconômico desenvolvido incorpora os custos envolvidos em tecnologias de controle de poluentes, o qual possibilita determinar o custo de produção

de eletricidade em plantas termelétricas. Numa segunda etapa são tecidas comparações entre esse método desenvolvido neste capítulo com o novo modelo proposto no cap. 4. Os resultados mostram que mediante a comparação, os dois métodos termoeconômicos são válidos e conseqüentemente o modelo proposto (cap. 4) que se considera a eficiência ecológica pode ser aplicado para determinar o custo de produção de eletricidade em qualquer planta térmica. Deste modo pode-se concluir que:

- O custo de produção de eletricidade ecológico (CP_{EE}) é muito melhor (mais baixo) considerando-se o gás natural em comparação com o diesel;
- Sob o ponto de vista Exergoeconômico, o gás natural com uma alta tecnologia, como a do ciclo combinado (CC), é uma ótima opção, devido a um menor custo apresentado, para todos os parâmetros considerados.

Estatisticamente existem diferenças entre os métodos, mas estas diferenças não são significantes, pois de acordo com os coeficientes da Correlação de Pearson, existe uma correlação perfeita entre ambos os métodos, indicando que esses coeficientes são todos iguais a 1 (apêndice). Estas diferenças não significativas também podem ser observadas nas figuras do valor médio das diferenças em função do pay-back.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O método termoeconômico desenvolvimento mostra-se como uma poderosa ferramenta, podendo ser aplicado para uma melhor concepção de níveis de investimentos e condições operacionais dos sistemas térmicos estudados.

Avaliou-se o impacto ambiental através do uso do parâmetro denominado eficiência ecológica, o qual oferece uma visão diferente sobre o ponto de vista das emissões, considerando a combustão de 1 kg de combustível. Aplicou-se as análises para plantas termelétricas, operando em ciclo combinado com turbinas a gás associadas em caldeiras de recuperação sem e com queima suplementar de combustível e turbinas a vapor de condensação, comprando o uso de gás natural e diesel.

O método termoeconômico proposto é aplicado para o estudo de 3 casos distintos em função de 3 turbinas a gás pré-selecionadas: Mitsubishi Heavy Industries M501G, Mitsubishi Heavy Industries M701F, Ansaldo Energy V94.3A. De acordo com os estudos efetuados foi possível observar alguns aspectos relevantes:

1. Como esperado, através da análise energética é possível verificar que a melhor eficiência é obtida quando se utiliza gás natural em comparação ao diesel, e que, o caso 3 (Turbina a gás modelo Ansaldo Energy V94.3A associada com turbina a vapor Siemens SST-900) apresenta uma melhor eficiência global tanto para o sistema SQS (51,49%) como para o CQS (51,23%) (gás natural).

2. De acordo com os padrões de qualidade do ar adotados, pode-se observar que utilização do gás natural com a tecnologia de ciclo combinado (CC), constitui uma excelente opção sob o ponto de vista ecológico, tendo em vista os níveis de impactos ambientais associados.

3. Os melhores valores da eficiência ecológica, para qualquer eficiência da planta térmica considerada, são associados ao uso do gás natural. Pode-se concluir que:

- considerando o sistema SQS a eficiência ecológica é de 95,4% (gás natural) e 94,1% (diesel).

- no caso de sistema CQS tem-se uma eficiência ecológica de 91,6% (gás natural) e 89,4% (diesel).

4. Para ambos os combustíveis utilizados, gás natural ou diesel, verifica-se um aumento entre 10% a 13% no custo de produção de eletricidade no sistema CQS em relação ao sistema SQS, para os três casos analisados.

5. No caso 1 o custo de produção de eletricidade se mostra muito elevado para o diesel quando comparado com o gás natural, apresentando em média um acréscimo de 128% (SQS) e 123% (CQS), referenciando o efeito poluidor do primeiro em relação ao segundo.

6. Nos casos 2 e 3, verifica-se um acréscimo no custo de produção de eletricidade quando da utilização do diesel em comparação ao gás do natural. Esse acréscimo é de respectivamente 134% (SQS) e 122% (CQS) (caso 2), 130% (SQS) e 121% (CQS) (caso 3).

7. Sob o ponto de vista Exergoeconômico, o uso do gás natural em comparação ao uso do diesel em ciclo combinado (CC), é uma ótima opção, devido ao menor custo de produção de eletricidade (CP_{EE}).

8. O caso 3 é o mais indicado no caso de uso de sistema SQS. No caso de uso de sistema CQS, verifica-se um melhor resultado para o caso 1.

9. No caso do custo de produção de eletricidade associado às tecnologias de controle de emissões de poluentes (CP_{TC}), sem considerar a eficiência ecológica, as conclusões são as mesmas.

10. Estatisticamente, verifica-se que existe uma correlação perfeita positiva entre ambos os métodos termoeconômicos aplicados, verificando-se de acordo com os valores médios das diferenças dos preços da energia elétrica (US\$/kWh), uma diferença insignificante entre os dois métodos.

Constata-se que o método termoeconômico que incorpora parâmetros ambientais para o cálculo do custo de produção de eletricidade (CP_{EE}) pode ser aplicado de modo satisfatório e com boa precisão para o estudo de plantas termelétricas, podendo ser utilizado em vários sistemas térmicos, e constituindo-se de ferramenta poderosa para tomada de decisões.

Para sugestões de futuros trabalhos têm-se:

- Aplicação do método termoeconômico que considera parâmetros ambientais em plantas térmicas que utilizam outros combustíveis e outros tipos de ciclos termodinâmicos.
- Uso do conceito de eficiência ecológica para a comparação de plantas industriais diversas.
- Comparação com outros métodos termoeconômicos existentes na literatura e que incorporem também os efeitos de impactos ambientais.
- Incorporação de outras variáveis de decisão, que não foram abordadas neste estudo.
- Aplicação do método desenvolvido para a determinação de custos de produção em refinarias de petróleo.
- Estudo da redução dos impactos ambientais em plantas termelétricas, aliados às novas tecnologias de seqüestro e captura de CO₂ dos gases de exaustão (Chemical – Looping Combustion).

REFERÊNCIAS

ALVAREZ, T.; VALERO, A.; MONTES, J. M. Thermoeconomic analysis of a fuel cell hybrid power system from the fuel cell experimental data. **Energy**, v.31, p.1358-1370, 2006.

AMBIENTEBRASIL Disponível em: <<http://www.ambientebrasil.com.br/>> Acesso em: 15 mar. 2007.

ANTUNES, J. S. **Código computacional para análise de sistemas de cogeração com turbinas a Gás**. 1999. 157f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica - Transmissão e Conversão de Energia) - Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 1999.

BAILEY, D.; SOLOMON, G. Pollution prevention at ports: clearing the air, **Environmental Impact Assessment Review**, v.24. p.749-774, 2004.

BALESTIERI J. A. P. **Planejamento de Centrais de Co-geração: Uma abordagem Multiobjetivo**. Campinas: Universidade de Campinas, 1994. 154 p.

BARCLAY, F. J. **Combined Power and Process an Exergy Approach**. Editora Mechanical Engineering Publication Limited. ISBN 0-85298-942-3, Londres - Inglaterra, 1995.

BASHKIN, V. N.; WONGYAI, K. Environmental fluxes of arsenic from lignite mining and power generation in northern Thailand. **Environmental Geology**, v.41, p.883-888, 2002.

BEJAN, A.; TSATRONIS, G.; MORAN, M. **Thermal design and optimization**. Nova Iorque - Estados Unidos: John Wiley & Sons, 1996.

BIASI, V. (publisher). **Gas turbine World 2003 Handbook**. For project planning, Design, Construction and operation, Southport, Pequot Publication, v.23, 152p., 2003

BLANCO, J. M.; MENDÍA F.; PEÑA F. Comparative analysis of CO₂ and SO₂ emissions between combined and conventional cycles with natural gas and fuel oil consumption over the Spanish thermal power plants, **Fuel**, v.85, p.1280-1285, 2006.

BOEHM, R. F. **Design Analysis of Thermal Systems**, Nova Iorque - Estados Unidos: John Wiley, 255p., 1987.

BRAGA, B.; HESPANHOL, I.; CONEJO, J. G. L. **Introdução à Engenharia Ambiental**, 1ª Edição, São Paulo: Prentice Hall, 2002. 305p.

BROOKS, F. J. **GE Gas Turbine Performance Characteristics**. 38th GE Turbine State-of-the-art Technology Seminar, GER 3567E, 1994.

CARDU, M.; BAICA, M. Regarding a global methodology to estimate the energy-ecologic efficiency of thermopower plants. **Energy Conversion and Management**, v. 40, p.71-87, 1999a.

CARDU, M.; BAICA, M. Regarding a new variant methodology to estimate globally the ecologic impact of thermopower plants, **Energy Conversion and Management**, v.40, p.1569-1575, 1999b.

CARDU, M.; BAICA, M. A seismic vision regarding a methodology to estimate globally the energy-ecologic efficiency of thermopower plants, **Energy Conversion and Management**, v.42, p.1317-1325, 2001.

CARVALHO JR, J. A.; LACAVALA, P. T. **Emissões em Processos de Combustão**, São Paulo - Brasil: Editora UNESP, ISBN 85-7139-484-9, 135p., 2003.

CARVALHO JR, J. A.; SILVEIRA, J. L.; LEAL, A. M. A Comparison between a large combined cycle power plant and one thousand small diesel power plants: Efficiency levels, pollutant emissions and economic analysis. In: POWER-GEN LATIN AMERICA, 2002, Monterrey - México. **Proceedings...** Monterrey - México, 2002, 11p. 1 CD-ROM.

CETESB Disponível em: <<http://www.jbonline.terra.com.br>>. Acesso em: 02 jan. 2004.

CETIN E.; ODABASI M.; SEYFIOGLU, R. Ambient volatile organic compound (VOC) concentrations around a petrochemical complex and petroleum refinery. **The Science of the Total Environment**, v. 312, p.103-112, 2003.

COLPIER, U. C.; CORNLAND, D. The economics of the combined cycle gas turbine-an experience curve analysis. **Energy Policy**, v.30, p.309-316, 2002.

CURRAL, A. G. **Avaliação de impacto ambiental produzido por usinas termelétricas com enfoque na poluição atmosférica estudo de caso**, 2003, 216 f. Dissertação (Mestrado) - USP, São Paulo, 2003.

DINCER I.; HUSSAIN M. M.; AL-ZAHARMAH I. Energy and exergy utilization in transportation sector of Saud Arabia. **Applied Thermal Engineering**, v.24, p.524-538, 2004.

EL-SAYED, Y. M.; EVANS, R. B. Thermoeconomics of heat power systems. **Journal of Engineering for Power**, v.92. p.27-36, 1970.

EL-SAYED, Y. M.; GAGGIOLLI, R. A. A critical review of Second Law costing Methods I: Background and Algebraic Procedures, transactions of the ASME, **Journal of Energy Resources Technology**, v.111. p.1-7, 1989.

EPA (Environment Protection Agency), **Compilation of air pollutant emissions factors**, AP-42, 5ª edição, v.1, Stationary Point and area Sources, 1995.

ERYENER, D. Thermoeconomic optimization of baffle spacing for shell and tube heat exchangers, **Energy Conversion and Management**, v.47. p.1478-1489. 2006.

EVANS, R. B. Thermoeconomic isolation and exergy analysis, **Energy**, v.5, p.805-821, 1980.

FRANCO, A.; CASAROSA, C. Thermoeconomic evaluation of the feasibility of highly efficient combined cycle power plants, **Energy**, v.29, p.1963-1982, 2002.

FRANGOPOULOS, C. A. Thermo-Economic Functional Analysis and Optmization. **Energy**, v.12, p.563-571, 1987.

FRANGOPOULOS, C. A. Functional decomposition for optimal design of complex thermal systems, **Energy**, v.13, p.239-244, 1988.

FRANGOPOULOS, C. A. Introduction to environomics: Second Law Analysis. **Industrial and Environmental Applications**, v.25, p. 49-54, 1991.

GE ENERGY Disponível em: <<http://www.gepower.com/home/index.htm>> Acesso em: 10 mar. 2006.

GRAMATICA P.; PILUTTI P.; PAPA, E. A tool for the assessment of VOC degradability by tropospheric oxidants starting from chemical structure. **Atmospheric Environment**, v. 38, p. 6167-6175, 2004.

HUA, B. CHEN, Q. L. WANG, P. A new exergoeconomic approach for analysis and optimization of energy systems, **Energy**, v.22, p.1071-1078, 1999.

JBONLINE. Disponível em: <<http://www.jbonline.terra.com.br>>. Acesso em: 02 jan. 2007.

JORNAL O GIRASSOL. Disponível em: <<http://www.ogirassol.com.br/aprender51/>> Acesso em: 04 jan. 2007

KODAL, A. ,SAHIN, I. EKMEDKEI, YILMAZ, T.; Thermoeconomic optimization for irreversible absorption refrigeration and heat pump, **Energy Conversion Management**, v.44, p.109-123, 2003.

KOTAS, T. J. **The exergy method of thermal plant analysis**. Estados Unidos: Krieger Publishing Company, 1985.

KOTAS, T. J. **The Exergy Method of Thermal Plant Analysis**, Estados Unidos: Krieger Publishing Company, 1995, ISBN 0-89464-946-9.

KUPRIANOV, V. I.; TANETSAKUNVATANA, V. Assessment of gaseous, PM and trace element emissions from a 300-MW lignited-fired boiler unit for various fuel qualities, **Fuel**, v.85, p.2171-2179, 2006.

LARSON R., FARBER, B. **Estatística Aplicada**, 2ª ed. editora Pearson Prentice Hall. 2004.

LIN, T.; SREE, U.; TSENG, S.; CHIU, K.H.; WU, C.; LOA, J. Volatile organic compound concentrations in ambient air of Kaohsiung petroleum refinery in Taiwan. **Atmospheric Environment**, v.38, p. 4111-4122, 2004.

LORA, E. S. **Prevenção e controle da poluição nos setores energéticos, industriais e de transporte**, Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2002.

LU, C.; WEY, M. Simultaneous removal of VOC and NO by activated carbon impregnated with transition metal catalysts in combustion flue gas. **Fuel Processing Technology**, v. 88, p. 557-567, 2007.

MAN TURBO. Disponível em: <<http://www.power-technology.com>> Acesso em: 25jan. 2006

MIDILLI, A.; KUCUK H. Energy and exergy analysis of solar drying process of pistachio. **Energy**, v.28, p.539-556, 2003.

MORAN M. J.; SHAPIRO, H. N. **Fundamentals of Engineering thermodynamics**, 5ª edição. Nova Iorque - Estados Unidos: Wiley, 2004.

NOTÍCIAS UOL Disponível em: <<http://noticias.uol.com.br/ultnot/internacional>>. Acesso em: 15 out. 2007.

PANTALENA, A. **Cogeração para Laticínios de pequeno e médio portes**. 1997. 140f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica - Transmissão e Conversão de Energia) - Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 1997.

POULLIKKAS, A. Parametric study for the penetration of combined cycle technologies into Cyprus power system. **Applied Thermal Engineering**, v.24, p.1697-1707, 2004.

PRONAR. Disponível em: <<http://www.ambientebrasil.com.br>> Acesso em: 10 jan. 2006.

PROTOCOLO DE KYOTO. Disponível em: <<http://www.unfccc.int>> Acesso em: 01 nov. 2006.

RANT, Z. Exegie, Ein Neues Wort, Forsch, Ing. Wes., v.22, n.1, Berlim-Alemanha, 1956.

ROSEN M. A., DINCER I. Effect of varying dead-state properties on energy and exergy analyses of thermal systems. **International Journal of Thermal Sciences**, v.43, p.121-133, 2004.

SALDIVA, P. H. N. **Efeitos dos poluentes no sistema respiratório, Laboratório de Poluição Atmosférica Experimental. Faculdade de Medicina da USP. Biblioteca da CETESB**, 1991.

SALOMON, K. R. **Avaliação quantitativa do impacto ambiental das emissões gasosas e do uso da água de resfriamento em instalações de geração de termelétricidade**, 2003, 241 f. Dissertação (Mestrado) - UNIFEI, Itajubá, 2003.

SIEMENS Disponível em: <<http://www.siemens.com.br> > Acesso em: 27 mar. 2006.

SILVEIRA, J. L.; NOGUEIRA, L. H. N. **Thermoeconomic Functional Analysis Applied in cogeneration system associated to cellulose plants**, Proceedings of the International Symposium on efficiency, costss, optmization and simulation of energy system - ECOS'92, ASME, p.381-386, Zaragoza, Espanha, 1992.

SILVEIRA, J. L. **Uma contribuição para a Modelagem termoeconômica: Otimização da Operação e do projeto de sistemas energéticos**, 1998, 58f. Trabalho (Livre Docência) - Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 1998.

SILVEIRA, J. L.; TUNA, C. E. Thermoeconomic Analysis Method for Optimization of Combined Heat and Power Systems. Part I. **Progress in Energy and Combustion Science**, v.29, n.1, p.479-485, 2003.

SILVEIRA, J. L.; TUNA, C. E. Thermoeconomic analysis method for optimization of combined heat and power system. Part II. **Progress in Energy and Combustion Science**, v. 30, p. 673-678, 2004.

SILVEIRA, J. L.; CARVALHO JR, J. A.;VILLELA, I. A. C. Combined cycle versus one thousand diesel power plants: pollutant emissions, ecological efficiency and economic analysis, **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v.11, p.524-535, 2007.

SINGH, D.; CROISSET, E.; DOUGLAS, P. L.; DOUGLAS, M. A. Techno-economic study of CO₂ capture from an existing coal-fired power plant: MEA scrubbing vs. O₂/CO₂ recycle combustion, **Journal of Energy Conversion an Management**, v.44. p.3073-3091, 2003.

SOZEN, A.; ALTIPARMAK, D.; USTA, H. Development and testing of a prototype of absorption heat pump system operated by solar energy. **Applied Thermal Engineering**, v.22, p.1847-59, 2002.

SRINIVASAN K.; LIM, Y. K; HO, J. C.; WIJEYSUNDERA, N. E. Exergetic analysis of carbon dioxide vapour compression refrigeration cycle using the new fundamental equation of state. **Energy Conversion and Management**. v.44, p.3267-278, 2003.

SUE, D. C.; CHUANG C. C. Engineering design and exergy analyses for combustion gas turbine based power generation system, **Energy**, v.29, p.1183-205, 2004.

TORRES, E. A.; GALLO, W. L. R. Exergetic evaluation of a cogeneration system in a petrochemical complex, **Energy Conversion and management**, v.16, p.1845-1852, 1998.

TSATSARONIS, G. Definitions and nomenclature in exergy analysis and exergoeconomics. **Energy** , v.32, p. 249-253, 2007.

TSATSARONIS, G. Thermoeconomic analysis and optimization of energy systems. **Progress Energy Combustion Science**, v.19, p.227-257, 1993.

U.S. EPA. **Fabric filter** (mechanical shaker cleaned type), EUA, Disponível em: <<http://www.epa.gov/ttn/catc/dir/ff-pulse.pdf>>. Acesso em: 2002a.

U.S. EPA. **Fabric filter** (pulse jet cleaned type), EUA, Disponível em: <<http://www.epa.gov/ttn/catc/dir/ff-shake.pdf>>. Acesso em: 2002b.

U.S. EPA. **Fabric filter** (reverse air cleaned type), EUA, Disponível em: <<http://www.epa.gov/ttn/catc/dir/ff-revar.pdf>>. Acesso em: 2002c.

UTLU, Z.; SOGUT, Z.; HEPBASLI, A.; OKTAY, Z. Energy and exergy analysis of a raw mill in a cement production. **Applied Thermal Engineering**, v.26, p.2479-2489, 2006.

VALDES, M, DURAN, M. D., ROVIRA, A.; Thermoeconomic optimization of combined cycle gas turbine power plants using genetic algorithms. **Applied Thermal Engineering**, v.23, p.2169-2182, 2003.

VALERO, A.; LOZANO, M. A.; SERRA, L.; TSATSARONIS, G.; PISA, J.; FRANGOPOULOS C.; VON SPAKOVSKY, M. R. CGAM problem: Definition and conventional solution. **Energy**, v.19, p.279-286, 1994.

VIDAL, A.; BEST, R.; RIVERO, R.; CERVANTES, J. Analysis of a combined power and refrigeration cycle by the exergy method. **Energy**, v.31, p.3401-3414, 2006.

VILLELA, I. A. C., SILVEIRA, J. L. A Comparison between thermoelectric power plants operating with natural gas and diesel environmental impacts. In: COBEM 2005 – 18 TH INTERNATIONAL CONGRESS OF MECHANICAL ENGINEERING. Ouro Preto –MG, 2005a.

VILLELA, I. A. C., SILVEIRA, J. L. Environment Impact: Natural Gas versus Diesel. In: GLAGTEE 2005 – SIXTH LATIN AMERICAN CONGRESS ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION. Mar del Plata - Argentina, 2005b.

VILLELA, I. A. C., SILVEIRA, J. L. Thermoeconomic analysis applied en cold water production system using biogas combustion, **Applied Thermal Engineering**, v. 25, p.1141-1152, 2005c.

VILLELA, I. A. C., SILVEIRA, J. L. Thermoeconomic model that takes in account the environment impacts on thermoelectric centrals with combined cycle: Natural Gas versus Diesel. In: PROCEEDINGS OF ASME TURBO EXPO 2006, Barcelona - Espanha, maio, 2006a.

VILLELA, I. A. C., SILVEIRA, J. L. Determinação da Eficiência Ecológica de Plantas Térmicas. In: ENCIT 2006 – 11 TH BRAZILIAN CONGRESS OF THERMAL SCIENCES AND ENGINEERING. Curitiba - Brasil, 2006b.

VILLELA, I. A. C., SILVEIRA, J. L. Eficiência Ecológica. In: XXII INTERAMERICAN CONGRESS OF CHEMICAL ENGINEERING, Buenos Aires - Argentina, 2006c.

VILLELA, I. A. C., SILVEIRA, J. L. Ecological efficiency in thermoelectric power plants, **Applied Thermal Engineering**, v. 27, p. 840 - 847, 2007a.

VILLELA, I. A. C., SILVEIRA, J. L. Environmental Impact: Ecological Efficiency. In: GLAGTEE 2007 – SIXTH LATIN AMERICAN CONGRESS ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION. ValParaíso - Chile, 2007b.

VILLELA, I. A. C., SILVEIRA, J. L. Environmental Impact on a Thermoelectric Power Plant. In: GLAGTEE 2007 – SIXTH LATIN AMERICAN CONGRESS ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION. ValParaíso - Chile, 2007c.

VILLELA, I. A. C., SILVEIRA, J. L. Energetic and Exergetic Analysis of a Gas-Turbine Combined Cycle Power Plant Operating with Natural Gas or Diesel. In: COBEM 2007 – 19 TH INTERNATIONAL CONGRESS OF MECHANICAL ENGINEERING. Brasília – DF, 2007d.

WALL, G. **Exergy tools**. In: Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Wilson Applied Science a Technology Abstracts Plus Text, p.125-136, 2003.

WHO (World Health Organization), 2003. Disponível em: <<http://www.who.int>> Acesso em: 01 set. 2006.

YING, Z.; LEVY, J. I.; HAMMITT, J. K. EVANS, J. S. Estimating population exposure to power plant emissions using CALPUFF: a case study in Beijing, China. **Atmospheric Environment**, v.37, p.815-826, 2003.

APÊNDICE CORRELAÇÃO DE PEARSON

Neste apêndice o programa computacional Minitab utilizado para a comparação entre os dois métodos termoeconômicos: o método que incorpora a eficiência ecológica (CP_{EE}) e o método que considera investimento nas tecnologias de controle de poluentes (CP_{TC}) é listado a seguir:

1. Para o sistema sem queima suplementar de combustível - SQS

Welcome to Minitab, press F1 for help.
Saving file as: D:\minitab\cálculo 1\iraides.MPJ

Correlations: 2%; 2%_1

Pearson correlation of 2% and 2%_1 = 1,000
P-Value = *

Correlations: 3%; 3%_1

Pearson correlation of 3% and 3%_1 = 1,000
P-Value = *

Correlations: 4%; 4%_1

Pearson correlation of 4% and 4%_1 = 1,000
P-Value = *

Correlations: 5%; 5%_1

Pearson correlation of 5% and 5%_1 = 1,000
P-Value = *

Correlations: 6%; 6%_1

Pearson correlation of 6% and 6%_1 = 1,000
P-Value = *

Correlations: 7%; 7%_1

Pearson correlation of 7% and 7%_1 = 1,000
P-Value = *

Correlations: 8%; 8%_1

Pearson correlation of 8% and 8%_1 = 1,000
P-Value = *

Correlations: 9%; 9%_1

Pearson correlation of 9% and 9%_1 = 1,000
P-Value = *

Correlations: 10%; 10%_1

Pearson correlation of 10% and 10%_1 = 1,000
P-Value = *

Correlations: 11%; 11%_1

Pearson correlation of 11% and 11%_1 = 1,000
P-Value = *

Correlations: 12%; 12%_1

Pearson correlation of 12% and 12%_1 = 1,000
P-Value = *

Correlations: 13%; 13%_1

Pearson correlation of 13% and 13%_1 = 1,000
P-Value = *

Correlations: 14%; 14%_1

Pearson correlation of 14% and 14%_1 = 1,000
P-Value = *

Correlations: 15%; 15%_1

Pearson correlation of 15% and 15%_1 = 1,000
P-Value = *

Correlations: 16%; 16%_1

Pearson correlation of 16% and 16%_1 = 1,000
P-Value = *

Saving file as: D:\minitab\cálculo 1\iraides.MPJ
 * NOTE * Existing file replaced.

2. Para o sistema com queima suplementar de combustível - CQS

Results for: Worksheet 2

Correlations: 2%; 2%_1

Pearson correlation of 2% and 2%_1 = 1,000
 P-Value = *

Correlations: 3%; 3%_1

Pearson correlation of 3% and 3%_1 = 1,000
 P-Value = *

Correlations: 4%; 4%_1

Pearson correlation of 4% and 4%_1 = 1,000
 P-Value = *

Correlations: 5%; 5%_1

Pearson correlation of 5% and 5%_1 = 1,000
 P-Value = *

Correlations: 6%; 6%_1

Pearson correlation of 6% and 6%_1 = 1,000
 P-Value = *

Correlations: 7%; 7%_1

Pearson correlation of 7% and 7%_1 = 1,000
 P-Value = *

Correlations: 8%; 8%_1

Pearson correlation of 8% and 8%_1 = 1,000
 P-Value = *

Correlations: 9%; 9%_1

Pearson correlation of 9% and 9%_1 = 1,000
P-Value = *

Correlations: 10%; 10%_1

Pearson correlation of 10% and 10%_1 = 1,000
P-Value = *

Correlations: 11%; 11%_1

Pearson correlation of 11% and 11%_1 = 1,000
P-Value = *

Correlations: 12%; 12%_1

Pearson correlation of 12% and 12%_1 = 1,000
P-Value = *

Correlations: 13%; 13%_1

Pearson correlation of 13% and 13%_1 = 1,000
P-Value = *

Correlations: 14%; 14%_1

Pearson correlation of 14% and 14%_1 = 1,000
P-Value = *

Correlations: 15%; 15%_1

Pearson correlation of 15% and 15%_1 = 1,000
P-Value = *

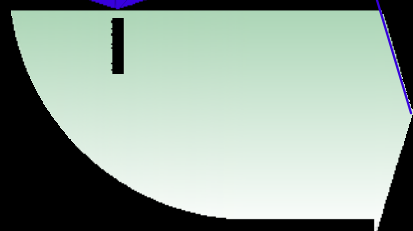
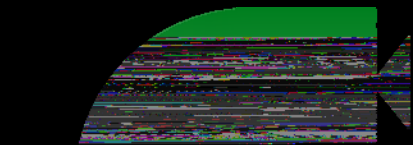
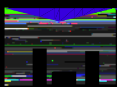
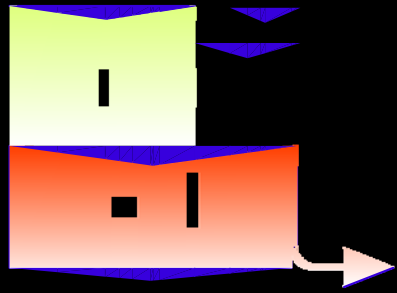
Correlations: 16%; 16%_1

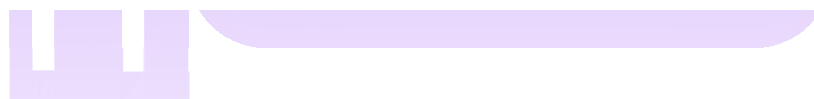
Pearson correlation of 16% and 16%_1 = 1,000
P-Value = *

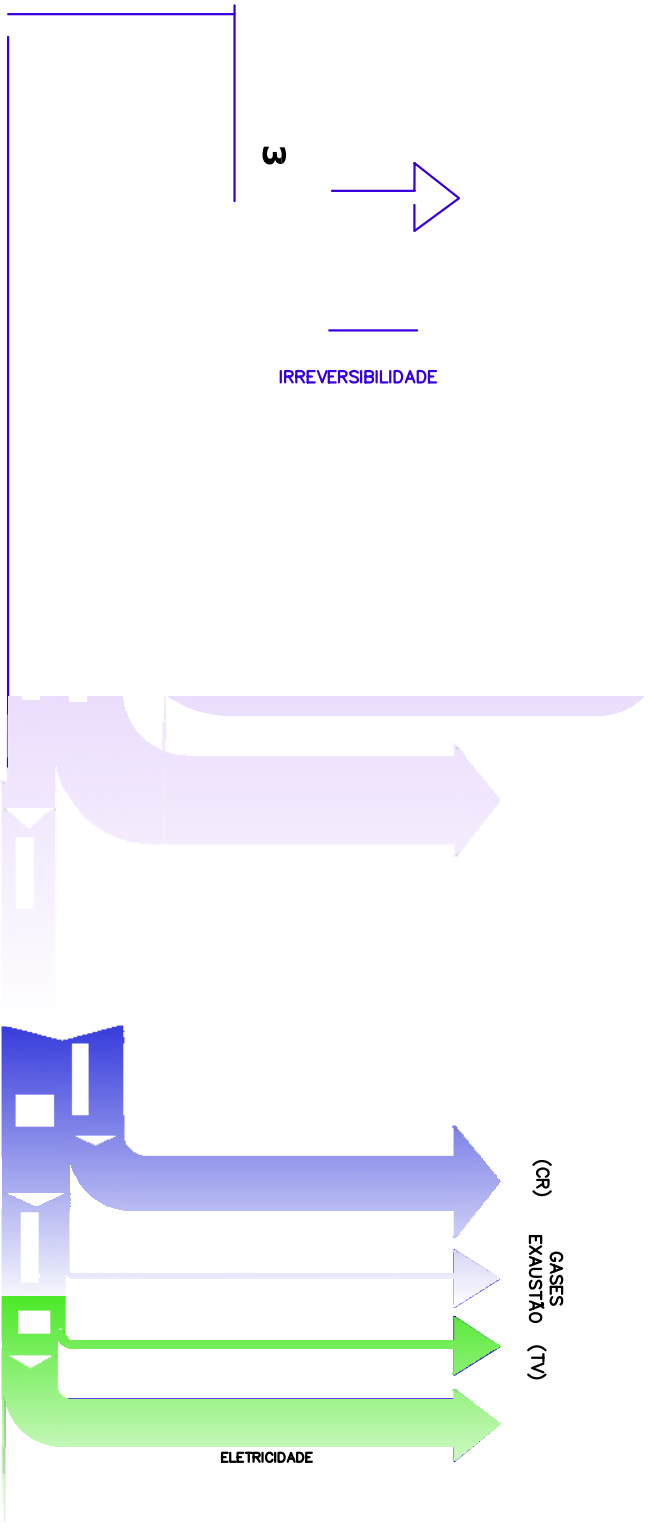
Saving file as: D:\minitab\cálculo 1\iraides.MPJ
* NOTE * Existing file replaced.

Welcome to Minitab, press F1 for help.
Retrieving project from file: D:\minitab\cálculo 1\iraides.MPJ

ANEXO DIAGRAMAS DE SANKEY E DE GRASSMANN







Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)