NATÁLIA NATSUMI KONDO

DETERMINAÇÃO DE ÍNDICES DE DESEMPENHO DE USINAS TERMELÉTRICAS

São Paulo
2007

NATÁLIA NATSUMI KONDO

Determinação de Índices de Desempenho de Usinas Termelétricas

2007

NATÁLIA NATSUMI KONDO

DETERMINAÇÃO DE ÍNDICES DE DESEMPENHO DE USINAS TERMELÉTRICAS

Trabalho de Formatura apresentado à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo
Departamento de Engenharia Mecânica

Área de Concentração:
Engenharia Mecânica

Orientador: Prof. Dr. Gilberto Francisco Martha de Souza

São Paulo
2007

FICHA CATALOGRÁFICA

Kondo, Natália Natsumi
Determinação de índices de desempenho de usinas termelétricas / N.N. Kondo. – São Paulo, 2007.
191 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia Mecânica.

1.Benchmarking 2.Engenharia térmica 3.Usinas termoelétricas (Índices; Desempenho) I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia Mecânica II.t.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais Ioshiuki e Ritsue e à minha irmã Cristine, por todo o apoio, suporte, incentivo, atenção e compreensão ao longo não só deste trabalho, mas ao longo de toda a minha vida.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Gilberto Francisco Martha de Souza, pela orientação no trabalho, pelo apoio dado e por todo o conhecimento transmitido ao longo do tempo em que trabalhamos juntos.

Às pessoas do Laboratório de Confiabilidade (Relab), Érico, William, Matheus, e principalmente Fernando, pela ajuda neste trabalho e pela ótima convivência e amizade ao longo de todos esses anos.

À minha família e amigos, pelo suporte dado durante o trabalho, pela companhia nos momentos difíceis e pela compreensão da importância deste projeto em minha formação acadêmica.

Ao engenheiro Juliano Nicolielo Torres da AES Tietê, por disponibilizar dados de operação de usinas termelétricas.

RESUMO

O trabalho em questão visa a proposição de índices de desempenho de usinas termelétricas abordando quatro aspectos: Operacional, Manutenção, Financeiro e Ambiental. As variáveis associadas com a operação de uma usina (emissões atmosféricas, tempos de parada para execução de ações de manutenção e seus custos, e valor de ativo total) são estudadas e convertidas em indicadores capazes de proporcionar um panorama geral do funcionamento da usina, e seu desempenho frente a outras usinas termelétricas. Para a determinação dos indicadores, inicialmente o estudo está dividido nas quatro abordagens anteriormente citadas, a fim de abranger todos os aspectos operacionais de uma usina termelétrica, para as quais são desenvolvidas análises, considerações, detalhamentos e conclusões específicas. Adicionalmente, são determinadas faixas de desempenho, caracterizadas conforme operação prevista em projeto da usina termelétrica. Estas faixas estão divididas em valores adequados e inadequados ao funcionamento da termelétrica, com respectivo detalhamento das considerações realizadas.

Palavras-chave: Índices. Desempenho. Usinas Termelétricas. Benchmarking. Operação.

ABSTRACT

The study aims at the determination of performance indexes for thermoelectric power plants approaching four aspects: Operational, Maintenance, Financier and Environment. The variables associated with the operation of a plant are studied and converted into indicators capable to provide a general panorama of the plant operation, and performance in comparison with other thermoelectric power plants. For the determination of the indexes, initially the study is divided in the four approaches previously listed, in order to enclose all the aspects of a thermoelectric power plant, being developed individual analyses, considerations and detailings. Additionally, ranges of performance are determined, characterized as set points defined in the project. These ranges are divided in suitable and unsuitable values to the operation, with detailing of the made considerations.

Keywords: Indexes. Performance. Thermoelectric Power Plant. Benchmarking. Operation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. 1 – Participação percentual dos tipos de centrais na capacidade instalada (MW) para geração de energia elétrica no Brasil. Fonte: Banco de Informações de Geração – BIG (2007) da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL 2
Figura 1. 2 – Oferta interna de eletricidade no Brasil por tipo de fonte. Fonte: Balanço Energético Nacional (BEN) – Resultados Preliminares 2007 (ano base 2006). 3

Figura 2. 1 – Classificação das usinas termelétricas. Fonte: baseado em Lora e Nascimento (2004a) 9
Figura 2. 2 – Exemplo de um motor que opera segundo um Ciclo Carnot e diagrama T x s. Fonte: Wylen et al. (2003) 13
Figura 2. 3 – Exemplo de um motor que opera segundo um Ciclo Rankine e diagrama T x s Fonte: Wylen et al. (2003) 14
Figura 2. 4 – Turbina a gás que opera segundo o ciclo Brayton: (a) Ciclo aberto, (b) Ciclo fechado. Fonte: Wylen et al. (2003). 16
Figura 2. 5 – Ciclo-padrão a ar de Brayton. Fonte: Adaptado de Wylen et al. (2003). 16
Figura 2. 6 – Diagrama de fluxo simplificado de um ciclo combinado. Fonte: Kehlhofer et al. (1999) 19
Figura 2. 7 – Turbina a gás da Siemens modelo SGT5-8000H, 340 MW e 50 Hz. Fonte: Site da Siemens. 21
Figura 2. 8 Exemplo de Caldeira de recuperação da Alstom Power na Indonésia. Fonte: Site da Asltom Power. 22
Figura 2. 9 – Montagem de uma turbina a vapor da Siemens, Alemanha. Fonte: Site da Energy Industries Council (EIC). 22
Figura 2. 10 – Usina termelétrica a ciclo combinado 2 + 1: duas turbinas a gás com sua respectiva caldeira de recuperação, associadas a uma turbina a vapor. Fonte: Site Energy Solutions Center 23

Figura 2. 11 – Ciclo combinado de uma usina termelétrica com a circulação do ar, combustível, água e vapor em cada componente. Fonte: Catálogo Hitachi H-25 24
Figura 2. 12 – Usina Termelétrica a ciclo combinado a gás e a vapor em série. Fonte: Lora e Nascimento (2004b). 25
Figura 2. 13 – Usina Termelétrica a ciclo combinado a gás e a vapor em paralelo. Fonte: Lora e Nascimento (2004b) 25
Figura 2. 14 – Usina Termelétrica a ciclo combinado a gás e a vapor em série paralelo. Fonte: Lora e Nascimento (2004b). 26
Figura 2. 15 – Evolução da produção termelétrica no Brasil. Fonte: Plano Nacional de Energia 2030 – PNE (2006) 28
Figura 2. 16 – Gráfico da representatividade dos empreendimentos para geração de energia elétrica no Brasil. Fonte: BIG (2007) 30
Figura 2. 17 – Usinas termelétricas a gás natural no Brasil, situação em Novembro de 2007. Fonte: Baseado no site da Gasnet. Disponível em: http://www.gasnet.com.br/gasnet_br/termeletricas/term.asp. 31
Figura 2. 18 – Reservas de gás natural no mundo. Fonte: Plano Nacional de Energia 2030 (2006). 32
Figura 2. 19 – Participação do gás natural no mundo por segmentos, em dois momentos. Fonte: Plano Nacional de Energia 2030 (2006). 33

Figura 4. 1 – Equilíbrio de NOx em função da temperatura do ar. Fonte: Kehlhofer et al. (1999). 43
Figura 4. 2 – Temperatura de chama em função da proporção combustível-ar e condições do ar de combustão. Fonte: Kehlhofer et al. (1999). 44
Figura 4. 3 – Concentração de NOx como função da proporção de combustível-ar e condições do ar de combustão. Fonte: Kehlhofer et al. (1999). 44
Figura 4. 4 – Fator de redução de NOx em função da proporção de água ou vapor-combustível em turbinas a gás com combustão difusiva. Fonte: Kehlhofer et al. (1999). 46
Figura 4. 5 – Principais fontes de ruído em centrais termelétricas. Fonte: Lora e Nascimento (2004b). 50
Figura 4. 6 – Operações da organização e campo de atuação do IDO. Fonte: ABNT NBR ISO 14031:2004. 59

Figura 4. 7 – Localização dos problemas ambientais em uma usina termelétrica. Fonte: Relatório de Sustentabilidade de Uruguaiana (2005).....64
Figura 4. 8 – Classes de qualidade das águas. Fonte: Resolução CONAMA 357/2005. 76
Figura 4. 9 – Relação entre os possíveis estados do equipamento. Fonte: IEEE 762-1987 81
Figura 4. 10 – Níveis de Capacidade do Equipamento. Fonte: IEEE 762-1987.....83
Figura 4. 11 – Tempo gasto nos vários estados. Fonte: IEEE 762-1987 86
Figura 4. 12 – Relação entre termos de tempo e energia. Fonte: IEEE 762-1987...88
Figura 4. 13 – Esquema simplificado de uma usina termelétrica a ciclo combinado em série. Fonte: Lora e Nascimento (2004).....98
Figura 4. 14 – Esquema para a análise termodinâmica e perfil de temperatura de uma caldeira de recuperação com um nível de pressão e queima suplementar de combustível. Fonte: Lora e Nascimento (2004a).....101
Figura 4. 15 – Eficiência líquida para usinas termelétricas diferentes. Fonte: Kehlhofer (1999).....108
Figura 4. 16 – Eficiência das usinas a ciclo combinado nos últimos anos. Fonte: Lora e Nascimento (2004b).....109
Figura 4. 17 – Pressuposto do processo gerencial da manutenção. Fonte: Rosa (2006).....119

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. 1 – Taxa de Crescimento do PIB (% ao ano) - Brasil 1
Tabela 1. 2 – Comparativo entre as vantagens e desvantagens dos dois tipos de usinas geradoras de energia elétrica. 4

Tabela 2.1 – Parâmetros técnico-econômicos de diferentes tipos de centrais termelétricas 11
Tabela 2. 2 – Potência e representatividade dos tipos diferentes de empreendimentos no Brasil. 30

Tabela 4. 1 - Comparação dos resultados da emissão de poluentes entre gás natural e diesel 39
Tabela 4. 2 – Resultado e Eficiência de uma Planta a Ciclo combinado com injeção de água gelada ou vapor comparado com a mesma planta sem injeção. ... 47
Tabela 4. 3 – Comparação de calor a ser dissipado em diferentes tipos de estação de 1.000 MW. 49
Tabela 4. 4 – Níveis típicos de ruído de diferentes fontes em uma central termelétrica a ciclo combinado. 51
Tabela 4. 5 – Impactos do ciclo de combustível de termelétricas à Gás Natural e ciclo combinado 53
Tabela 4. 6 – Índices de desempenho levantados pela GRI. 60
Tabela 4. 7 – Tabela de níveis de ruídos por local analisado. 68
Tabela 4. 8 – Padrões de Qualidade do Ar da Organização Mundial da Saúde. 70
Tabela 4. 9 – Padrões de Qualidade do ar estabelecidos pela “Environmental Protection Agency – EPA” dos EUA e pelo Banco Mundial. 71
Tabela 4. 10 – Limites de emissão para poluentes atmosféricos gerados em processos de geração de energia elétrica por turbinas a gás. 72
Tabela 4. 11 – Limites para as emissões de NOx segundo regulamentos europeus. 73
Tabela 4. 12 – Valor do fator de emissão do material particulado para o processo de combustão de gás natural em usinas termelétricas. 73

Tabela 4. 13 – Classificação e faixas de valor para NOx, CO e Material Particulado. 74
Tabela 4. 14 – Índice de Qualidade do ar, sua classificação e faixas para cada um dos poluentes atmosféricos. 75
Tabela 4. 15 – Significado da qualificação do ar, baseando-se nos efeitos sobre a saúde. 75
Tabela 4. 16 – Valores associados ao lançamento de efluentes – Padrões. 77
Tabela 4. 17 - Classificação e faixas dos níveis de ruídos. 79
Tabela 4. 18 – Conceitos básicos do estado de um equipamento. 82
Tabela 4. 19 – Variáveis de Capacidade. 84
Tabela 4. 20 – Variáveis de Energia. 85
Tabela 4. 21 – Variáveis de Tempo. 86
Tabela 4. 22 - Comparação termodinâmica da turbina a gás, turbina a vapor e o ciclo combinado 100
Tabela 4. 23 - Recomendação do valor do pinch point e das temperaturas de aproximação. 102
Tabela 4. 24 – Relação dos índices operacionais e detalhamento simplificado de cada um 106
Tabela 4. 25 – Comparação do desempenho entre os diferentes conceitos de ciclos (gás natural com baixa concentração de enxofre) 110
Tabela 4. 26 – Dados de usinas térmicas, por faixa de potência. 112
Tabela 4. 27 – Fator de serviço ao longo dos anos 112
Tabela 4. 28 – Tempo Médio de Reparo da função por equipamento (em horas) 112
Tabela 4. 29 - Quantidade de falhas por equipamento ao longo de 1997-2003. 113
Tabela 4. 30 – Dados do GADS relativos aos anos de 1999-2003 para usinas a ciclo combinado de todas as potências - Estatísticas de desempenho anual da unidade. 114
Tabela 4. 31 – Dados a serem utilizados na determinação dos índices. 115
Tabela 4. 32 – Índices selecionados da IEEE 762-1987 calculados para os valores coletados do GADS. 115
Tabela 4. 33 – Comparação dos valores de referência para o ano de 2006 e a média dos anos 1999 a 2003, incluindo variação 116
Tabela 4. 34 – Índices de gestão financeira divididos em 5 tópicos, cada um com 3 partes. 123

Tabela 4. 35 – Indicadores levantados por Furmann. 128
Tabela 4. 36 – Resumo de todos os índices encontrados. 129
Tabela 4. 37 – Índices de Desempenho de Manutenção selecionados, sua origem e a unidade correspondente. 131
Tabela 4. 38 – Valores divulgados pela ABRAMAN de empresas no Brasil. 133
Tabela 4. 39 – Classificação do índice “Custo Total da Manutenção por Faturamento Bruto”. 134
Tabela 4. 40 – Valores encontrados para composição de custos 134
Tabela 4. 41 – Classificação e faixas de valor para os índices. 134
Tabela 4. 42 - Relação dos índices de desempenho financeiro escolhidos para análise no trabalho. 149
Tabela 4. 43 - Demonstrações de resultado de tamanho comum para a Termopernambuco. 150
Tabela 4. 44 – Cálculo para obtenção do lucro líquido antes do imposto de renda. 151
Tabela 4. 45 – Cálculo para obtenção do resultado operacional 152
Tabela 4. 46 – Índices com faixa estimada e detalhamento da mesma. 153
Tabela 4. 47 – Valores dos índices calculados para a usina Termopernambuco 154

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRAGE	Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica
ABRAMAN	Associação Brasileira de Manutenção
ADA	Avaliação de Desempenho Ambiental
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
BIG	Banco de Informações de Geração
BP	*British Petroleum*
CETESB	Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
CVM	Comissão de Valores Mobiliários
DFP	Demonstrações Financeiras Padronizadas
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EIC	*Energy Industries Council*
EPA	*Environmental Protection Agency*
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EVA	*Economic Value Added*
FEEC	Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação
GADS	*Generating Availability Data System*
GRI	*Global Reporting Initiative*
HRSG	*Heat Recovery Steam Generator*
IAN	Informações Anuais
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
ICA	Indicadores de Condição Ambiental
IDA	Indicadores de Desempenho Ambiental
Idec	Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor
IDG	Indicadores de Desempenho Gerencial
IDO	Indicadores de Desempenho Operacional

IE	Instituto de Engenharia
IEE	*Institute of Electrical and Electronics Engineers*
IFP	Instituto Francês de Petróleo
IUCN	*International Union for the Conservation of Nature and Natural Resources*
MME	Ministério das Minas e Energia
NERC	*North American Electric Reliability Corporation*
NIST	*National Institute of Standards and Technology*
OECD	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
PCI	Poder Calorífico Inferior
PDEE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PIB	Produto Interno Bruto
PNE 2030	Plano Nacional de Energia 2030
PNQ	Prêmio Nacional de Qualidade
PRONAR	Programa Nacional de Controle da Qualidade do Ar
SCR	Redução Catalítica Seletiva
SISNAMA	Sistema Nacional do Meio Ambiente
UNICAMP	Universidade Estadual de Campinas
UNIDERP	Universidade para o Desenvolvimento do Estado e da Região do Pantanal

LISTA DE SÍMBOLOS

Q_H	Calor transferido da fonte quente
Q_L	Calor transferido da fonte fria
T_H	Temperatura da fonte quente
T_L	Temperatura da fonte fria
T (i)	Temperatura no ponto i
W	Trabalho
s	Entropia
η_{Carnot}	Rendimento de Carnot
$\eta_{Térmico}$	Rendimento térmico
$W_{líquido}$	Trabalho líquido
p (i)	Pressão no ponto i
v	Volume específico
k	Razão entre os calores específicos a pressão zero
MC	Capacidade Máxima (*Maximum Capacity*)
AH	Disponibilidade em horas (*Available Hours*)
SH	Horas de Serviço (*Service Hours*)
RSH	Horas de desativação por paralisação (*Reserve Shutdown Hours*)
UH	Horas Indisponíveis (*Unavailable Hours*)
POH	Horas de Estado de Incapacidade Planejada (*Planned Outage Hours*)
UOH	Horas de Estado de Incapacidade Não-Planejada (*Unplanned Outage Hours*)
FOH	Horas de Estado de Incapacidade Forçada (*Forced Outage Hours*)
MOH	Horas de Estado de Incapacidade por Manutenção (*Maintenance Outage Hours*)
DSH	Horas de desativação por paralisação (*Deactivated Shutdown Hours*)
PH	Período em horas (*Period Hours*)

AAG	Geração Atual (*Actual Generation*)
MG	Geração Máxima (*Maximum Generation*)
AG	Geração Disponível (*Available Generation*)
UG	Geração Indisponível (*Unavailable Generation*)
SUG	Geração Indisponível Sazonal (*Seasonal Unavailable Generation*)
POF	Fator de Parada Planejada
UOF	Fator de Parada Não-Planejada
FOF	Fator de Parada Forçada
MOF	Fator de Parada para Manutenção
UF	Indisponibilidade
AF	Disponibilidade
SF	Fator de Serviço
FOR	Taxa de Estado de Incapacidade Forçada
GCF	Fator de Capacidade Bruto
NCF	Fator de Capacidade Líquido
GOF	Fator de Produção Bruta
NOF	Fator de Produção Líquida
MSTFO	Tempo Médio para Parada forçada
MSTMO	Tempo Médio para Parada de manutenção
MSTPO	Tempo Médio de Parada planejada
MFOD	Duração Média de Parada Forçada
MMOD	Duração Média de Parada para Manutenção
MPOD	Duração Média de Parada Planejada
SR	Confiabilidade Inicial
CR	Taxa cíclica
ε	Eficiência
ρ	Produtividade
Q_{perda}	Perda de calor
PCS	Potência gerada no Ciclo Superior
PCI	Potência gerada no Ciclo Inferior
P_{aux}	Consumo Auxiliar
Q_F	Fluxo de energia do combustível

$\dot{m}_C$	Vazão mássica de combustível
$Q_{ambiente}$	Fluxo de calor perdido para o meio ambiente
Q_{escape}	Fluxo de calor que sai da turbina a gás
$Q_{transferido}$	Fluxo de calor que vai para a turbina a vapor
η_{CC}	Eficiência do Ciclo Combinado
η_{TG} (η_{CS})	Eficiência da Turbina a Gás
η_{TV} (η_{CI})	Eficiência da Turbina a Vapor
η_{CR}	Eficiência da Caldeira de Recuperação
ΔTP	*Pinch Point*
ΔTE	Aproximação de temperaturas no economizador
ΔTSa	Aproximação de temperaturas no superaquecedor
Q_{QS}	Calor da queima suplementar
Q_{P1}	Calor perdido na câmara de combustão
Q_{P2}	Calor perdido no superaquecedor
Q_{P3}	Calor perdido no evaporador
Q_{P4}	Calor perdido no economizador
$\dot{m}_V$	Vazão mássica de vapor
h (i)	Entalpia do ponto i
$\dot{m}$ *(i)*	Vazão mássica do ponto i
TMEF	Tempo Médio Entre Falhas
MTBF	*Mean Time Between Failures*
TMPR	Tempo Médio Para Reparo
MTTR	*Mean Time To Repair*
TMPF	Tempo Médio Para Falhar
MTTF	*Mean Time To Failure*
CMPF	Custo de Manutenção por Faturamento
CMVR	Custo de Manutenção pelo Valor de Reposição
CCMN	Componentes de Custo de Manutenção
PERC	Progresso nos Esforços de Redução de Custos
CRPP	Custo Relativo com Pessoal Próprio
CRMT	Custo Relativo de Material
CMOE	Custo de Mão-de-Obra Externa
CMRP	Custo de Manutenção em Relação à Produção

CTTR	Custo de Treinamento
IMSB	Imobilização em Sobressalentes
CMVD	Custo de Manutenção por Valor de Venda
CG	Custo Global
EBITDA	*Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization*
ROA	*Return on Assets*
ROI	*Return on Investiments*
T	Alíquota de imposto de renda de pessoa jurídica

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 1

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS 1

1.2 OBJETIVO DO TRABALHO 6

1.3 ESCOPO DO TRABALHO 6

2 USINAS TERMELÉTRICAS 8

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS 8

2.2 TIPOS DE USINAS TERMELÉTRICAS 9

2.3 CICLOS TERMODINÂMICOS 12

2.3.1 Ciclo Carnot 12

2.3.2 Ciclo Rankine 14

2.3.3 Ciclo Brayton 15

2.3.4 Ciclo Combinado 18

2.4 COMPONENTES BÁSICOS DAS TERMELÉTRICAS A CICLO COMBINADO 20

2.5 USINAS TERMELÉTRICAS NO BRASIL 29

3 ABORDAGEM DO TRABALHO 34

3.1 ESCOLHA DAS ABORDAGENS 34

3.2 CONCLUSÕES DESEJADAS 34

4 ÍNDICES DE DESEMPENHO 35

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS 35

4.1.1 Índices de desempenho 35

4.2 ÍNDICES SUGERIDOS – ETAPA INICIAL 38

4.3 ÍNDICES DE DESEMPENHO AMBIENTAL 39

4.3.1 Aspectos Gerais 39

4.3.2 Detalhamento do Assunto 41

4.3.3 Índices de Termelétricas a Ciclo Combinado Baseadas no GRI 61

4.3.4 Legislação Ambiental 64
4.3.5 Outras Fontes de Informações 68
4.3.6 Determinação dos Índices de Desempenho 71
4.3.7 Detalhamento dos Índices, Faixas de Valores e suas Classificações 72
4.4 ÍNDICES DE DESEMPENHO OPERACIONAL 80
4.4.1 Aspectos Gerais 80
4.4.2 Detalhamento do Assunto 81
4.4.3 Valores Tolerados/Encontrados 88
4.4.4 Determinação dos Índices de Desempenho 103
4.4.5 Detalhamento dos Índices, Faixas de Valores e suas Classificações 104
4.5 ÍNDICES DE DESEMPENHO DE MANUTENÇÃO 118
4.5.1 Aspectos Gerais 118
4.5.2 Detalhamento do Assunto 119
4.5.3 Valores Tolerados/Encontrados 128
4.5.4 Determinação dos Índices de Desempenho 130
4.5.5 Detalhamento dos Índices, Faixas de Valores e suas Classificações 131
4.6 ÍNDICES DE DESEMPENHO FINANCEIRO 136
4.6.1 Aspectos Gerais 136
4.6.2 Detalhamento do Assunto 139
4.6.3 Valores Tolerados/Encontrados 147
4.6.4 Determinação dos Índices de Desempenho 149
4.6.5 Detalhamento dos Índices, Faixas de Valores e suas Classificações 152
5 CONCLUSÃO 156
ANEXOS 159
Anexo A – Usinas Termelétricas a Gás Natural em Operação 159
Anexo B – Usinas Termelétricas a Gás Natural em Construção 162
Anexo C - Usinas Termelétricas a Gás Natural em Outorga 163
Anexo D – Controle de emissão de NO_x em outros países 164
Anexo E – Índices Associados do *Global Report Initiative* 166

Anexo F – Detalhes da Usina Termelétrica de Uruguaiana 168

Anexo G – Informações do GADS (NERC)..... 170

Anexo H – Histórico da Termopernambuco 173

Anexo I – Descrição do Processo Produtivo da Termopernambuco..... 175

Anexo J – Demonstrações Financeiras Padronizadas - Termopernambuco..... 177

Anexo L – Informativo Anual - Termopernambuco..... 184

REFERÊNCIAS.....185

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O setor elétrico brasileiro está em constante mudança ao longo dos anos e é alvo de diversos estudos e previsões. A explicação para tal fato é a sua forte relação com o crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) e com a evolução da estrutura de participação dos setores agropecuário, industrial e serviços na formação do PIB, segundo o estudo Mercado de Energia Elétrica 2006-2015, realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2005) do Ministério das Minas e Energia (MME). A necessidade de energia por cada setor compõe e colabora para o aumento da demanda energética do país.

A taxa de crescimento do PIB pode ser vista na Tabela 1.1. As trajetórias referem-se à evolução presumível do PIB ao longo de alguns anos, sendo a trajetória de referência a mais provável de acontecer, utilizando como base os estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDEE, 2006). As trajetórias de crescimento alto e baixo são mostradas para evidenciar momentos distintos, de bom e mau andamento da economia.

Tabela 1. 1 – Taxa de Crescimento do PIB (% ao ano) - Brasil

Trajetória	2005	2006	2007-2011*	2012-2015*	2005-2015*
Alta	3,0	4,5	4,5	6,0	5,1
Referência	3,0	4,0	4,0	4,5	4,2
Baixa	3,0	3,0	3,0	3,5	3,2

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Compilado por MME/SPE (2006).
* Valores estimados

Essa necessidade de acréscimo na produção de energia elétrica vai de encontro à situação da matriz energética do país. Atualmente, o Brasil conta com mais de 100 GW de potência instalada de acordo com o Banco de Informações de Geração – BIG (2007), da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, tendo um parque

gerador predominantemente hidrelétrico. A expansão do setor energético via usinas hidrelétricas torna-se cada vez mais inviável pela localização das novas hidrelétricas, que possuem menores reservatórios e estão mais afastadas dos centros consumidores, acarretando em custos de transmissão de eletricidade consideráveis (custos na construção de subestações com transformadores e vários outros implementos, e em “eletrovias”, sistemas de cabos que em geral são aéreos e suportados por torres e estruturas e pórticos metálicos), com custos de geração crescentes por questão de caráter ambiental, além de terem tempo de construção elevado. A capacidade instalada de energia elétrica por cada tipo de usina pode ser vista de maneira simplificada na Figura 1.1, e a oferta de energia produzida por tipo de fonte na Figura 1.2.

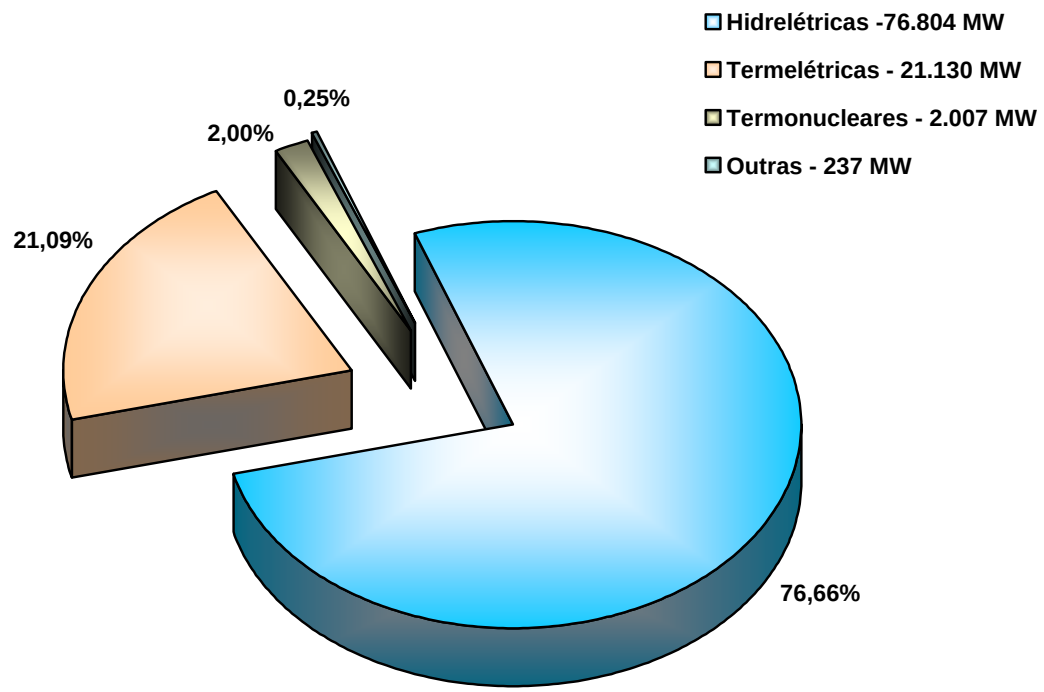


Figura 1. 1 – Participação percentual dos tipos de centrais na capacidade instalada (MW) para geração de energia elétrica no Brasil. Fonte: Banco de Informações de Geração – BIG (2007) da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

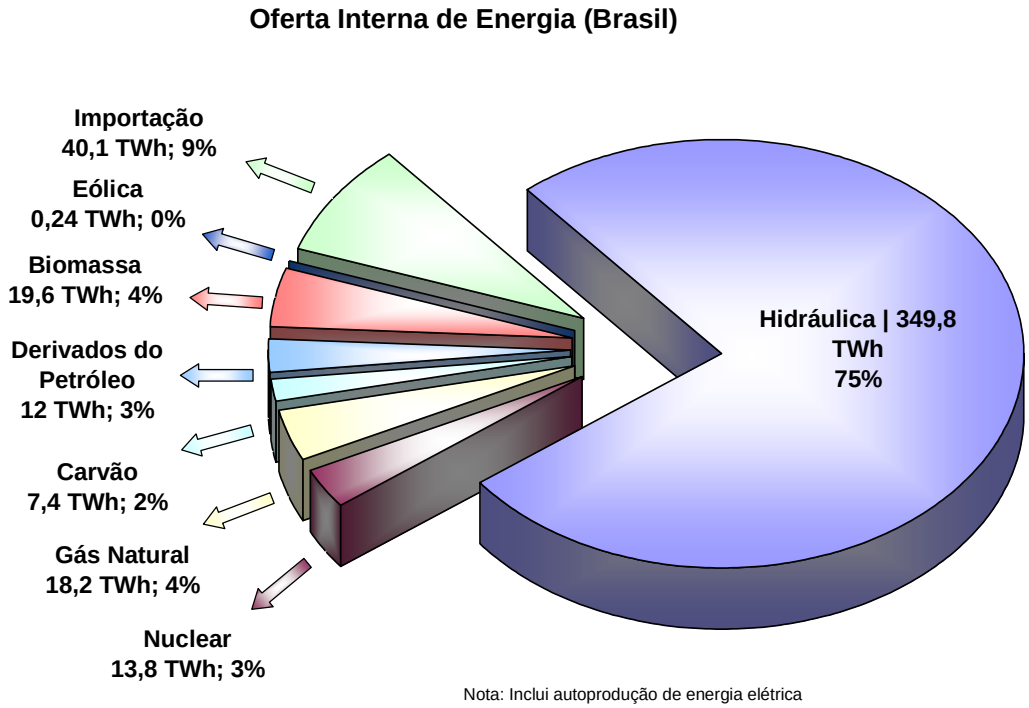


Figura 1. 2 – Oferta interna de eletricidade no Brasil por tipo de fonte. Fonte: Balanço Energético Nacional (BEN) – Resultados Preliminares 2007 (ano base 2006).

Segundo artigo de Lemos (2007) do Jornal do Instituto de Engenharia (IE) de Fevereiro de 2007, especialistas apontam que o crescimento do país a uma taxa média de 5% ao ano será capaz de produzir um déficit energético em 2010, que poderá ser evitado com projetos de plantas geradoras de energia elétrica de rápida implantação, considerando também o mínimo impacto ambiental ocasionado por esse empreendimento. Na Tabela 1.2, apresentam-se as vantagens e desvantagens da utilização de usinas hidrelétricas e termelétricas para suprir a demanda futura de energia elétrica no Brasil.

Tabela 1. 2 – Comparativo entre as vantagens e desvantagens dos dois tipos de usinas geradoras de energia elétrica.

Aspecto	Hidrelétricas	Termelétricas
Custos[1]		
Capital	Maior (800 a 1.200 US$ / kW)	Menor (450 a 500 US$ / kW)
Operação e manutenção (inclusive combustível)	Menor (1,3 US$ / MWh)	Maior (7 US$ / MWh)
Prazos		
Projeto e obras	Maior (4 a 7 anos)	Menor (2 anos)
Tempo de retorno de capital[2]	Maior	Menor
Vida útil	Maior (50 a 100 anos)	Menor (30 a 40 anos)
Localização / Transmissão		
Da planta de geração	Distante dos centros consumidores	Próximo aos centros consumidores
Transmissão	Longas distâncias[3]	Distâncias curtas[4]
Características técnicas		
Tecnologia / equipamentos[5]	Maior parte disponível no país	Maior parte importada
Manutenção	Mais fácil	Mais complicada
Disponibilidade para gerar	Sujeita aos períodos secos	Independe
Fator de capacidade (%)[6]	55%	90%
Eficiência (%)	-	48%
Rendimento (%)[7]	Depende das características locais de queda, da turbina e do gerados (> 70%)	> 40%
Atividades econômicas		
Atividades de construção e indústria do país	Permite maior atividade	Menor atividade
Número de empregos gerados	Maior	Menor

Fonte: Reis (2001)

[1] Os custos de capital menores e de operação e manutenção maiores tradicionalmente conduziram ao uso das térmicas para trabalhar na ponta (horário de pico) e em períodos de seca, já as hídricas são normalmente usadas na base (geração contínua). Além disto, o combustível das hídricas (custo zero) é obtido no país, enquanto que o combustível da térmica é em parte importado, estando sujeito às variações de preço do mercado mundial (exposto a guerras e governos instáveis).

[2] Em países como o Brasil onde o financiamento dos investimentos é a principal restrição, a térmica acaba por levar vantagem (receita mais rápida e custos de juros menores) nos investimentos privados, e as hídricas acabam ficando para o capital estatal.

[3] A maior parte do potencial restante encontra-se na Amazônia.

[4] Deve-se, entretanto, contabilizar as perdas no transporte através de gasodutos desde a extração, ainda que estas sejam inferiores às perdas de transmissão.

[5] A tecnologia nacional gera empregos no país, enquanto que a importada nos deixa dependentes do mercado mundial e traz déficits a balança comercial.

[6] Fator de capacidade é a relação de produção média de uma usina, pela sua produção de pico, ou entre sua produção total, pela sua produção potencial, se operada constantemente, a plena capacidade (ótica da oferta).

[7] Rendimento é a relação entre a potência aproveitada e a fornecida, isto é, entre a energia cedida para realizar o trabalho na unidade de tempo, que é aproveitada (realiza trabalho) e a que é cedida.

Analisando a Tabela 1.2 e conforme concluído por Lemos (2007), pode-se ver que para a necessidade apontada anteriormente a solução em curto prazo mais adequada é o investimento em plantas termelétricas, uma vez que estas exigem investimento inicial menor que as plantas hidrelétricas, algumas proporcionam menor impacto ambiental comparativamente à devastação ambiental ocasionada pela vasta infra-estrutura de operação das hidrelétricas, e demandam relativamente menos tempo para serem construídos.

Para a situação atual, Soares Filho[8] (2006) da Unicamp afirma em matéria do Jornal da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) que o sistema deveria ser balanceado, com cerca de 30% de geração térmica para 70% de geração hidráulica, sendo a energia das hidrelétricas produzida normalmente, com as termelétricas utilizadas como medida de segurança, a serem utilizadas quando as plantas hidrelétricas não puderem cumprir com a demanda do mercado.

Como se pode ver, esse percentual ainda não foi alcançado, levando novamente à necessidade do estudo das termelétricas. Mesmo sendo uma opção para suprir a demanda do setor energético brasileiro, a análise da energia proveniente das termelétricas deve ser acrescida de seu risco. As termelétricas a gás natural, que ocupam lugar de destaque no país representando grande parcela da potência instalada, não possuem fonte de suprimento de combustível garantida, seja por falta de gasodutos, seja por falta de gás natural.

É nesse cenário em que se insere o assunto deste trabalho. Analisando a situação de aumento da demanda energética nos próximos anos por conta do crescimento do PIB, a competitividade dessa atividade (o mercado é disputado por concessionárias de serviço público, os produtores independentes e os autoprodutores), a inviabilidade das novas fontes hidráulicas fornecerem a energia demandada em curto prazo e considerando a dependência de combustível das plantas termelétricas a gás, exigindo maior atenção aos acontecimentos relacionados ao fornecimento de energia, o estudo em questão aborda a importância das análises das usinas termelétricas e do conhecimento de seu funcionamento e desempenho, para fins comparativos com outras plantas termelétricas.

[8] Secundino Soares Filho é professor da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação (FEEC) da Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP e coordenador do projeto *Programação da Operação de Sistemas de Potência Considerando a Inclusão de Restrições Elétricas*.

1.2 OBJETIVO DO TRABALHO

O trabalho tem como objetivo a determinação de índices de desempenho de usinas termelétricas utilizando as seguintes abordagens pré-determinadas:

- Operacional,
- de Manutenção,
- Financeiro,
- de Meio Ambiente.

As variáveis associadas com a operação de uma usina (emissões atmosféricas, tempos de parada para execução de ações de manutenção e seus custos, e valor de ativo total) são estudadas e convertidas em indicadores capazes de proporcionar um panorama geral do funcionamento da usina, e seu desempenho frente a outras usinas termelétricas.

Para a determinação dos indicadores, inicialmente o estudo está dividido nas quatro abordagens anteriormente citadas, a fim de abranger todos os aspectos operacionais de uma usina termelétrica, para as quais são desenvolvidas análises, considerações, detalhamentos e conclusões específicas.

Adicionalmente, são determinadas faixas de desempenho, caracterizadas conforme operação prevista em projeto da usina termelétrica. Estas faixas estão divididas em valores adequados e inadequados ao funcionamento da termelétrica, com respectivo detalhamento das considerações realizadas.

1.3 ESCOPO DO TRABALHO

A fim de atingir o que foi proposto nos itens anteriores, este trabalho de formatura é composto por cinco capítulos. Após o panorama geral e introdução do problema apresentado pelo Capítulo 1, segue-se com apresentação do estudo das Usinas Termelétricas relativo a seu funcionamento, sua operação, seus

componentes e sua representatividade no mercado local e internacional, todos contidos no Capítulo 2.

O Capítulo 3 enumera e detalha cada uma das abordagens levantadas no trabalho, explicando a razão de sua escolha, seu significado, importância, valores-base e conclusões desejadas com o estudo em questão.

Os índices de desempenho são estudados no Capítulo 4, com detalhamento, faixas de valores e suas classificações, finalizando com considerações a respeito do assunto em geral. É o capítulo com maior conteúdo, sendo o mais importante para o trabalho.

Finalmente, as conclusões de todo o estudo realizado são apresentadas no Capítulo 5, consolidando todas as informações e assuntos abordados ao longo do trabalho.

2 USINAS TERMELÉTRICAS

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

As usinas termelétricas caracterizam-se por serem instalações capazes de produzir energia térmica a partir da queima de combustível, convertendo-a em energia mecânica, que pode ser utilizada para o acionamento de equipamentos ou para geração de energia elétrica. A conversão da energia térmica em mecânica é realizada com o uso de um fluido que, após o seu processo de expansão, produzirá trabalho em turbinas térmicas. O gerador elétrico acoplado ao eixo da turbina promove um acionamento mecânico, que converte energia mecânica em elétrica.

Segundo Lora e Nascimento (2004a), as usinas podem ser classificadas considerando os critérios a seguir listados.

- *Produto principal*: distingue as térmicas cujo único produto é a eletricidade (centrais termelétricas de geração), das que produzem simultaneamente eletricidade e calor (centrais termelétricas de cogeração);
- *Tipo de combustível*: tem sua importância no ponto de vista técnico-econômico e ambiental. É classificado em sólido, líquido, gasoso ou misto;
- *Tipo de máquina térmica*: especifica a máquina térmica com a qual o sistema opera. São elas: turbina a gás em ciclo simples, turbina a vapor, ciclo combinado e motor de combustão interna;
- *Tipo de caldeira*: refere-se aos ciclos de vapor, tendo importância tecnológica considerável, uma vez que influi sobre a duração da partida e sobre a seqüência das operações a serem realizadas durante a mesma. Classifica-se em sistema de tubulação (circulação natural) ou de passo único;
- *Potência*: classifica as usinas de acordo com a potência nominal, podendo apresentar valores menores que 50 MW (pequena), de 50 a 100 MW (média) e maiores que 100 MW (alta);

- *Caráter de carga*: diferencia aquelas que operam continuamente com uma carga relativamente constante (operação em carga base), das que operam algumas horas por dia (operação em carga pico);
- *Natureza do combustível*: distingue-se em orgânicos e nucleares.

Para melhor visualização da classificação, um diagrama ilustrativo pode ser visto na Figura 2.1.

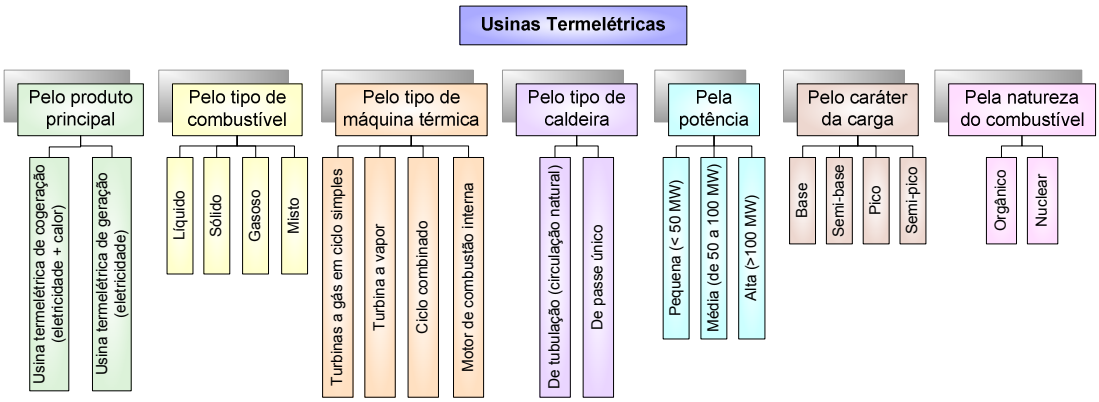


Figura 2. 1 – Classificação das usinas termelétricas. Fonte: baseado em Lora e Nascimento (2004a)

2.2 TIPOS DE USINAS TERMELÉTRICAS

As usinas podem apresentar diversas estruturas e modo de operação, sendo as mais comuns as citadas por Lora e Nascimento (2004a), listadas e detalhadas a seguir.

a. Usina Termelétrica de geração a ciclo a vapor

Utiliza a turbina a vapor e tem como única função produzir eletricidade. Pode ter a eficiência do sistema maximizada com a implantação de recuperação de calor, como o aquecimento regenerativo e o reaquecimento. Utiliza qualquer tipo de combustível e produz potências de até 1.200 MW, que constitui a sua principal vantagem.

b. Usina Termelétrica de Cogeração

A principal característica deste tipo de termelétrica é a produção simultânea de eletricidade e calor, utilizando o mesmo combustível, que pode ser os derivados de petróleo, gás natural, carvão ou biomassa. Apresenta alta eficiência e a cogeração pode ser realizada empregando como acionador primário as turbinas a vapor, as turbinas a gás e os motores de combustão.

c. Usina Termelétrica de Turbina a Gás Operando em Ciclo Simples

Como a termelétrica a ciclo a vapor, seu único produto é a eletricidade. Utiliza para tal uma turbina a gás e caracteriza-se por ter uma partida muito rápida, razão pela qual pode ser utilizada para suprir eletricidade nos períodos de pico. Pode utilizar combustíveis líquidos (diesel em especial) e gasosos (gás natural) e possui tecnologia para recuperação de calor, mas mesmo assim sua eficiência é menor que a das usinas de geração a ciclo a vapor.

d. Usina Termelétrica a Ciclo Combinado

Constituído pela junção de um ciclo com turbina a gás e um ciclo com turbina a vapor, possuindo a maior eficiência e sendo a mais moderna tecnologia de produção de energia elétrica. Utiliza predominantemente como combustível o gás natural, mas estudos estão sendo realizados para que o carvão também possa ser usado, através do desenvolvimento de tecnologias limpas para o carvão.

e. Usina Termelétrica a Motores de Combustão

Caracterizado pela utilização de motores de ciclo Diesel ou Otto a gás natural, sendo muito utilizadas na região amazônica do Brasil, em sistemas isolados[9].

f. Usina Nuclear

Também é considerada uma usina termelétrica, e opera segundo um ciclo Rankine (detalhado na seção *Ciclos Termodinâmicos*), utilizando como fluido de trabalho o vapor de água e como máquina térmica a turbina a vapor. Utiliza no processo o vapor saturado em decorrência da restrição e exigência dos materiais construtivos utilizados no reator nuclear.

[9] Sistemas isolados referem-se às regiões geográficas brasileiras não atendidas pelos sistemas de transmissão.

As usinas termelétricas com ciclo a vapor são as mais antigas, tendo sido criadas no início do século XX, com uma eficiência de apenas 5%. Atualmente, elas são capazes de operar com eficiência em torno de 42 a 44%, valores maiores que as das usinas termelétricas de turbinas a gás utilizando ciclos simples, cuja eficiência varia entre 36 a 37%, queda esta decorrente da alta temperatura dos gases de exaustão despejados na atmosfera. Com o advento da tecnologia de ciclo combinado, estes gases expelidos da turbina a gás puderam ser utilizados como fonte de calor para obtenção de vapor que aciona a turbina a vapor, aumentando a eficiência da usina para 55 a 58%, com possibilidades de alcançar uma eficiência na ordem de 62%. A superioridade de eficiência das termelétricas a ciclo combinado pode ser vista na Tabela 2.1, assim como outros parâmetros técnico-econômicos de diferentes usinas termelétricas.

Tabela 2.1 – Parâmetros técnico-econômicos de diferentes tipos de centrais termelétricas

Parâmetro	Usina a ciclo vapor	Turbina a gás	Ciclo combinado	Motores de Combustão Interna
Potência nominal por unidade (MW)	20 ~ 1200	0,5 ~ 340	7 ~ 800	Até 100
Custo específico (US$/kW)	600 ~ 1400	300 ~ 350	400 ~ 800	580 ~ 800
Tipo de combustível utilizado	Sólido, líquido ou gasoso	Diesel especial ou gás natural	Diesel especial ou gás natural	Diesel ou gás natural
Eficiência (%)	44-44,5	36-37	55-60	50
Tempo de vida (horas)	100.000	100.000	100.000	-
Tempo de montagem (meses)	40	10	20	10
Heat rate (kJ/kWh)	7531-8018	9730-10000	6100-6300	7200

Fonte: Lora e Nascimento (2004a)

A Tabela 2.1 evidencia grande parte dos pontos positivos e negativos de cada tipo de planta termelétrica. Analisando os dados fornecidos, pode-se verificar a vantagem na construção de usinas termelétricas a ciclo combinado comparativamente às outras citadas e detalhadas anteriormente. Além de possuir o maior rendimento e a menor taxa de calor liberada entre todas as usinas analisadas, mostra-se sempre melhor que alguma das usinas em outros quesitos. Em

decorrência desta conclusão, o trabalho em questão abordará em especial as plantas termelétricas a ciclo combinado, que trazem maiores benefícios e possuem um bom balanceamento de pontos positivos e negativos. O detalhamento das termelétricas a ciclo combinado pode ser visto posteriormente.

2.3 CICLOS TERMODINÂMICOS

A geração de energia elétrica pode ser estudada através da análise dos ciclos de geração de potência a vapor ou gás, sendo os mais conhecidos os Ciclos Rankine, Brayton, Otto e Diesel. Um gás executa um ciclo termodinâmico quando ele é submetido a sucessões repetitivas de transformações termodinâmicas. Na prática, os ciclos termodinâmicos são usados para produzir trabalho (motores, turbinas), aquecimento ou refrigeração. Vale ressaltar que não é necessário que a mesma massa de gás execute cada ciclo. A característica básica é a repetição dos estados termodinâmicos, por exemplo, quando em um equipamento de refrigeração (circuito fechado), a mesma massa de gás retorna para o início de cada ciclo, mas em um motor de combustão interna ela é renovada a cada ciclo. Pode-se ver a seguir o detalhamento dos ciclos mais relevantes para o estudo.

2.3.1 Ciclo Carnot

O primeiro e mais simples ciclo existente é o Ciclo Carnot. Caracteriza-se por ser o ciclo no qual todos os processos são reversíveis e conseqüentemente, o ciclo também é reversível. Além disso, é o ciclo que gera o maior rendimento na produção de trabalho a partir de dois reservatórios, um quente e um frio. A Figura 2.2 mostra uma instalação que opera segundo este ciclo e o diagrama *T* x *s* associado ao mesmo. Os índices “H” e “L” referem-se, respectivamente ao inglês “*high*” e “*low*” (alto e baixo).

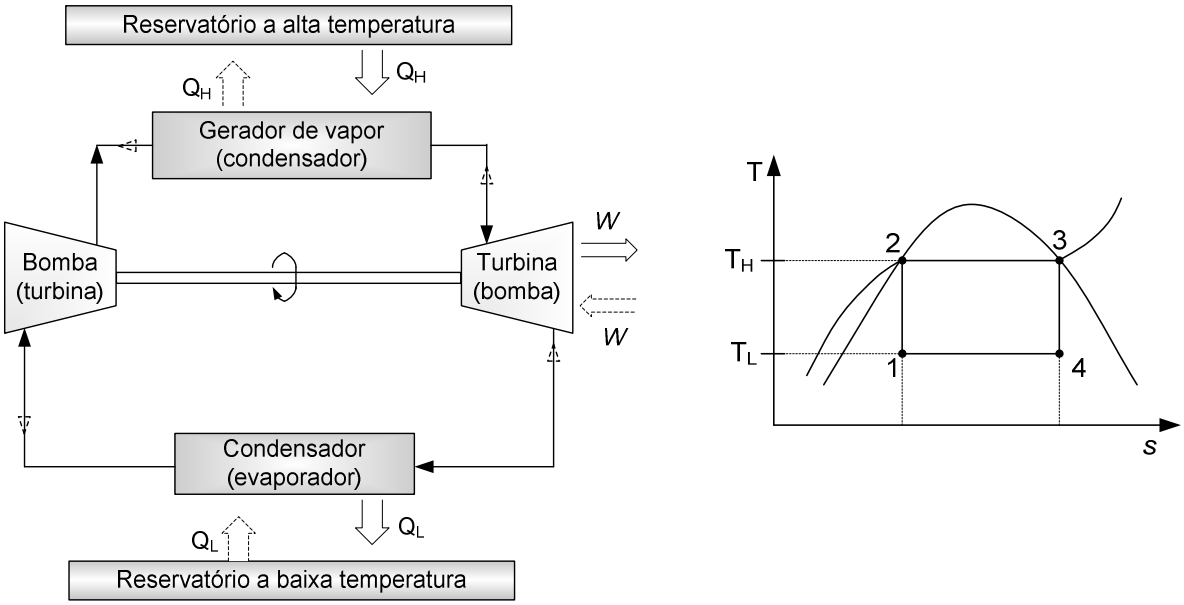


Figura 2. 2 – Exemplo de um motor que opera segundo um Ciclo Carnot e diagrama T x *s*. Fonte: Wylen et al. (2003).

O ciclo Carnot é composto pelos seguintes processos básicos:

1-2: Processo de bombeamento adiabático reversível (isoentrópico) na bomba.

2-3: Transferência de calor (Q_H) a pressão e temperatura constantes (T_H) no gerador de vapor.

3-4: Expansão adiabática reversível (isoentrópica) na turbina.

4-1: Transferência de calor (Q_L) a pressão e temperatura constantes (T_L) no condensador.

Como o ciclo Carnot é reversível, ele pode ser invertido. Ou seja, sendo a operação inicial um motor térmico, a inversão o torna um refrigerador (representado pelas setas pontilhadas e parênteses da Figura 2.2).

O rendimento do ciclo Carnot pode ser expresso pela eq.**(1)** (simplificado).

$$\eta_{Carnot} = 1 - \frac{T_L}{T_H} \qquad \textbf{(1)}$$

sendo T_L a temperatura da fonte fria e T_H a temperatura da fonte quente.

2.3.2 Ciclo Rankine

O ciclo Rankine baseia-se em quatro processos que ocorrem em regime permanente, indicados na Figura 2.3. Ideal para uma unidade motora simples a vapor, caracteriza-se por apresentar em seu estado 1 líquido saturado e em seu estado 3 vapor saturado. O diagrama T x *s* pode ser visto também na Figura 2.3.

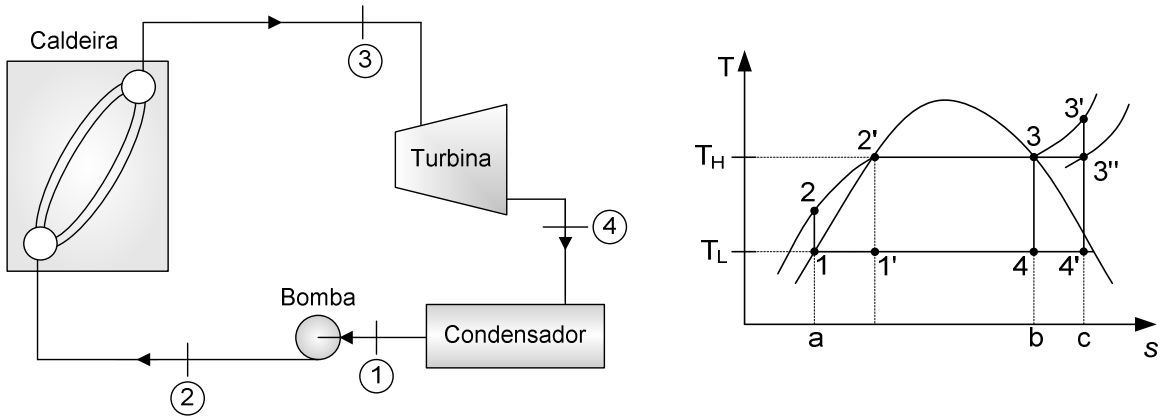


Figura 2. 3 – Exemplo de um motor que opera segundo um Ciclo Rankine e diagrama T x *s* Fonte: Wylen et al. (2003).

Assim, o ciclo é composto basicamente pelos seguintes processos:

1-2: Processo de bombeamento adiabático reversível (isoentrópico) na bomba.

2-3: Transferência de calor a pressão constante (T_H) na caldeira.

3-4: Expansão adiabática reversível (isoentrópica) na turbina.

4-1: Transferência de calor a pressão constante (T_L) no condensador.

O ciclo Rankine também pode operar com o superaquecimento do vapor, representado pelo ciclo 1-2-3'-4'-1.

Desprezando a variação de energias potencial e cinética de um ponto do ciclo a outro, é possível determinar o rendimento térmico do ciclo Rankine através das transferências de calor e o trabalho líquido representados pelas diversas áreas do diagrama T x *s*. O calor transferido ao fluido de trabalho é representado pela área a--2-2'-3-b-a, enquanto o calor transferido do fluido de trabalho é representado pela área a-1-4-b-a. Pela primeira Lei da Termodinâmica, o trabalho pode ser

determinado pela diferença entre estas áreas, representada por 1-2-2'-3-4-1. Logo, o rendimento térmico pode ser definido pela eq.**(2)**.

$$\eta_{térmico} = \frac{W_{líquido}}{Q_H} \qquad \textbf{(2)}$$

sendo: $W_{líquido}$ o trabalho líquido e Q_H o calor fornecido.

Pode-se observar que, evidentemente, o rendimento é menor que o do ciclo Carnot operando nas mesmas temperaturas máxima e mínima, uma vez que a temperatura máxima é maior que a temperatura média entre 2 e 2'. Por ser um ciclo a vapor também, pode-se questionar inicialmente o uso do ciclo Rankine ao invés do ciclo Carnot como ciclo ideal, uma vez que este último apresenta rendimento maior. A razão para a não utilização do ciclo de Carnot (na Figura 2.3, representado por 1'-2'-3-4-1') baseia-se na dificuldade de bombeamento da mistura líquido vapor no primeiro estado (1') e posterior fornecimento de líquido saturado na seção descarga (2').

Alguns efeitos da variação de pressão e temperatura no ciclo Rankine podem ser observados sobre o título do vapor que deixa a turbina e conseqüentemente, sobre a eficiência do ciclo. Pode-se aumentar a eficiência com a redução da pressão do condensador, o aumento da pressão de operação da caldeira e o superaquecimento do vapor.

O ciclo Rankine com Reaquecimento, com regeneração e superaquecimento não serão abordados neste trabalho por não fazerem parte do escopo do estudo.

2.3.3 Ciclo Brayton

Basicamente, o ciclo Brayton é o ciclo de uma turbina a gás. Para análise, considera-se que não há mudança do fluido em todo o ciclo, o regime é permanente e não há perdas de pressão, com processos ideais e calores específicos constantes. O ciclo caracteriza-se por possuir duas configurações – circuito aberto ou circuito

fechado – que podem ser vistas na Figura 2.4. O ciclo padrão a ar Brayton é o ciclo ideal para turbinas a gás simples. Os diagramas *p* x *v* e T x *s* podem ser vistos na Figura 2.5.

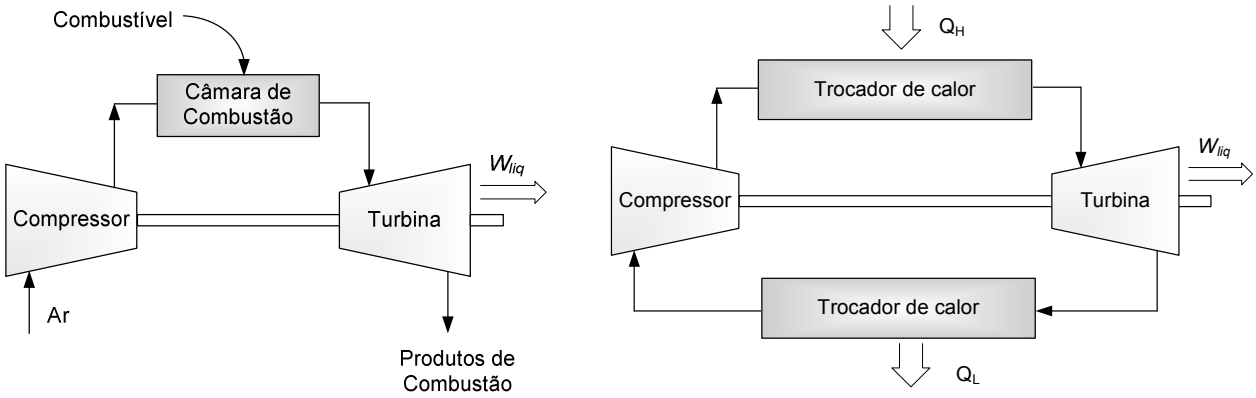


Figura 2. 4 – Turbina a gás que opera segundo o ciclo Brayton: (a) Ciclo aberto, (b) Ciclo fechado. Fonte: Wylen et al. (2003).

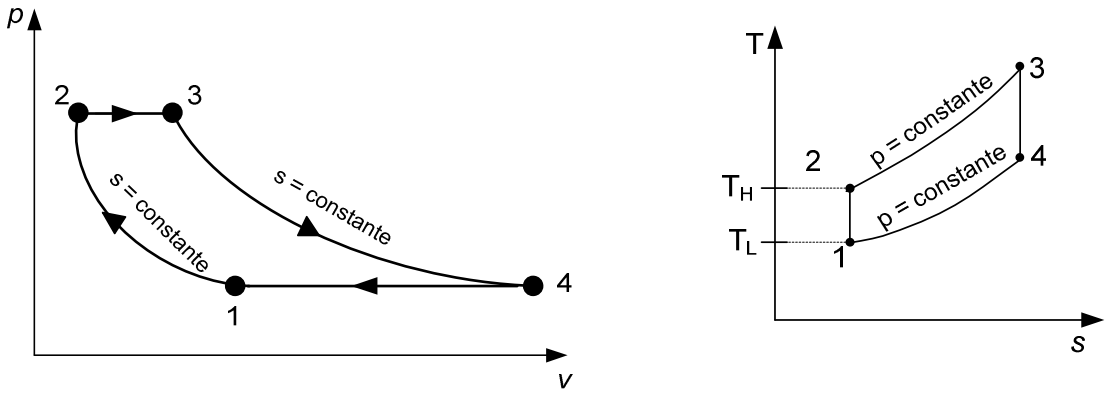


Figura 2. 5 – Ciclo-padrão a ar de Brayton. Fonte: Adaptado de Wylen et al. (2003).

O ciclo aberto caracteriza-se por possuir as seguintes etapas:

1: O ar é aspirado pelo difusor de entrada do compressor;

2: O ar é comprimido pelo compressor e enviado para a câmara de combustão.

3: O combustível é injetado juntamente com o ar e queimado na câmara de combustão.

4: Os gases produtos da combustão expandem-se nos rotores da turbina.

5: Os gases produtos da combustão são descarregados na atmosfera.

Em contrapartida, o ciclo fechado utiliza dois processos de transferência de calor. O ciclo é composto por quatro processos, sendo dois isobáricos e dois isoentrópicos, sem a mudança de fase do fluido de trabalho (o fluido está sempre na fase vapor).

Assim, o processo a ciclo fechado pode ser visto da seguinte forma:

1-2: Compressão isoentrópica, no compressor;

2-3: Adição de calor a pressão constante;

3-4: Expansão isoentrópica, na turbina;

4-1: Rejeição de calor a pressão constante.

O rendimento do ciclo padrão Brayton é definido pela eq.**(3)**.

$$\eta_{térmico} = 1 - \frac{Q_L}{Q_H} = 1 - \frac{T_1}{T_2} = 1 - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{-\left(\frac{k-1}{k} \right)} \qquad \textbf{(3)}$$

sendo: Q_L, Q_H os calores das fontes fria e quente respectivamente, e p_2, p_1 as pressões dos estados 1 e 2 respectivamente.

Pode-se ver então que o rendimento do ciclo padrão a ar Brayton é função da relação das pressões isoentrópicas. O aumento da relação de pressões leva o ciclo a uma nova configuração de maior rendimento, com uma temperatura na entrada da turbina (3) maior que a original, por exemplo. Deve-se observar, no entanto, que a temperatura na entrada de uma turbina é limitada pelo seu material, modificando então o ciclo com a nova relação de pressões. O ciclo resultante proporcionaria um rendimento maior, mas haveria mudança do trabalho por quilograma de fluido que escoa no equipamento.

Outro fato a ser observado neste ciclo é a quantidade de trabalho demandada pelo compressor, comparativamente ao trabalho gerado pela turbina. O compressor utiliza cerca de 40 a 80% da potência gerada pela turbina, impactando com uma rápida diminuição do rendimento global com a diminuição das eficiências do compressor e da turbina. Deve-se então se tomar o cuidado para que não haja essa queda de eficiência, porque dependendo do caso, pode haver a utilização de toda a potência gerada pela turbina para operação do compressor, gerando um rendimento global zero.

Analogamente ao ciclo Rankine, existem modos de se aumentar a eficiência do ciclo Brayton. Uma delas é a regeneração, com o preaquecimento do ar antes da entrada na câmara de combustão. Este ciclo não será estudado por não estar no escopo do trabalho.

2.3.4 Ciclo Combinado

Basicamente, uma usina a ciclo combinado usa turbinas a gás e a vapor associadas em uma única planta, ambas gerando energia elétrica. Para isto, o calor existente nos gases de exaustão das turbinas a gás é recuperado através de caldeiras de recuperação, produzindo o vapor necessário ao acionamento da turbina a vapor. Quando dois ciclos térmicos são combinados em uma simples planta geradora de eletricidade, a eficiência que pode ser alcançada é maior do que a de um ciclo sozinho.

O ciclo combinado Brayton/Rankine é o mais desenvolvido e difundido, com um ciclo simples de turbina a gás (ciclo Brayton) no “*topping*” (ciclo superior, em português denominado montante) com um ciclo simples a vapor (ciclo Rankine) no “*bottoming*” (ciclo inferior, jusante), com tecnologias bem desenvolvidas em ambos os ciclos. As denominações “*topping*” e “*bottoming*” relacionam à seqüência de utilização da energia. Normalmente, quando dois ciclos são combinados, o ciclo que opera no maior nível de temperatura é chamado de ciclo “*topping*”. O desperdício de calor que é produzido é então usado em um segundo processo que opera no menor nível de temperatura e é por isso chamado de ciclo “*bottoming*”. Normalmente, os ciclos “*topping*” e “*bottoming*” são acoplados por um trocador de calor.

A Figura 2.6 mostra a configuração de um ciclo combinado Brayton/Rankine.

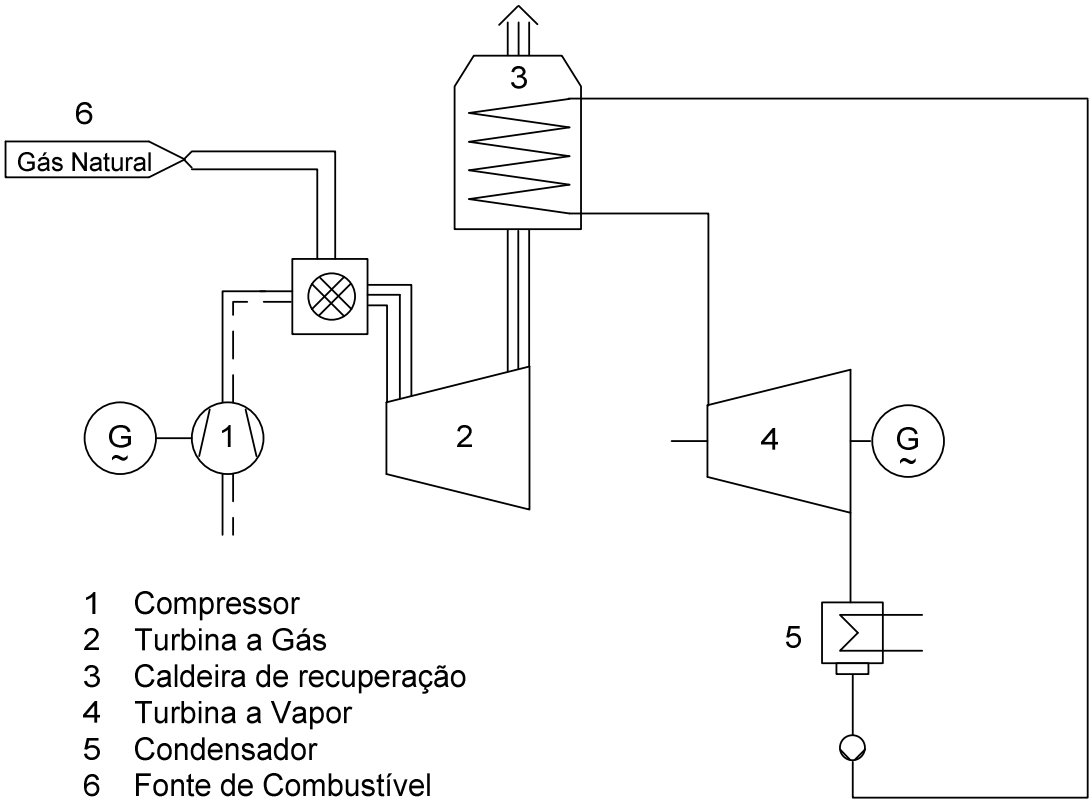


Figura 2. 6 – Diagrama de fluxo simplificado de um ciclo combinado. Fonte: Kehlhofer et al. (1999)

Existem tipos diferentes de ciclos combinados, como o ciclo Brayton/ Kalina (com a utilização de uma mistura água-amônia como fluido de trabalho em um ciclo de potência do tipo Rankine). Estudos apontam vantagens potenciais da amônia sobre a água, na troca de calor entre os gases quentes e o fluido frio na caldeira de recuperação. Entretanto, como as temperaturas de exaustão de gás têm aumentado em linha com o desenvolvimento das turbinas a gás, estas vantagens tornaram-se insignificantes comparadas aos altos custos de desenvolvimento e o potencial perigo para o meio ambiente pelo possível vazamento da amônia. Não é muito comum a utilização deste ciclo para substituir o processo a vapor em uma planta geradora a ciclo combinado.

Segundo Kehlhofer et al. (1999), o ciclo combinado possui diversas vantagens:

- Ar pode ser usado em modernas turbinas a gás com altas temperaturas de entrada (por volta de 1.100 ºC), fornecendo os pré-requisitos para um bom ciclo superior;

- Vapor/água não é caro e perigoso, é amplamente disponível e adequado para escalas de temperaturas média e baixa, sendo ideal para o ciclo inferior.

O avanço inicial destes ciclos no setor de geração de energia foi possível devido o desenvolvimento das turbinas a gás. Somente no final dos anos 70, as temperaturas de entrada da turbina a gás e de exaustão de gás eram suficientemente altas para projetar ciclos combinados de alta eficiência. O resultado de todo os estudos realizados foi uma usina com alta eficiência, baixo custo de instalação e rápido tempo de entrega.

2.4 COMPONENTES BÁSICOS DAS TERMELÉTRICAS A CICLO COMBINADO

As usinas termelétricas são formadas por diversos componentes, sendo os principais citados e detalhados na seqüência deste texto.

2.4.1 Turbinas a gás

A turbina a gás (Figura 2.7) é o componente principal da planta de geração a ciclo combinado, gerando aproximadamente dois terços do total da produção. O processo da turbina a gás é simples: ar do meio ambiente é filtrado, comprimido a uma pressão de 14 a 30 bar, e usado para queimar o combustível produzindo um gás quente com uma temperatura geralmente maior que 1000ºC. Este expande na turbina impulsionando o compressor e gerador. O gás expandido quente deixa a turbina a pressão ambiente e a temperatura entre 450 a 650 ºC dependendo da eficiência da turbina a gás, razão de pressões e a temperatura de entrada da turbina.

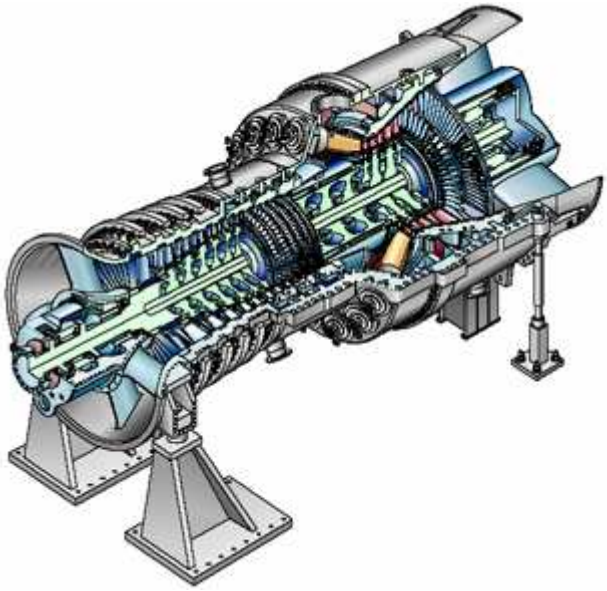


Figura 2. 7 – Turbina a gás da Siemens modelo SGT5-8000H, 340 MW e 50 Hz. Fonte: Site da Siemens.

2.4.2 Caldeira de recuperação de calor

A caldeira de recuperação (conhecida como *HRSG* do inglês *Heat Recovery Steam Generator*) é a ligação entre a turbina a gás e a turbina a vapor. É um trocador de calor em contracorrente, composto basicamente por uma série de seções: superaquecedor, evaporador e economizador; estes são montados geometricamente em seqüência, desde a entrada do gás até sua saída, visando maximizar a recuperação do calor dos gases e conseqüentemente a geração de vapor. A função da caldeira de recuperação é converter a energia contida no gás de exaustão da turbina a gás em vapor. Depois de ser aquecida no economizador, a água vai para o tambor, ligeiramente sub-resfriado. Do tambor, circula para o evaporador e retorna como uma mistura de água e vapor para o tambor, onde a água e o vapor são separados. O vapor saturado deixa o tambor para o superaquecedor, onde acontece a máxima troca de calor com o gás quente de exaustão que deixa a turbina. A troca de calor pode acontecer em três níveis de pressões dependendo da quantidade de energia desejada e exergia a ser recuperada. Atualmente, duas ou três pressões são as mais utilizadas. Um exemplo de caldeira pode ser visto na Figura 2.8, produzida pela Alstom Power.

Figura 2. 8 Exemplo de Caldeira de recuperação da Alstom Power na Indonésia. Fonte: Site da Asltom Power.

2.4.3 Turbina a vapor

A turbina a vapor é um motor térmico rotativo no qual a energia térmica do vapor, medida pela entalpia, é transformada em energia cinética devido à sua expansão através dos bocais. Esta energia então é transformada em energia mecânica de rotação devido à força do vapor agindo nas pás rotativas. Pode-se ver um exemplo desta máquina na Figura 2.9.

Figura 2. 9 – Montagem de uma turbina a vapor da Siemens, Alemanha. Fonte: Site da *Energy Industries Council* (EIC).

2.4.4 Equipamentos e sistemas auxiliares

Além dos equipamentos principais citados anteriormente, existem equipamentos auxiliares que são de vital importância para o funcionamento da usina termelétrica a ciclo combinado. Alguns exemplos são os geradores, condensadores, torres de resfriamento, sistema de tratamento de água (desmineralização), entre outros.

2.4.5 Usinas Termelétricas a Ciclo Combinado

Conforme citado anteriormente, as usinas termelétricas a ciclo combinado possuem diversos componentes, sendo os principais a turbina a gás, a caldeira e a turbina a vapor. A Figura 2.10 é um exemplo ilustrativo de uma usina termelétrica, para melhor identificação dos componentes em uma planta, seu posicionamento e ligações. A Figura 2.11 mostra as entradas e saídas de cada componente da planta termelétrica, sendo as linhas vermelhas o ciclo do vapor e as linhas azuis o ciclo da água.

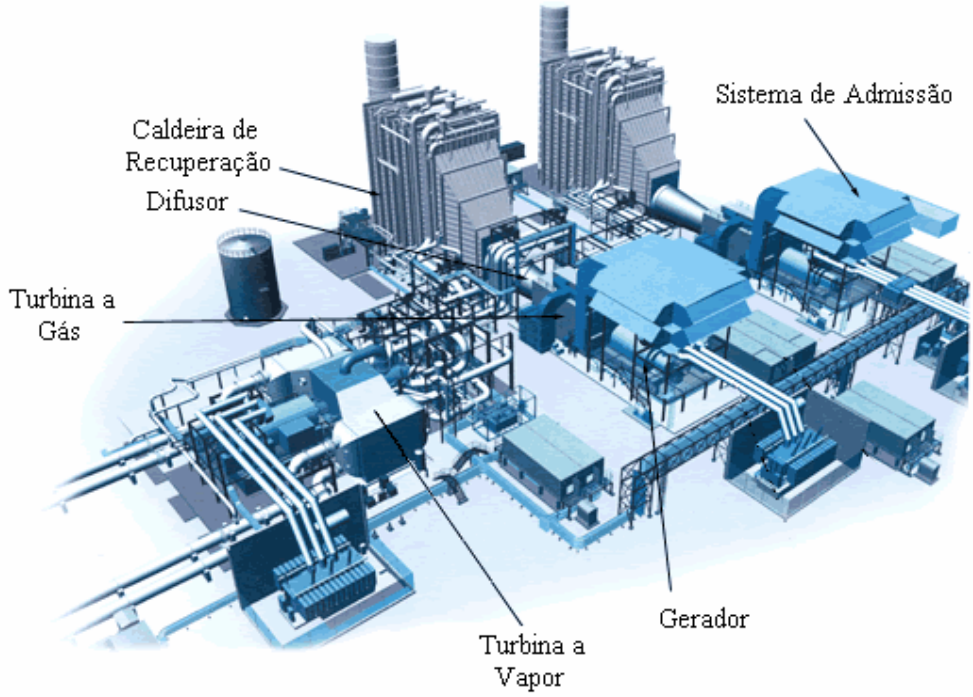


Figura 2. 10 – Usina termelétrica a ciclo combinado 2 + 1: duas turbinas a gás com sua respectiva caldeira de recuperação, associadas a uma turbina a vapor. Fonte: Site *Energy Solutions Center*

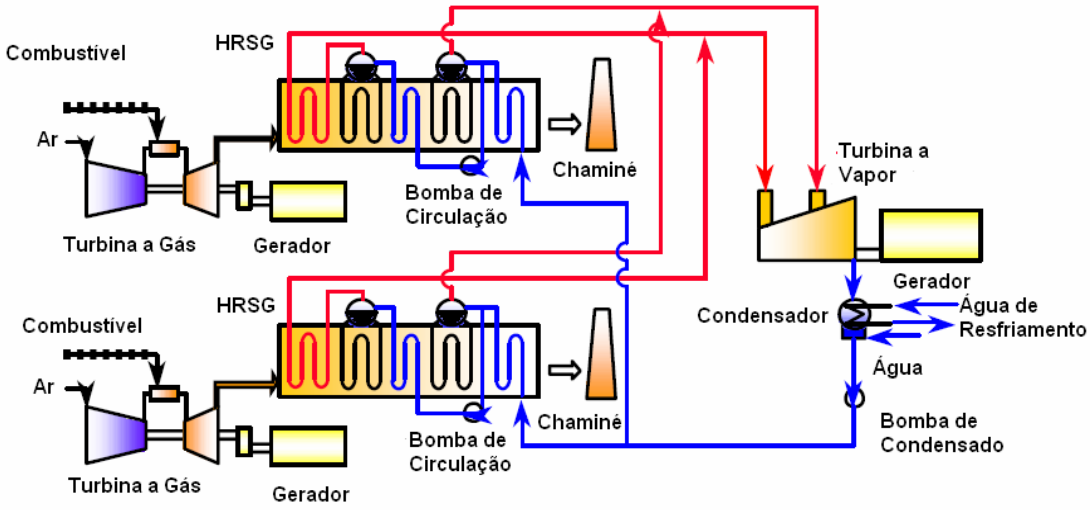


Figura 2. 11 – Ciclo combinado de uma usina termelétrica com a circulação do ar, combustível, água e vapor em cada componente. Fonte: Catálogo Hitachi H-25

2.4.6 Classificação das Usinas Termelétricas a Ciclo Combinado

Segundo Lora e Nascimento (2004b), as usinas termelétricas a ciclo combinado podem ser divididas em 3 tipos:

- Usinas termelétricas a ciclo combinado em série;
- Usinas termelétricas a ciclo combinado em paralelo;
- Usinas termelétricas a ciclo combinado em série paralelo.

Basicamente, o ciclo em série (Figura 2.12) é aquele em que a turbina a gás é ligada à turbina a vapor através de uma caldeira de recuperação. Os gases de exaustão da turbina a gás são utilizados na caldeira para geração de vapor, que vai posteriormente para a turbina a vapor.

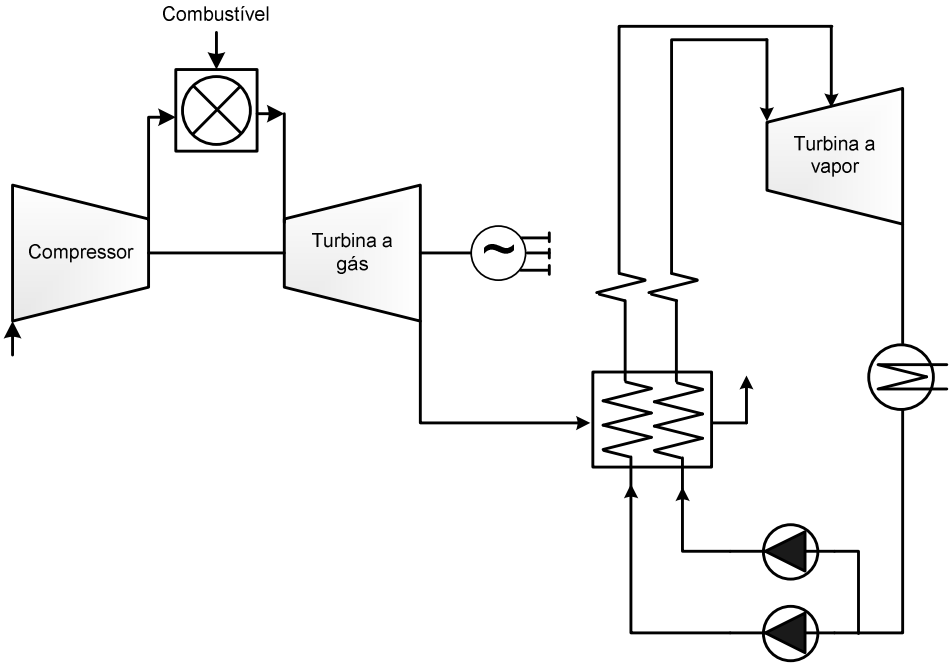


Figura 2. 12 – Usina Termelétrica a ciclo combinado a gás e a vapor em série. Fonte: Lora e Nascimento (2004b).

O ciclo combinado em paralelo (Figura 2.13) é aquele em que o combustível utilizado é utilizado para gerar calor nos dois ciclos. Assim, os gases provenientes da combustão transferem calor para as paredes de água colocadas na fornalha antes de serem expandidos na turbina a gás. Neste modelo o calor dos gases de exaustão da turbina a gás não são reutilizados.

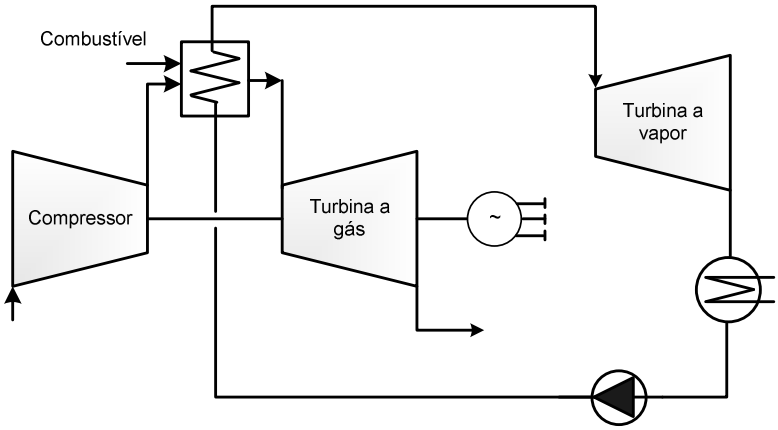


Figura 2. 13 – Usina Termelétrica a ciclo combinado a gás e a vapor em paralelo. Fonte: Lora e Nascimento (2004b)

Finalmente, o ciclo em série paralelo (Figura 2.14) é aquela que, assim como o ciclo em série, possui a caldeira de recuperação em série com a turbina a gás, com

a diferença de utilizar uma queima de combustível adicional na caldeira. Assim, em uma caldeira projetada especialmente para esta utilização, os gases de exaustão da turbina a gás funcionam substituindo o ar em um outro processo de combustão, anterior à caldeira de recuperação, com combustível de menor qualidade, como o carvão.

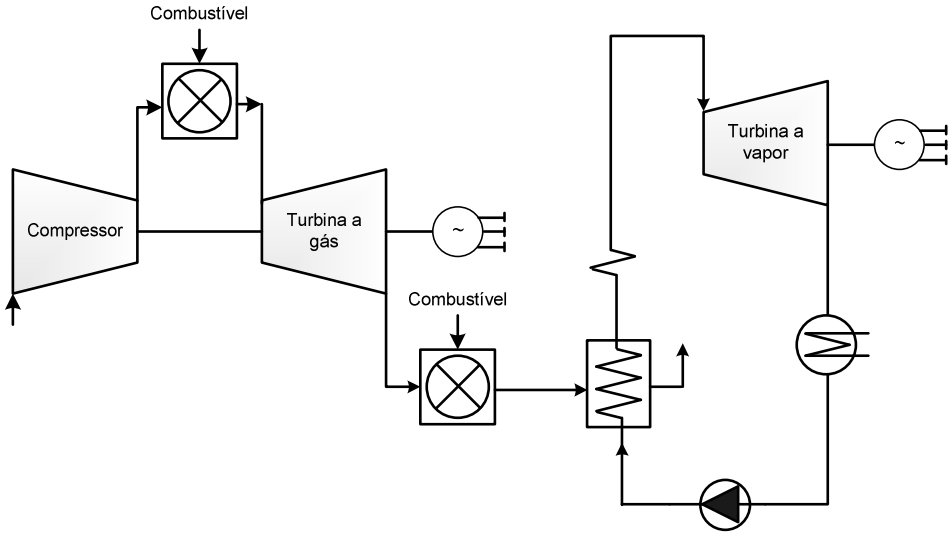


Figura 2. 14 – Usina Termelétrica a ciclo combinado a gás e a vapor em série paralelo. Fonte: Lora e Nascimento (2004b).

2.4.7 Combustíveis das Usinas Termelétricas a Ciclo Combinado

As termelétricas a ciclo combinado podem operar utilizando diferentes combustíveis, sendo alguns exemplos o gás natural, derivados de petróleo, carvão mineral e vegetal, xisto betuminoso, resíduos de madeira e da produção agrícola, bagaço de cana de açúcar, lixo doméstico, urânio, e outros. Nem todos estes combustíveis possuem considerável importância devido a sua baixa utilização. Assim, os de maior representatividade são ressaltados, os quais podem ser agrupados em categorias conforme descrição a seguir, segundo biblioteca do Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor (Idec).

- ***Gás natural:*** é a mistura de hidrocarbonetos gasosos, formados há milhões de anos a partir da decomposição de matéria orgânica fossilizada ao longo de milhões

de anos. Em seu estado bruto, é composto basicamente por metano, etano, propano, butano, hidrocarbonetos mais pesados, CO_2, N_2, H_2S, água, ácido clorídrico, metanol e outras impurezas. Sua combustão libera óxido de nitrogênio e também dióxido de carbono, embora este último em quantidades menores que o petróleo e o carvão.

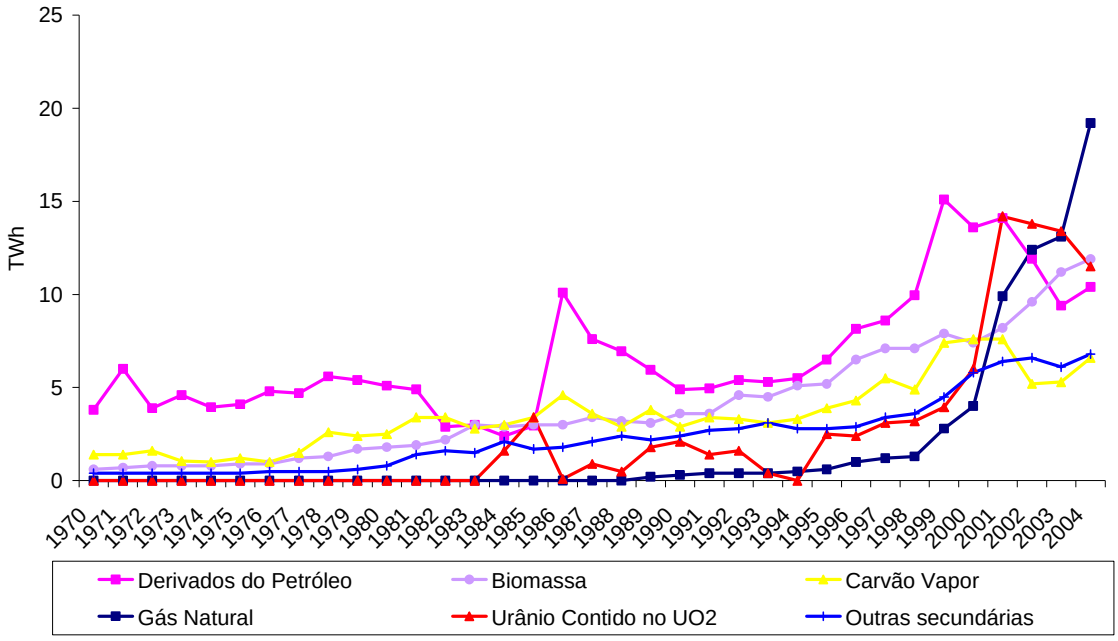
- ***Petróleo:*** As termelétricas também podem operar a partir da queima de derivados de petróleo, os quais são uma mistura de hidrocarbonetos que tem origem na decomposição de matéria orgânica, causada pela ação de bactérias em meios com baixo teor de oxigênio. Ao longo de milhões de anos, essa decomposição foi-se acumulando no fundo dos oceanos, mares e lagos e, pressionada pelos movimentos da crosta terrestre, transformou-se na substância oleosa. Quando queimados, os derivados do petróleo (gasolina, óleo combustível, óleo diesel etc.) produzem gases contaminantes, como monóxido de carbono, óxidos de nitrogênio e dióxido de carbono, que poluem a atmosfera e contribuem para o aquecimento da Terra e para a formação de chuva ácida, entre outros efeitos nocivos.

- ***Carvão mineral:*** Outro combustível muito usado em termelétricas é o carvão mineral – que também se formou a milhões de anos a partir de plantas e animais. É uma complexa e variada mistura de componentes orgânicos sólidos, fossilizados ao longo de milhões de anos, como ocorre com todos os combustíveis fósseis. É o pior combustível não-renovável, pois sua combustão emite grandes quantidades de óxidos de nitrogênio e enxofre, que provocam acidificação (chuva ácida), além de agravar doenças pulmonares, cardiovasculares e renais nas populações próximas. A queima do carvão também libera dióxido de carbono, que contribui para o aumento do efeito estufa. Segundo os dados da Agência Internacional de Energia, até 1997, o carvão era a segunda principal fonte de energia mundial, mas por motivos econômicos e ambientais, que relacionam a queima desse combustível com a acidificação das chuvas e outros efeitos da poluição atmosférica, houve uma redução de 5% no consumo durante a década de 90.

- ***Biomassa:*** é todo recurso renovável oriundo de matéria orgânica (de origem animal ou vegetal) que pode ser utilizada na produção de energia, com a vantagem de ser uma fonte renovável. Dentro dessa categoria estão a lenha, o lixo

residencial e comercial, os resíduos de processos industriais, como serragem, bagaço de cana e cascas de árvores ou de arroz. Atualmente, a biomassa vem sendo cada vez mais utilizada na geração de eletricidade, principalmente em sistemas de co-geração e no suprimento de eletricidade para demandas isoladas da rede elétrica.

Há cerca de 10 anos atrás no Brasil, o cenário em que estava baseada a geração termelétrica era totalmente diferente. A geração de energia proporcionada pelos diferentes combustíveis possuía representatividade característica da época, o qual apontava como a fonte mais utilizada a gerada por derivados de petróleo. A evolução desses valores pode ser visto na Figura 2.15, que evidencia a revolução neste setor, com o gás natural se sobressaindo nos últimos anos.



*UO_2 – Dióxido de Urânio

Figura 2. 15 – Evolução da produção termelétrica no Brasil. Fonte: Plano Nacional de Energia 2030 – PNE (2006)

Segundo Villela e Silveira (2006), o gás natural é considerado um dos combustíveis mais viáveis ambientalmente devido a sua queima, que não produz praticamente nenhuma emissão tóxica. O uso de gás natural como fonte de energia é uma contribuição significativa para o combate ao aquecimento global, uma vez que não emite dióxido de enxofre (SO_2) ou gás carbônico (CO_2), gases causadores de

efeito estufa que são provenientes da queima de combustíveis derivados do petróleo, óleo diesel e carvão mineral. Dessa forma apóia, ainda que indiretamente, o Protocolo de Kyoto[10]. Sua combustão é relativamente limpa e dispensa o tratamento dos produtos lançados na atmosfera. As suas principais vantagens comparativamente aos outros combustíveis são:

- Alto poder calorífico, que reduz o consumo específico da máquina por longos períodos;
- Baixo custo de instalação da planta termelétrica, devido a simplificações no projeto tais como: redução da área de recepção do combustível, eliminação de aquecedores de combustível, simplificação de queimadores e eliminação do sistema de tratamento do gás de exaustão.

Conforme a versão completa do BEN (2007), o gás natural vem apresentando as maiores taxas de crescimento na matriz energética brasileira, tendo avançado de 3,7% (1998) para 9,6% (2006). O gás natural já responde por 17,5% da oferta interna de energia não renovável.

Em decorrência do crescimento de sua importância e das inúmeras vantagens, o trabalho em questão abordará as usinas termelétricas a ciclo combinado utilizando o gás natural como combustível.

2.5 USINAS TERMELÉTRICAS NO BRASIL

Segundo dados do Banco de Informações de Geração – BIG (2007) criado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, o Brasil possui 1.669 usinas em operação[11], que geram 100.177.778 kW de potência, com previsão de acréscimo de

[10] O acordo internacional firmado no Japão vigora desde fevereiro de 2005 e pretende limitar as emissões mundiais de gases de efeito estufa, combatendo o aquecimento global e as mudanças climáticas. As nações industrializadas signatárias devem reduzir até 2012 as emissões em 5% sobre o montante emitido em 1990.

[11] São consideradas usinas em operação aquelas que iniciaram a operação comercial a partir da primeira unidade geradora.

27.630.012 kW proveniente de 110 empreendimentos em construção[12] e 493 outorgados[13]. Destes valores, a representatividade das termelétricas (excetuando-se as usinas termonucleares) é de 21,09% sobre a potência fiscalizada, que leva em conta somente a potência produzida por empreendimentos em operação. Mais detalhes a respeito desses valores podem ser vistos na Tabela 2.2 e na Figura 2.16.

Tabela 2. 2 – Potência e representatividade dos tipos diferentes de empreendimentos no Brasil.

Empreendimentos em Operação				
Tipo	**Quantidade**	**Potência Outorgada (kW)**	**Potência Fiscalizada (kW)**	**%**
Central Geradora Hidrelétrica	214	112.637	112.190	0,11
Central Geradora Eolielétrica	15	239.250	236.850	0,24
Pequena Central Hidrelétrica	289	1.786.280	1.755.649	1,75
Central Geradora Solar Fotovoltaica	1	20	20	0
Usina Hidrelétrica de Energia	158	74.442.295	74.935.994	74,8
Usina Termelétrica de Energia	**990**	**23.689.947**	**21.130.075**	**21,09**
Usina Termonuclear	2	2.007.000	2.007.000	2
Total	**1.669**	**102.277.429**	**100.177.778**	100

Fonte: BIG (2007)

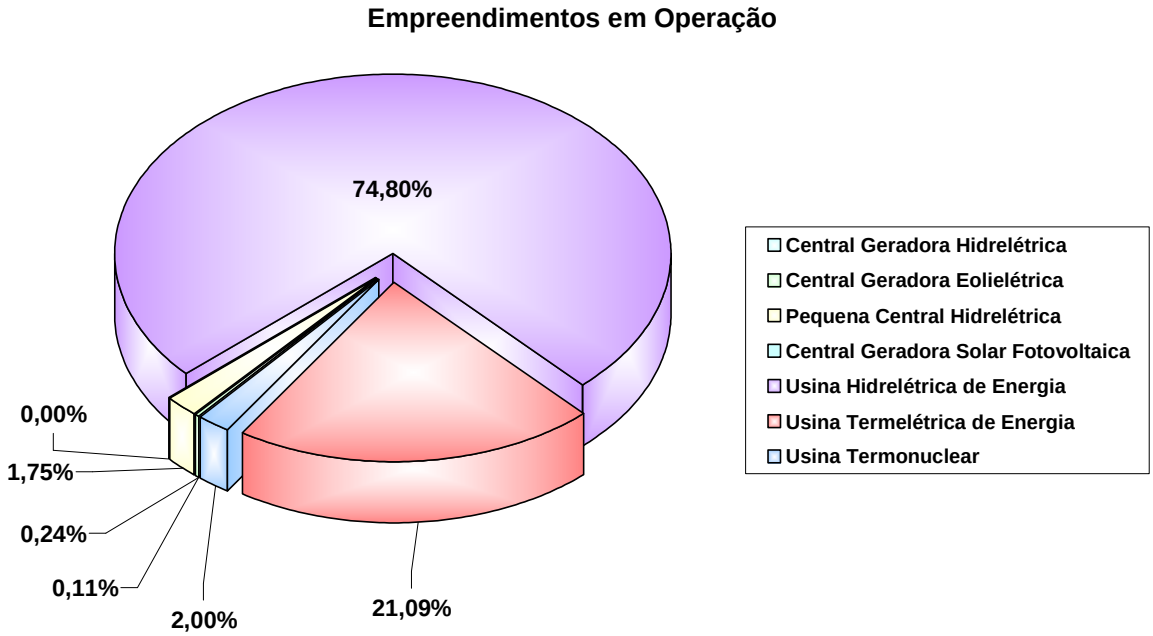


Figura 2. 16 – Gráfico da representatividade dos empreendimentos para geração de energia elétrica no Brasil. Fonte: BIG (2007)

[12] São consideradas usinas em construção aquelas que, após obtida a licença ambiental de instalação deram início as obras locais.

[13] São consideradas usinas outorgadas aquelas que recebem Ato de Outorga (Concessão, Permissão, Autorização ou Registro) e ainda não iniciaram suas obras.

Além desse potencial em operação, existem 22 empreendimentos em construção (do total de 110, representando 21,69%) e 125 outorgados entre 1998 e 2007 (do total de 493, representando 47,45%), que ainda não iniciaram sua construção.

Pode-se observar que ainda grande parte da energia elétrica produzida é proveniente de usinas hidrelétricas, mas esse cenário tem mudado ao longo dos anos conforme o Atlas de Energia Elétrica do Brasil elaborado pela ANEEL (2005). Tal mudança decorreu do esgotamento dos melhores potenciais hidráulicos do país e a construção do gasoduto Bolívia-Brasil, que tem disponibilizado o gás natural como combustível de plantas termelétricas. A localização e potência de algumas termelétricas a gás natural no Brasil podem ser vistas na Figura 2.17.

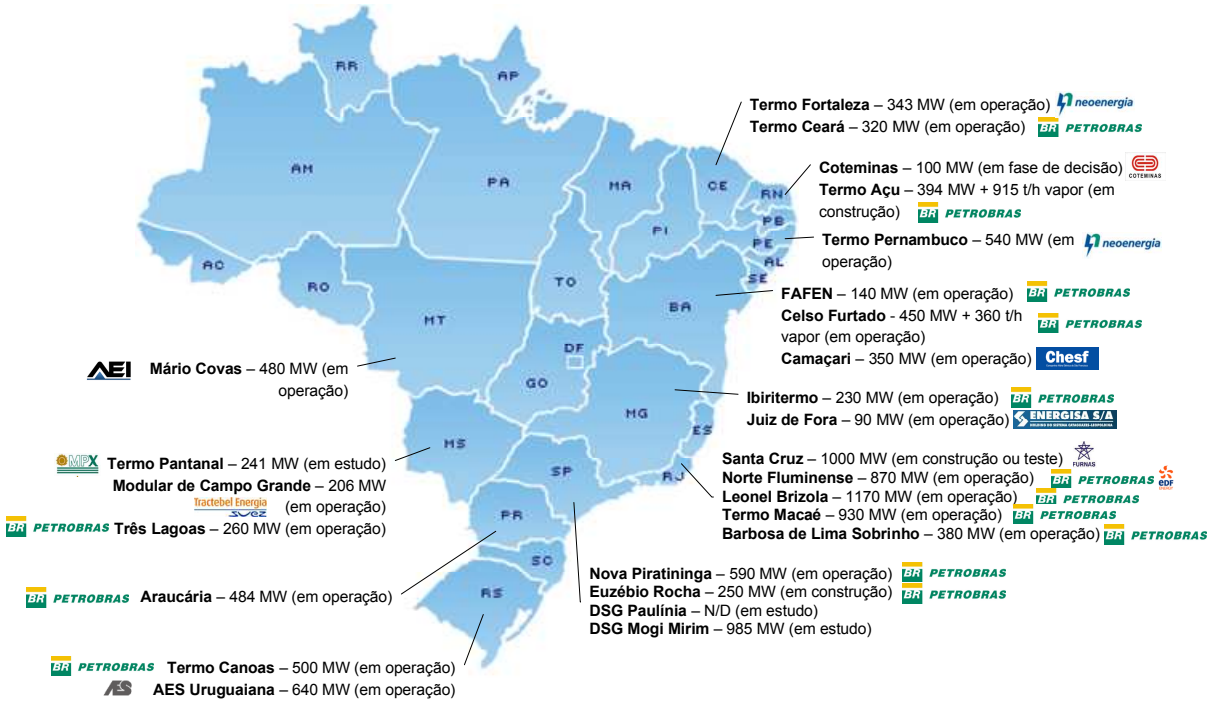


Figura 2. 17 – Usinas termelétricas a gás natural no Brasil, situação em Novembro de 2007. Fonte: Baseado no site da Gasnet. Disponível em: http://www.gasnet.com.br/gasnet_br/termeletricas/term.asp.

A lista de todas as usinas termelétricas instaladas no Brasil que operam com gás natural pode ser vista nos Anexos A, B e C, sendo citadas as plantas atualmente em operação, em construção e outorgadas respectivamente.

No mundo, o gás natural possui reservas espalhadas, estando grande parte concentrada na região do Oriente Médio (Figura 2.18), conforme Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030, 2006), informação coletada da *British Petroleum* (BP, 2006), empresa britânica de energia. Deste estudo também se concluiu que os maiores consumidores desse tipo de energia são os grandes produtores.

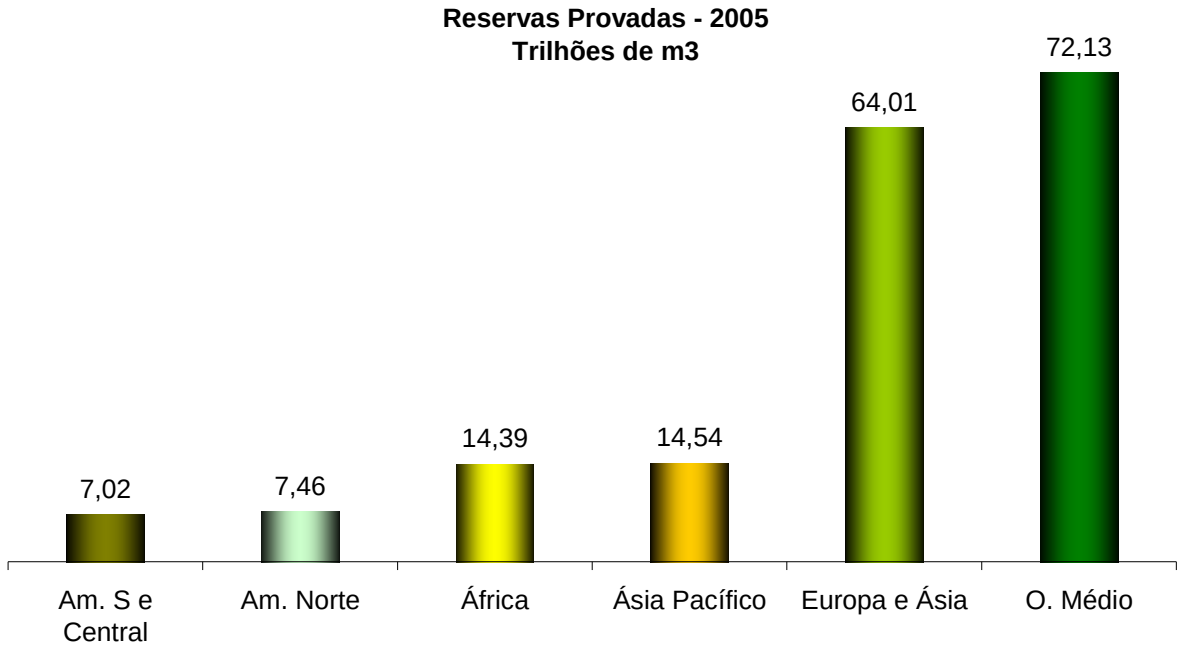


Figura 2. 18 – Reservas de gás natural no mundo. Fonte: Plano Nacional de Energia 2030 (2006).

Conforme o Plano Decenal de Energia Elétrica (PDEE, 2006), a participação do gás natural na geração de energia elétrica mundial é considerável e tende a aumentar dentro de alguns anos, como mostra a Figura 2.19.

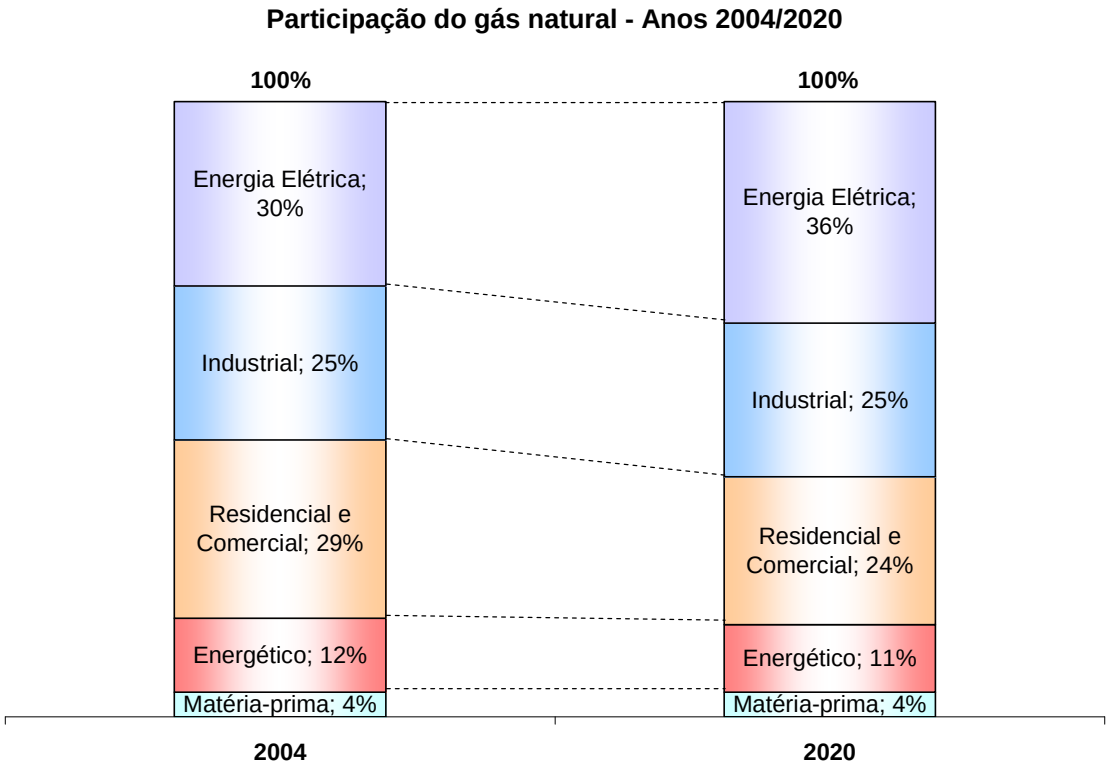


Figura 2. 19 – Participação do gás natural no mundo por segmentos, em dois momentos. Fonte: Plano Nacional de Energia 2030 (2006).

3 ABORDAGEM DO TRABALHO

Conforme citado no início do trabalho, este estudo será dividido basicamente em quatro abordagens: operacional, financeiro, de manutenção e de meio ambiente. A diferenciação em abordagens distintas se mostrou necessária uma vez que a delimitação facilita a análise dos pontos a serem avaliados.

3.1 ESCOLHA DAS ABORDAGENS

As abordagens foram escolhidas visando os pontos importantes no âmbito competitivo de empresas geradoras de energia elétrica. A abordagem operacional visa avaliar o andamento da planta termelétrica; a financeira tem como objetivo analisar a saúde financeira da empresa, atratividade do negócio, receita e lucro, fluxo de caixa, taxa de retorno, entre outros; a de manutenção estuda os custos associados às práticas de manutenção, paradas programadas e aplicação de políticas sobre a empresa (manutenção preventiva, corretiva, por exemplo); finalmente, a ambiental dispõe-se a verificar as emissões e efluentes liberados pela planta permitindo assim a detecção de possíveis problemas nos processos ou perda de eficiência dentro do sistema.

3.2 CONCLUSÕES DESEJADAS

Com o estudo realizado, deseja-se obter informações e definir índices com os quais seja possível a avaliação do andamento da planta termelétrica a partir somente desses valores.

A partir da emissão de NO_x por exemplo, deve ser possível saber se a usina está operando conforme o desejado, se há problemas no maquinário e se a emissão é muito elevada no âmbito das usinas termelétricas, informação de cunho competitivo.

4 ÍNDICES DE DESEMPENHO

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Medições de desempenho têm sido utilizadas para o gerenciamento de instalações fabris por séculos, a fim de reavaliar suas atuais potencialidades operacionais. Tais medidas têm sido usadas para analisar o desempenho departamental e corporativo, direcionando ações para aproximar o desempenho obtido em relação ao planejado.

Em muitas instalações industriais, os índices de desempenho estão relacionados à segurança (número de acidentes), ao meio ambiente (quantidade de emissões), custos (porcentagem de orçamentos departamentais envolvidos), e produção (comparação com o resultado da produção atual versus almejada). Estas medidas são necessárias para determinar não somente se os recursos e custos estão sendo bem gerenciados para alcançar a meta de produção, mas também se o patrimônio e a planta permanecem operando saudavelmente. Além disso, estas medidas fornecem a garantia se a política do patrimônio no local hoje não limita as potencialidades para desenvolvimento futuro.

Assim, para determinar quais serão estas medidas de desempenho para um dado sistema (no caso em estudo, uma usina termelétrica) é de extrema importância definir inicialmente o conceito da palavra propriamente dita, para que seja possível defini-las da melhor maneira a fim de que cumpram com o propósito ao qual foram criadas.

4.1.1 Índices de desempenho

Inicialmente, o conceito de “índices de desempenho” será apresentado ilustrando o significado de “índices”, seguido da definição de “desempenho”, para então haver a junção dos dois conceitos, conforme a abordagem do trabalho.

Os índices podem ser definidos de diversas maneiras, dependendo de seu campo de atuação e abordagem em estudo. Antes de se definir “índice”, releva-se a necessidade da distinção entre “indicadores” e “índices”, que auxiliará na compreensão do trabalho ao longo de seu desenvolvimento. Estes conceitos muitas vezes são confundidos, e possuem diferenças sutis como será visto a seguir.

Segundo Fundação para o Prêmio Nacional de Qualidade (PNQ, 2007), indicadores são: “[...] dados que quantificam as entradas (recursos ou insumos), os processos, as saídas (produtos), o desempenho de fornecedores e a satisfação das partes interessadas”. Logo, o indicador é uma ferramenta qualitativa e quantitativa utilizada para obter informações sobre características, atributos e resultados de um produto, processo ou serviço, em um intervalo de tempo pré-definido.

Os índices são componentes básicos dos indicadores, representando o padrão de medida ou unidade de medida dos indicadores, permitindo uniformidade, estabelecimento de metas e acompanhamento. Assim, são os responsáveis em quantificar e classificar as variáveis em estudo, numericamente e dentro de faixas de valores a serem interpretadas e compreendidas por todos os interessados.

O trabalho estudará os indicadores, delimitando a abrangência de todos, mas focará nos índices, ou seja, nos valores numéricos normalmente resultantes de relações matemáticas.

Assim como o Brasil possui sua própria instituição de avaliação e concessão de prêmios de qualidade (Prêmio Nacional da Qualidade – PNQ), os Estados Unidos possui o *Malcolm Baldrige National Quality Award*, gerenciada pelo *National Institute of Standards and Technology* (NIST, 2007). Conforme os critérios de Desempenho em Excelência da *Baldrige National Quality Program* (2007), desempenho refere-se a resultados de saída e os frutos obtidos de processos, produtos e serviços, que permitem avaliar e comparar relativamente objetivos, padrões, resultados passados entre outros.

Estes resultados podem ser avaliados segundo critérios competitivos. Slack (1993), avalia os resultados segundo as vantagens em manufatura. São elas:

- **Vantagem de Qualidade:** refere-se a não cometer erros, fazendo produtos sem falhas e de acordo com as especificações pré-definidas.
- **Vantagem de Velocidade:** refere-se à capacidade de realizar o trabalho em menor tempo que a concorrência.

- **Vantagem da Confiabilidade:** refere-se a manutenção de prazos firmados e datas de entrega respeitados.
- **Vantagem de Flexibilidade:** refere-se a aptidão por mudanças e adaptação de novas condições, seja a pedido do cliente, seja a imposição da situação.
- **Vantagem de Custo:** refere-se a produção a custos mais baixos.

Também é possível avaliar os resultados segundo o desempenho organizacional conforme Sink (1985), que é composto de parâmetros inter-relacionados de maneira complexa. São sete as medidas, distintas e não necessariamente mutuamente exclusivas:

- **Eficácia:** relativo à execução das atividades de modo adequado, conforme especificações.
- **Eficiência:** relacionado à realização das atividades da melhor forma possível. É a comparação entre o que se pretendia fazer e o que efetivamente se conseguiu.
- **Qualidade:** relativo ao cumprimento das exigências, especificações, expectativas.
- **Lucratividade:** definido como a relação entre o total de rendimentos (ou em alguns casos, orçamentos) e o total de custos (ou em alguns casos, despesas atuais).
- **Produtividade:** relação entre quantidades produzidas (*outputs*) e as quantidades utilizadas (*inputs*) do mesmo sistema.
- **Qualidade de vida no trabalho:** relacionado ao modo em que as pessoas respondem aos aspectos do sistema de trabalho.
- **Inovação:** relacionado à aplicação da criatividade. É o processo pelo qual são criados novos, melhores e mais funcionais produtos e serviços.

O desempenho pode ser ilustrado por diferentes critérios, como pôde ser visto anteriormente. Assim, ao longo do trabalho a melhor composição de critérios será escolhida para que sejam desenvolvidos os índices.

Enfim, tendo definido “índices” e “desempenho”, a Fundação do Prêmio Nacional de Qualidade (PNQ, 2007) afirma que índices de desempenho compreendem os dados que quantificam as entradas (recursos ou insumos), os processos, as saídas (produtos), o desempenho de fornecedores e a satisfação das partes interessadas. Assim, pode-se concluir que são medidas e valores quantitativos capazes de analisar e comparar características, objetivos, padrões e resultados passados, a fim de serem valores capazes de determinar e delimitar a situação atual da organização internamente (relativo ao seu funcionamento interno) e externamente (relativo a outras organizações similares).

4.2 ÍNDICES SUGERIDOS – ETAPA INICIAL

A determinação dos índices de desempenho precisa ser realizada baseando-se inicialmente na operação da usina termelétrica a gás a ciclo combinado, avaliando-se os possíveis dados a serem retirados para análise (incluindo aqueles citados em normas) e verificando a relevância de cada um deles. Para isso, conforme dito anteriormente, os índices serão definidos e divididos em quatro abordagens distintas, que evidenciam a representatividade e a importância de cada um dos valores analisados.

4.3 ÍNDICES DE DESEMPENHO AMBIENTAL

4.3.1 Aspectos Gerais

As termelétricas movidas a gás operadas a ciclo combinado apresentam diversas vantagens, dentre elas a alta eficiência termodinâmica e a produção de menores impactos ambientais, comparativamente aos ciclos termodinâmicos convencionais. Villela e Silveira (2006) mostram em estudo comparativo a diferença do impacto ambiental resultante da geração termelétrica a partir da combustão a diesel e a gás natural, os quais utilizam a tecnologia do ciclo combinado. O trabalho mostra a comparação entre o material particulado[14], o dióxido de enxofre (SO_2) e o óxido de nitrogênio (NO_x). A conclusão apresentada é que o gás natural produz menos material particulado que o diesel, apresenta uma baixíssima porcentagem de enxofre no SO_2 e gera muito menos NO_x. Além disso, a produção de dióxido de carbono (CO_2) é mais elevada em plantas a diesel que a gás natural.

Os resultados podem ser vistos na Tabela 4.1, que compara estes dois modelos de plantas termelétricas. Nota-se a grande vantagem em termos de emissão atmosférica do uso do gás natural sobre o diesel.

Tabela 4. 1 - Comparação dos resultados da emissão de poluentes entre gás natural e diesel

Emissões Poluentes (kg/kg de combustível)	Diesel	Gás Natural	Diesel/Gás Natural
$(CO_2)_e$	3,21	3,01	1,1
Material Particulado	$13.890.10^{-7}$	$3.309.10^{-7}$	4,6 vezes
SO_2	$9.861.10^{-6}$	-	-
NO_x	$2.778.10^{-6}$	856.10^{-6}	3,3 vezes
CO_2	3,1059	2,7038	1,2 vezes
Total (kg/kg de combustível)	3,1187	2,7070	1,2 vezes
Eficiência Ecológica (%) (ciclo de 54% de eficiência)	91,4	94,4	-

Fonte: Villela e Silveira (2006)

Além disso, a utilização do gás natural reduz o tempo e o número de paradas para manutenção no maquinário, na medida em que as paradas têm implicações tanto no processo produtivo, quanto na qualidade ambiental, uma vez que alguns

[14] Material Particulado abrange Partículas Totais em Suspensão, Partículas Inaláveis e Fumaça.

equipamentos poluem mais durante as operações de partida e de parada do que quando trabalhando em regime normal.

Outra vantagem é que o gás natural, em princípio, é isento de enxofre e de cinzas, o que torna dispensável as custosas instalações de desulfurização e eliminação de cinzas que são exigidas nas usinas térmicas a carvão e a óleo. O problema da chuva ácida é mínimo em uma térmica a gás natural e a contribuição para o aquecimento global, por kW gerado, é muito menor que nas correspondentes a carvão e óleo, por força da melhor eficiência térmica. Como o gás natural é rico em hidrogênio, quando comparado aos demais combustíveis fósseis, a proporção de gás carbônico gerado por sua queima é significativamente menor.

Apesar das vantagens apresentadas no uso do gás natural, seu aproveitamento energético também produz impactos indesejáveis ao meio ambiente, principalmente quando utilizado na geração de energia elétrica.

Segundo estudo contido no Atlas de Energia Elétrica do Brasil elaborado pela ANEEL (2005), um dos problemas durante a operação de uma usina termelétrica movida a gás é a necessidade de um sistema de resfriamento, cujo fluido refrigerante é normalmente a água. Mais de 90% de toda a água utilizada em uma central termelétrica é destinada ao sistema de resfriamento. Isso tem provocado problemas ambientais devido à alta demanda por recursos hídricos, em função do volume de água captada, das perdas por evaporação e do despejo de efluentes.

Em termos de poluição atmosférica, a geração termelétrica a gás natural tem como principais poluentes gerados no processo de combustão o monóxido de carbono (CO), hidrocarbonetos (HCs), dióxido de carbono (CO_2) e óxidos de nitrogênio (NO_x), entre os quais o dióxido de nitrogênio (NO_2) e o óxido nitroso (N_2O) são formados pela combinação do nitrogênio com o oxigênio. O NO_2 é um dos principais componentes do *smog*[15], que produz efeitos negativos sobre a vegetação e a saúde humana, principalmente quando combinado com outros gases, como o dióxido de enxofre (SO_2). O N_2O é um dos gases causadores do chamado efeito estufa e também contribui para a diminuição da camada de ozônio. A presença destes gases na atmosfera contribui tanto para a formação de oxidantes fotoquímicos e chuva ácida, quanto para a intensificação das mudanças climáticas

[15] Mistura de fumaça (contendo vários poluentes) e de nevoeiro, que, sob determinadas condições atmosféricas, se forma sobre os grandes centros urbanos e industriais.

globais, dado que o CO_2 e os HCs estão entre os principais gases causadores do efeito estufa.

Segundo Branco (2005), dentre os poluentes citados, o problema ambiental mais relevante nas instalações a gás natural é o relativo à emissão de óxidos de nitrogênio. Os últimos desenvolvimentos técnicos prevêem o uso de queimadores com injeção de água ou vapor na zona de combustão das turbinas, fato que, além de reduzir a emissão de NO_x, eleva a capacidade produtiva de máquina por aumento do fluxo de massa através da turbina.

Em seu trabalho, Branco (2005) cita que os impactos ambientais de uma usina termelétrica a gás natural podem ser medidos utilizando índices de qualidade ambiental, que podem ser a qualidade do ar, da água, a disposição final de resíduos e emissões nos meios pedo-geológico, geomorfológico, atmosférico e hidrográfico.

4.3.2 Detalhamento do Assunto

Atualmente, uma das principais preocupações das plantas geradoras de energia elétrica é o impacto que sua implantação acarreta sobre o meio ambiente. A legislação nos diversos países estabeleceu regras e leis a serem cumpridas, a fim de controlar os limites de emissão de poluentes, entre outros problemas. Segundo Kehlhofer et al. (1999), as seguintes emissões de uma planta geradora de potência afetam diretamente o meio ambiente:

- Produtos da combustão (gases queimados e cinzas);
- Calor desperdiçado;
- Água desperdiçada;
- Ruído.

A combustão pode produzir os seguintes elementos: H_2O, N_2, O_2, NO, NO_2, CO_2, CO, C_nH_n (hidrocarbonetos não queimados), SO_2, SO_3, poeira, cinzas suspensas, metais pesados e cloretos, sendo que os primeiros três são inofensivos, enquanto os outros podem afetar negativamente o meio ambiente. Os níveis de concentração destas substâncias no gás de exaustão dependem da composição do combustível e

do tipo de instalação, mas quando se obtém maior eficiência na instalação, têm-se menores proporções de emissões por unidade de energia elétrica produzida.

As usinas termelétricas que queimam gás natural produzem baixa emissão de poluentes, sendo que a sua alta eficiência resulta em baixa emissão no ar por MWh de energia elétrica produzida e uma baixa quantidade de calor perdido. A elevada proporção de ar em excesso no processo de combustão geralmente encontrada em turbinas a gás é capaz de praticamente completar a combustão que acontece, resultando em uma baixíssima concentração de elementos não queimados, tais como o monóxido de carbono (CO) ou hidrocarbonetos. Devido também a mínima quantidade de enxofre no gás natural, emissões de SO_x (SO_2, SO_3) são negligenciáveis. Por esta razão, uma planta a ciclo combinado pode ser considerada “amiga” do meio ambiente e bem adequada ao uso em áreas densamente povoadas.

Para plantas que queimam gás natural, as emissões mais relevantes na exaustão são o NO e NO_2. Emissões de NO_x (NO e NO_2) geram ácido nítrico (H_2NO_3) na atmosfera em contato com a umidade ou água que, juntamente com os ácidos sulfúrico e sulfuroso (H_2SO_4 e H_2SO_3) são elementos responsáveis pela chuva ácida. O dióxido de carbono (CO_2) é gerado por queima de combustíveis fósseis e se mantém como o responsável pelo aquecimento global.

4.3.2.1 Emissões de NO_x

A concentração de NO_x atinge equilíbrio no ar em função de sua temperatura. A Figura 4.1 exibe esta relação e a concentração mostrada está em equilíbrio com o ar após atingir um tempo infinito (vppm - *parts by volume per million*).

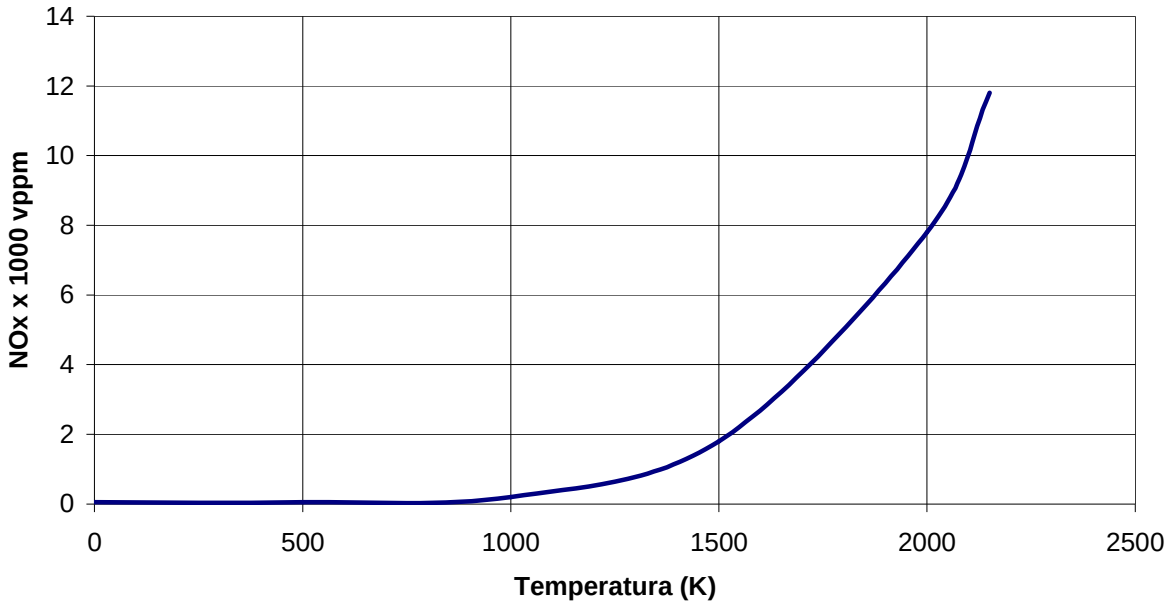


Figura 4. 1 – Equilíbrio de NO_x em função da temperatura do ar. Fonte: Kehlhofer et al. (1999).

A situação no combustor da turbina a gás é diferente, porque a combustão entre o combustível e o ar depende de outros fatores, que afetam a produção de NO_x no combustor. São eles:

- Relação combustível-ar de combustão;
- Pressão de combustão;
- Temperatura do ar na entrada da câmara de combustão;
- Duração da combustão.

Como pode ser visto na Figura 4.1, o NO_x é formado somente quando em temperaturas alta (praticamente temperaturas acima de 1.500 K), que é o caso da chama no combustor. A temperatura da chama depende da proporção de combustível-ar e da temperatura do ar na câmara de combustão, como mostrado na Figura 4.2. A temperatura mais alta é alcançada no caso de combustão estequiométrica, o qual a relação combustível-ar é igual a 1. A Figura 4.3 mostra como concentrações de NO_x dependem da proporção de combustível-ar e as condições de ar na combustão.

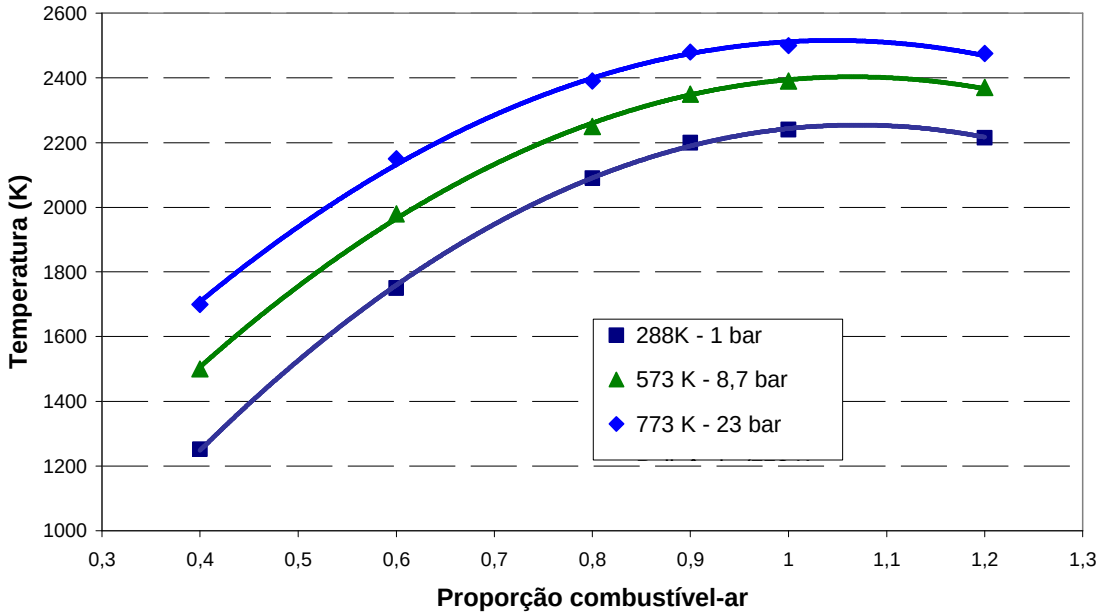


Figura 4. 2 – Temperatura de chama em função da proporção combustível-ar e condições do ar de combustão. Fonte: Kehlhofer et al. (1999).

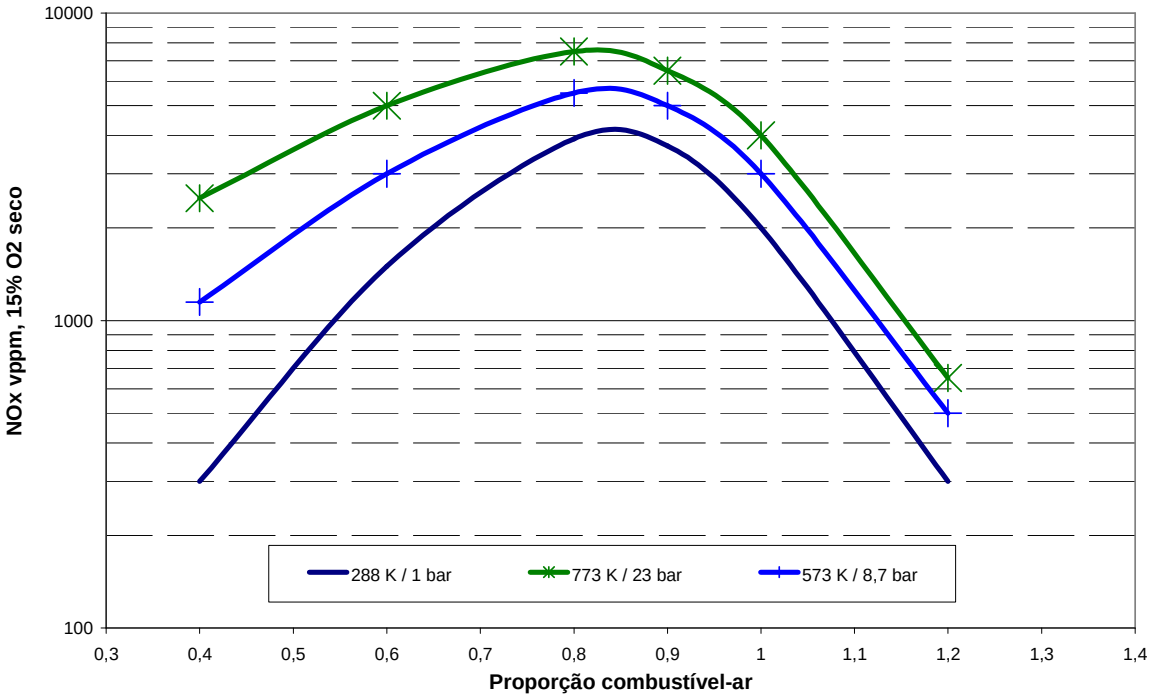


Figura 4. 3 – Concentração de NO_x como função da proporção de combustível-ar e condições do ar de combustão. Fonte: Kehlhofer et al. (1999).

Pode-se verificar que um pico é alcançado quando a proporção é de aproximadamente 0,8. Acima deste nível, a temperatura de chama é maior, mas há

menos oxigênio disponível para formar o NO_x, porque esse oxigênio é utilizado para a combustão. Abaixo deste nível, o NO_x diminui porque a abundância do ar em excesso a cerca da chama diminui a temperatura de chama.

A proporção alta de combustível-ar é benéfica do ponto de vista de NO_x, mas é danosa para a eficiência da combustão, produzindo grandes quantidades de CO e hidrocarbonetos não queimados.

Os combustores de turbinas a gás convencionais com um queimador difuso foram projetados para operar com a proporção combustível-ar de aproximadamente 1 e totalmente carregado, assegurando boa estabilidade na combustão sobre a total faixa de carregamento. Obviamente, emissões de NO_x são altas a menos que precauções especiais sejam tomadas, como monitoramento da qualidade do gás natural por exemplo. Atualmente, queimadores operam a uma baixa proporção combustível-ar, que resulta em baixa emissão de NO_x.

A forma mais simples de reduzir a concentração de NO_x nestes queimadores difusos é esfriar a chama injetando água ou vapor nele. Figura 4.4 mostra os fatores de redução para emissões de NO_x que podem ser atingidos como uma função da quantidade de água ou vapor injetado. A quantidade de água ou vapor injetado é indicada pelo coeficiente Ω (a proporção entre os fluxos de água ou vapor e combustível). Para uma proporção de Ω =1 o típico fator redutor é aproximadamente 6 com água e aproximadamente 3 com vapor. Água é mais eficiente do que vapor porque a evaporação acontece na chama a baixa temperatura, provendo resfriamento efetivo.

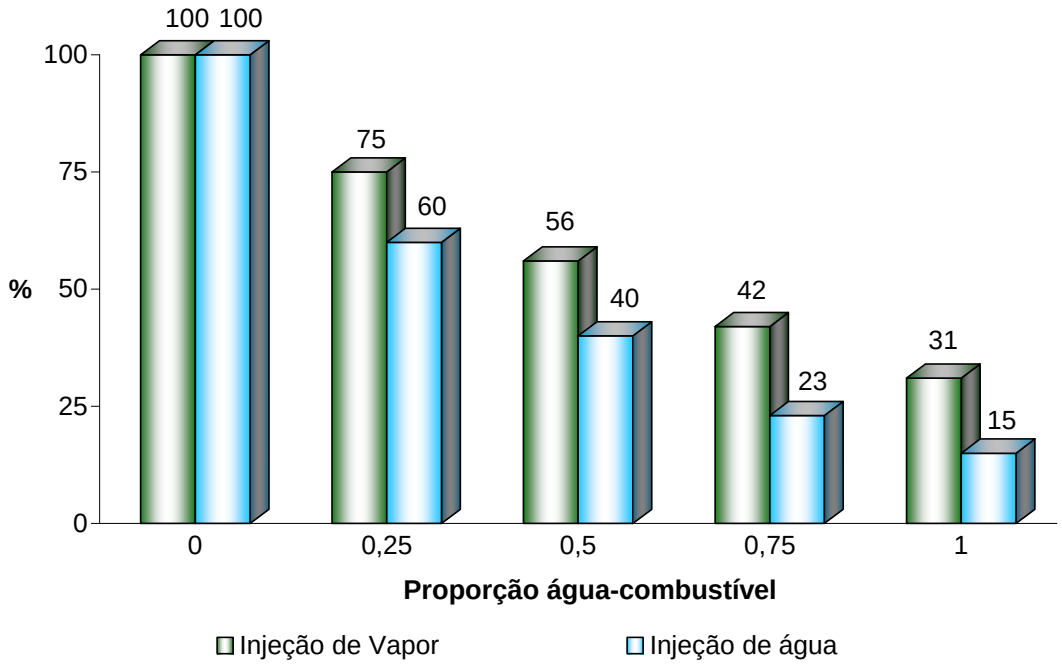


Figura 4. 4 – Fator de redução de NO_x em função da proporção de água ou vapor-combustível em turbinas a gás com combustão difusiva. Fonte: Kehlhofer et al. (1999).

Com este método, é possível atingir níveis de NO_x tão baixos quanto 40 ppm (partes por milhão) (15% de O_2 seco) nos gases de exaustão do gás queimado de turbinas a gás ou de ciclo combinado.

A injeção de vapor ou água é um simples modo de reduzir emissões de NO_x mas acarreta as seguintes desvantagens:

- Grandes quantidades de água desmineralizada[16] são necessárias;
- A eficiência da usina a ciclo combinado é menor, particularmente se a injeção de água é aplicada.

O fato de estes métodos poderem aumentar o resultado da planta (especialmente com injeção de água) pode ser de interesse em plantas com um número baixo de horas operando por ano. Em geral, entretanto, isto não compensa a perda de eficiência e o alto consumo de água.

A Tabela 4.2 mostra como a injeção de vapor e água afeta o resultado e a eficiência de uma planta a ciclo combinado em função da proporção de água ou vapor-combustível. Com uma proporção de Ω =1, as seguintes mudanças no

[16] Água destilada, água com teor muito baixo de sais dissolvidos, praticamente zero.

resultado e na eficiência, comparados com um ciclo seco sem injeção, podem ser consideradas como típicas:

Tabela 4. 2 – Resultado e Eficiência de uma Planta a Ciclo combinado com injeção de água gelada ou vapor comparado com a mesma planta sem injeção.

	Mudança na Eficiência, %	**Mudança no Resultado, %**
Injeção de água, Ω=1	-4,0%	+9,0%
Injeção de vapor, Ω =1	-1,5%	+4,8%

Fonte: Kehlhofer et al. (1999).

As desvantagens inerentes a injeção de vapor ou água tem motivado todos os fabricantes de turbinas a gás a desenvolver combustores que atinjam baixos níveis de NO_x com combustão seca (isto é, sem injeção de vapor ou água).

O princípio básico de se manter baixo o nível de NO_x é para sempre diluir o combustível com o máximo de ar de combustão, para manter uma baixa temperatura de chama, mantendo-se o tempo de residência em zona estreita de combustão quente. Com este “método de baixo NO_x seco” e, queimando-se com gás natural, são atingidos níveis de NO_x de 25 ppm (15% de O_2 seco), através de turbinas a gás modernas e eficientes, de altas temperaturas de queima.

Controles de emissão de NO_x em outros países podem ser vistos no Anexo D, na seção final do trabalho.

4.3.2.2 Emissões de SO_x

Concentrações de SO_2 e SO_3 produzidas dependem somente da qualidade do combustível. A maioria das turbinas a gás utiliza como combustível o gás natural limpo, por isso as emissões de SO_x são desprezíveis.

Se o resultado das emissões de SO_x não são aceitáveis, o modo mais econômico de reduzir as emissões é tratar diretamente o conteúdo de enxofre no combustível removendo enxofre ou misturando o combustível com um outro com baixa quantidade de enxofre.

4.3.2.3 Emissões de CO_2

Qualquer usina que queima combustível fóssil produz CO_2, que é responsável direto pelo aquecimento global. Entretanto, uma moderna planta a ciclo combinado que queima gás natural produz aproximadamente 40% de CO_2 por MWh da eletricidade de uma convencional usina termelétrica que queima carvão devido a duas razões, citadas a seguir.:

- Alta eficiência;
- Uso de gás natural, que é principalmente o metano (CH_4) em oposição ao carvão (C);

Durante os anos 90, com a desregulamentação no mercado de geração de potência no Reino Unido, usinas a ciclo combinado modernas e com alta eficiência que queimam gás substituíram muitas velhas termelétricas que queimavam carvão. Esta substituição trouxe a queda de produção de CO_2/MWh de eletricidade para um terço do valor de uma usina de geração de energia a carvão. Este exemplo mostra que a desregulamentação pode ter em grande efeito ecológico.

Nos Estados Unidos, uma grande quantidade de usinas a carvão instaladas tem funcionado serviço por mais de 30 anos. A menos que o carvão esteja disponível a um baixo custo um efeito similar acontecerá no Reino Unido. Esta é mudança da capacidade para plantas a ciclo combinado a gás enquanto a desregulamentação acontece e para turbinas a gás de plantas de pico para potência de pico no verão.

4.3.2.4 Rejeição de calor desperdiçado

Outra preocupação ambiental é o desperdício de calor que toda usina de potência térmica libera ao meio ambiente, conforme Kehlhofer et al. (1999). Aqui também a alta eficiência da planta a ciclo combinado é uma vantagem: para qualquer quantidade de energia primária, uma grande quantidade de eletricidade ou potência útil é produzida, o que reduz a quantidade de calor desperdiçado para o meio ambiente.

Adicionalmente à quantidade de calor desperdiçado, a forma como o calor é perdido ao meio ambiente é também importante. O efeito ambiental é menor se a usina lança o calor no ar, ao invés de lançá-lo no rio ou mar. Usinas a vapor convencionais freqüentemente dissipam o calor desperdiçado para água por razões de eficiência. A solução mais econômica para plantas a ciclo combinado é freqüentemente dissipar calor para o ar através da torre de resfriamento. O resfriamento do ar direto também é possível, mas traz a redução no resultado e na eficiência juntamente com o aumento dos custos devido ao condensador de ar resfriado.

Uma planta a ciclo combinado necessita somente de metade de água resfriada de uma planta a vapor convencional para um mesmo resultado e um terço disto é requerido para uma estação nuclear.

Uma turbina a gás geralmente não exige quase nenhum resfriamento externo, exceto para o óleo de lubrificação e para o gerador, o que tem contribuído para sua ampla aceitação em países onde a água é escassa. A Tabela 4.3 mostra a quantidade de calor desperdiçado que pode ser dissipado por diferentes tipos de plantas com rendimento elétrico de 1.000 MW. Todos os ciclos a vapor são resfriados com água do rio ou mar.

Tabela 4. 3 – Comparação de calor a ser dissipado em diferentes tipos de estação de 1.000 MW.

Perda de calor	Turbina a gás	Ciclo combinado	Turbina a vapor	Nuclear
Ar	1.500-2.000 MW	130-180 MW	70-100 MW	0 MW
Água	0 MW	550-700 MW	1.100-1.400 MW	1.800-2.200 MW

Fonte: Kehlhofer et al. (1999).

4.3.2.5 Emissão de Ruído

Um dos pontos relativos ao meio ambiente a ser considerado durante o projeto e a construção de uma planta a ciclo combinado é o ruído. Este problema de ruído pode ser resolvido usando um isolamento acústico e equipamento silenciador.

Existe uma distinção na emissão de ruído, sendo dividida em *campo de ruído próximo* e *campo de ruído distante*. Campo de ruído próximo refere-se aos níveis de ruído do maquinário. Campo de ruído distante freqüentemente refere-se ao limite da planta e indicadores de ruído emitidos pela vizinhança. Fontes principais de ruído próximo são a entrada da turbina a gás, a exaustão da turbina a gás ou da caldeira de recuperação (HRSG), a pilha ou torre de resfriamento, ou o condensador de ar resfriado. Operação de desvio de vapor durante partida e parada é uma fonte adicional de ruído.

O ruído é, freqüentemente, um dos problemas durante o processo de licenciamento ambiental de centrais a ciclo combinado. Durante a análise dos efeitos do ruído utilizam-se as residências localizadas num raio de 1 km do empreendimento como “receptores sensitivos”, ou seja, residências que sofrem os efeitos dos ruídos das usinas termelétricas. Podem ser vistas na Figura 4.5 extraída de Lora e Nascimento (2004b) as fontes de ruído em uma usina termelétrica a ciclo combinado e seus níveis em decibéis na Tabela 4.4.

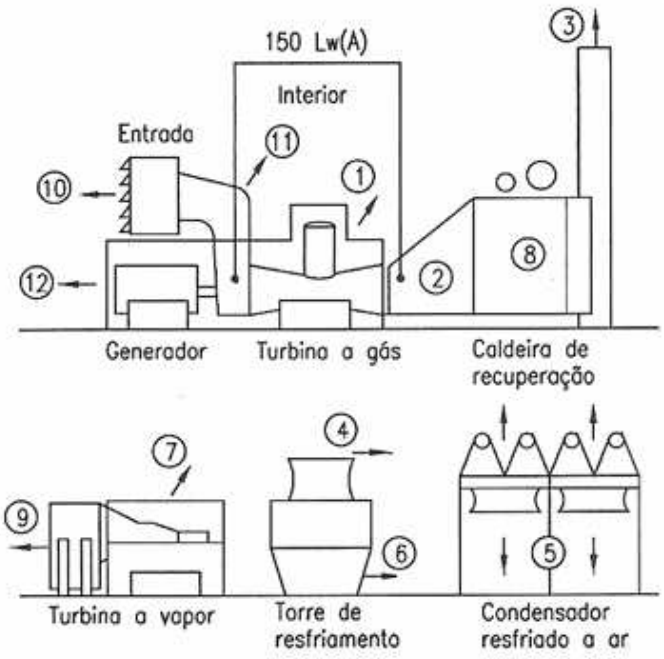


Figura 4. 5 – Principais fontes de ruído em centrais termelétricas. Fonte: Lora e Nascimento (2004b).

Tabela 4. 4 – Níveis típicos de ruído de diferentes fontes em uma central termelétrica a ciclo combinado.

Fonte	dB (A)
1. Invólucro das turbinas a gás	110
2. Duto de entrada da caldeira de recuperação	110
3. Saída da chaminé da caldeira de recuperação	100
4. Exaustão da torre de resfriamento	105
5. Condensador resfriado a ar	105
6. Entrada da torre de resfriamento	105
7. Turbina a vapor (fechada)	98
8. Caldeira de recuperação	98
9. Condensador da turbina a vapor	95
10. Entrada da turbina a gás	94
11. Duto de entrada da turbina a gás	92
12. Invólucro do gerador da turbina a gás	90

Fonte: Lora e Nascimento (2004b).

4.3.2.6 Efluentes Líquidos

Os responsáveis pela usina devem se preocupar não somente com as emissões atmosféricas, mas também com as águas residuais produzidas pela usina. Conforme Moreira (2005), os efluentes líquidos gerados na operação de uma termelétrica são capazes de interagir com o meio ambiente afetando física e/ou quimicamente o solo e águas de subsolo e superfície. As principais fontes de águas residuais na usina termelétrica são listadas a seguir, de acordo com Lora e Nascimento (2005b) e Moreira (2005).

- **Água de resfriamento**

  O sistema de resfriamento é responsável por promover a condensação do vapor de água gerado no processo. Essa água pode ter dois destinos: recircular no sistema ou ser descartada no meio ambiente após única utilização. No primeiro caso a água deve passar pelo processo de purga, que é uma espécie de purificação da água, uma vez que o líquido refrigerante pode formar incrustações. O líquido refrigerante pode então estar contaminado por inúmeros produtos inseridos na água, destinados a combater a corrosão e incrustações. No segundo caso, a água é devolvida ao meio ambiente quase com a mesma

composição de antes, com o acréscimo de elementos provenientes da corrosão interna dos equipamentos e biocidas.

- **Águas residuais dos sistemas de tratamento de água**

As usinas termelétricas necessitam de água tratada para sua operação e água desmineralizada para a produção de vapor. Estes tratamentos são feitos com o auxílio de produtos químicos que contaminam a água, resultando em efluentes potencialmente poluidores.

- **Águas provenientes da drenagem do combustível estocado**

Em usinas a carvão, a chuva atua sobre os estoques de combustível provocando uma drenagem com elevados teores de sólidos em suspensão e baixo pH, ou seja, produzindo um efluente poluidor. As usinas termelétricas a gás natural não possuem este tipo de problema.

- **Água da limpeza das superfícies dos geradores de vapor que queimam óleo combustível; soluções descartadas logo após a limpeza química dos equipamentos térmicos e da sua conservação**

Depósitos que se acumulam nos equipamentos de queima e geração de vapor em uma usina dificultam a troca de calor, sendo então necessária a remoção periódica. Os equipamentos deverão ser limpos periodicamente, utilizando-se para isso compostos químicos, que produzem um efluente líquido potencialmente poluidor.

- **Água do sistema de remoção de cinzas nas centrais termelétricas que utilizam combustíveis sólidos**

Problema detectado em usinas a carvão. A disposição das cinzas em aterros oferece perigos potenciais aos mananciais hídricos, pois as cinzas podem ser arrastadas tanto pelas águas superficiais quanto pelas águas da chuva, atingindo o lençol freático (águas subterrâneas) com substâncias tóxicas. As usinas termelétricas a gás natural não possuem este tipo de efluente.

- **Águas residuais domésticas**

Os efluentes sanitários são constituídos de esgotos orgânicos resultantes de despejos sanitários, lavagem de refeitórios e outros.

- **Águas de chuva**

A drenagem geral refere-se ao líquido que se acumula no chão e nos pátios como resultado das chuvas e da limpeza periódica. A qualidade do efluente varia com a usina, com a época do ano e com o regime das chuvas.

4.3.2.7 Impactos Ambientais das Termelétricas a Ciclo Combinado utilizando Gás Natural

Reis (2001) delimitou os impactos ambientais causados por plantas termelétricas a ciclo combinados operadas com gás natural, evidenciando, também o causador, receptor e a prioridade destes. Estes dados podem ser vistos na Tabela 4.5. Verifica-se que os resíduos produzidos interagem com o homem, o ecossistema e sistemas não-vivos, trazendo vários impactos ambientais.

Tabela 4. 5 – Impactos do ciclo de combustível de termelétricas à Gás Natural e ciclo combinado.

Causador	Receptor	Impacto	Prioridade
1 – Geração de Energia			
1.1 – Impactos sobre os homens			
A – Emissões atmosféricas			
NO_x, monóxido de carbono, gases que originam o ozônio, o HNO_3 e nitratos (particulados secundários)	Público em geral	Problemas respiratórios	Alto
	Qualidade do ar	Perda de visibilidade	Baixo
CO_2 - Efeito estufa e mudança do clima	Público em geral	Efeitos à saúde	Alto
		Perda de trabalho	Alto
	Áreas baixas	Perda de terra, infra-estrutura	Alto
Plumas das torres de resfriamento (ciclo a vapor)	Público em geral	Proliferação de *Legionella pneumophila*[17]	Não provado
		Proliferação de patogênicos intestinais	Não provado

[17] Bactéria causadora de um tipo de pneumonia (legionelose) que é gerada em ambientes de sistemas de refrigeração central, de águas de rio e de lama.

		Perda visual	Desprezível
B - Outros			
Ruído	Público em geral	Perturbação pelo ruído	Baixo
Presença física	Público em geral	Perda visual	Baixo
1.2 – Impactos sobre os ecossistemas terrestres			
A – Emissões atmosféricas			
Gases que originam o ozônio, o HNO_3, e nitratos – acidificação[18]	Florestas	Efeitos diretos sobre a produção de madeira	Alto
		Efeitos na aparência das árvores	Médio
		Interação com pestes	Médio
		Interação com patogênicos	Médio
		Interações com o clima	Médio
		Acidificação do solo	Médio
	Plantações	Efeitos diretos na produção	Alto
		Efeitos diretos na qualidade	Médio
		Interação com pestes	Alto
		Interação com patogênicos	Médio
		Interação com clima	Baixo
	Espécies e habitats	Perda direta de espécies	Alto
		Perda direta de habitats	Alto
		Perda de sustentabilidade	Alto
CO_2 – Efeito estufa e mudança do clima	Agricultura	Perda de produtividade	Alto
		Perda de sustentabilidade (erosão)	Médio
	Florestas	Perda de produtividade	Alto
		Perda de sustentabilidade	Alto
	Ecossistemas naturais (em terra, nas costas, na criosfera)	Perda de sustentabilidade	Alto
		Sobrevivência das espécies	Médio
		Perda de habitat	Médio
Plumas das torres de resfriamento	Agricultura	Redução da produção pelo bloqueio dos raios do sol	Desprezível
1.3 – Impactos sobre os ecossistemas aquáticos			
A – Emissões atmosféricas			
Gases que originam o ozônio, o HNO_3, e nitratos – acidificação	Rios e Lagos	Perda de peixes	Baixo
		Perda de outras espécies aquáticas	Baixo
		Efeitos em espécies não aquáticas	Baixo
		Perda de habitat	Baixo
		Perda de sustentabilidade	Baixo
		Eutrofização	Médio
CO_2, Efeito estufa e mudança do clima	Sistemas de água doce	Variação na disponibilidade de água	Alto

[18] O NO é oxidado em NO_2 por uma variedade de moléculas e radicais livres como o O_3, o HO_2, e o CH_3O. Este, na presença da umidade do ar, produz HNO_3 (ácido nítrico). O mesmo ocorre com o SO2, que pela ação catalítica de metais absorve energia, transforma-se em SO_4, que na presença da umidade do ar vira H_2SO_4 (ácido sulfúrico). Estes são parcial ou totalmente neutralizados pela amônia da atmosfera, caso contrário, ocorre uma precipitação ácida.

		Perda de habitat	Alto
		Efeitos térmicos	Baixo
		Qualidade da água	Alto
	Sistemas marinhos	Perda de habitat	Alto
	Sistemas de estuário	Mudanças na salinidade	Médio
		Perda de habitat	Alto
B – Emissões aquáticas e uso da água – Sistema de resfriamento (ciclo à vapor)			
Descarga térmica	Organismos aquáticos	Qualidade da água	Desprezível
Descarga química[19]	Organismos aquáticos	Qualidade da água	Baixo
1.4 – Impactos sobre os sistemas não vivos			
A – Emissões atmosféricas			
Gases que originam o ozônio, o HNO_3, e nitratos – acidificação	Rochas (de edificações, incluindo concretos e argamassa)	Erosão, falha estrutural	Baixo
		Mudança de coloração	Faltam dados para classificar
		Aparecimento de manchas	Desprezível
	Metais (aço, ferro, zinco)	Corrosão, falha estrutural	Baixo
		Mudança de coloração	Faltam dados para classificar
		Danos a objetos de significância cultural	Faltam dados para classificar
		Aparecimento de manchas	Desprezível
	Polímeros	Falha do selante ou revestimento	Baixo
		Mudança de coloração	Faltam dados para classificar
		Aparecimento de manchas	Desprezível
	Materiais de fino acabamento	Perdas irreparáveis	Faltam dados para classificar
		Danos recuperáveis	Faltam dados para classificar
	Vidro	Perda de transparência	Desprezível
		Aparecimento de manchas	Desprezível
CO_2 – Efeito estufa e mudança do clima	Sistema energético	Mudança na demanda	Alto
	Construções	Recalque	Alto
	Encostas	Desabamento	Baixo
	Suprimento de água	Disponibilidade	Alto
	Construções em áreas baixas	Perda ou dano pelo fluxo de água	Alto
B – Emissões aquáticas e uso da água – Sistema de resfriamento			
Absorção de água	Sistema aquático	Consumo do recurso	Baixo
Descarga térmica	Hidrologia	Sedimentação	Desprezível

[19] Usa-se ácido acético para retirar incrustações das caldeiras, cloro para evitar a formação de limo nos resfriadores, e ácido sulfúrico e clorídrico para estabilizar o pH (sobe o pH) da água de processo (no ciclo à vapor).

Descarga química	Água potável	Qualidade da água	Desprezível
B – Emissões aquáticas e uso da água – Outros sistemas			
Descargas	Água potável	Qualidade da água	Desprezível
2 – Disposição de resíduos (após tratamento)			
A – Emissões atmosféricas			
Poeira	Público em geral	Acúmulo de poeira	Desprezível
Emissões secundárias	Vários	Vários	Desprezível
B – Emissões sobre a água			
Óleos	Público em geral	Qualidade da água	Baixo
	Ecossistemas de água doce	Efeitos tóxicos	Baixo
Resíduos (esgoto) domésticos (*offshore*)	Ecossistemas marinhos	Vários	Baixo
C – Outros			
Aterro do Solo	Ecossistemas naturais	Obstáculo ao desenvolvimento	Baixo
Contaminação do solo	Vários	Vários	Desprezível
Ruído	Público em geral	Perturbação pelo ruído	Baixo
Presença física	Público em geral	Perda visual	Baixo

Fonte: Reis, 2001

Em suma, assim como todos os outros tipos de usinas, as plantas a ciclo combinado também emitem poluentes. Devido à natureza destes poluentes (baixo nível de emissão atmosférica e baixa exigência de resfriamento, poluição por ruídos), usinas a ciclo combinado são menos agressivas que as outras citadas anteriormente, sendo então consideradas “amigas” do meio ambiente e adequadas à geração de potência descentralizada em áreas urbanas.

4.3.2.8 Diretrizes para Avaliação de Desempenho Ambiental

O desempenho ambiental de Indústrias pode ser monitorado segundo algumas diretrizes, como a norma da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), a NBR ISO 14031:2004 – Gestão Ambiental – Diretrizes para Avaliação do Desempenho Ambiental. Esta, como o próprio nome diz, trata das diretrizes para avaliação do desempenho ambiental e a adoção de indicadores de desempenho ambiental. A análise é feita através da Avaliação de Desempenho Ambiental (ADA), que constitui o meio para mensurar a eficácia dos procedimentos de conservação

e/ou otimização do uso dos recursos naturais, bem como das medidas de controle ambiental adotadas, ou a serem adotadas, pela empresa.

Os indicadores para a ADA são divididos em 2 categorias:

- ***Indicadores de Desempenho Ambiental (IDA):*** São divididos também em dois tipos:
  - ***Indicadores de Desempenho Gerencial (IDG):*** Índices de Desempenho Ambiental que fornecem informações sobre esforços gerenciais para influenciar o desempenho ambiental das operações da organização;

  - ***Indicadores de Desempenho Operacional (IDO):*** Índices de Desempenho Ambiental que fornecem informações relacionadas às operações do processo produtivo da empresa com reflexos no seu desempenho ambiental, tais com o consumo de água, energia ou matéria-prima.

- ***Indicadores de Condição Ambiental (ICA):*** Índices que fornecem informações sobre a condição do meio ambiente. Estas informações podem ajudar a organização a entender melhor o impacto ambiental real ou o impacto potencial de seus aspectos ambientais e assim auxiliar no planejamento e na implantação.

Os Indicadores de Desempenho Gerencial (IDG) referem-se a:

- Atendimento aos **requisitos legais**;
- **Utilização eficiente** dos recursos;
- **Treinamento** de equipes;
- Investimento em **programas ambientais**.

Assim, pode-se ver que os IDG's fornecem informações sobre a capacidade e esforços da organização em gerenciar assuntos tais como treinamento, requisitos legais, alocação eficiente, utilização de recursos, gestão de custos ambientais, compras, desenvolvimento de produtos, documentação ou ação corretiva, os quais tenham ou possam ter influência no desempenho ambiental da organização. Convém que os IDG's auxiliem a avaliação dos esforços, decisões e ações da administração para melhorar o desempenho ambiental.

Os Indicadores de Desempenho Operacional (IDO) relacionam-se diretamente com:

- **Entrada de materiais** (matéria-prima, recursos naturais, materiais processados, reciclados e/ou reutilizados);
- **Fornecimento de insumos** para as operações de indústria;
- **Projeto, instalação, operação** (incluindo situações de emergência e operações não rotineiras) e **manutenção** das instalações físicas e dos equipamentos.
- **Saídas** (principais, produtos, subprodutos, materiais reciclados e reutilizados), serviços, resíduos (sólidos, líquidos, perigosos, não perigosos, recicláveis, reutilizáveis), e emissões (emissões para a atmosfera, efluentes para água e solo, ruído) resultantes das operações;
- **Distribuição das Saídas** resultantes das operações.

Os IDO's fornecem à administração informações sobre o desempenho ambiental das operações da organização. Pode ser aplicada basicamente sobre o seguinte sistema (Figura 4.6):

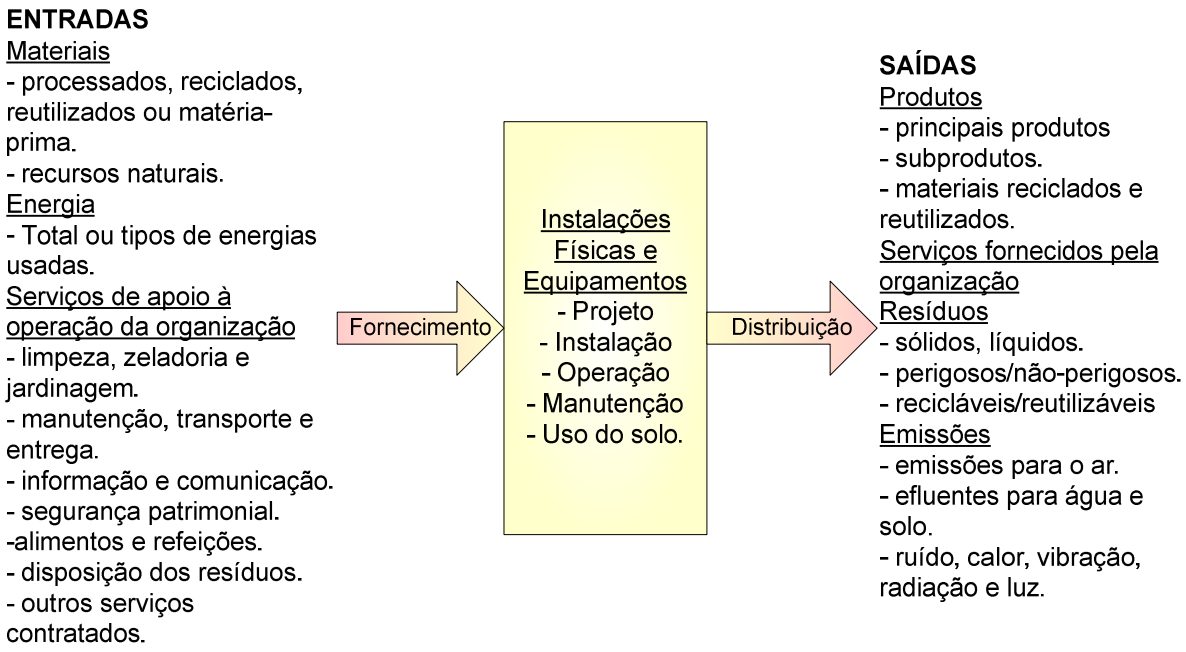


Figura 4. 6 – Operações da organização e campo de atuação do IDO. Fonte: ABNT NBR ISO 14031:2004.

Os ICA's fornecem informações sobre a condição do ambiente local, regional, nacional ou global. A condição do meio ambiente pode mudar ao longo do tempo ou com eventos específicos. Enquanto ICA's não são medições do impacto sobre o meio ambiente, mudanças nos ICA podem fornecer informações úteis sobre o relacionamento entre a condição do meio ambiente e as atividades, produtos e serviços de uma organização.

Os indicadores apresentados até então podem ser utilizados de maneira geral para a avaliação ambiental do empreendimento, do ponto de vista gerencial e operacional.

Além dos indicadores levantados pela norma ISO 14031, pode-se estudar também os índices sugeridos pelas diretrizes internacionais da *Global Reporting Initiative* (GRI, 2006), organização que propõe o único modelo de Relatório de Sustentabilidade[20] aceito internacionalmente. A GRI estabelece diretrizes que procuram conferir credibilidade, rigor, aplicabilidade e comparabilidade das informações contidas nos Relatórios de Sustentabilidade. O relatório da GRI também procura integrar diversas iniciativas alinhadas ao desenvolvimento sustentável, como códigos de conduta (Pacto Global), padrões de desempenho (SA 8000), padrões de

[20] Sustentabilidade é prover o melhor para as pessoas e para o ambiente tanto para o presente como para o futuro. É suprir as necessidades da geração presente sem afetar a habilidade das próximas gerações de suprir as suas.

governança (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico - OECD), sistemas de gestão (ISO) etc.

Para a abordagem em estudo, a GRI enumera alguns índices de desempenho ambiental, essenciais (Ess) ou adicionais (Ad), dentro de alguns aspectos (Tabela 4.6):

Tabela 4. 6 – Índices de desempenho levantados pela GRI.

	Aspecto: Materiais
Ess	EN1 – Materiais usados por peso ou volume
Ess	EN2 – Percentual dos materiais usados provenientes de reciclagem
	Aspecto: Energia
Ess	EN3 – Consumo de energia direta discriminado por fonte de energia primária
Ess	EN4 – Consumo de energia indireta discriminado por fonte primária
Ad	EN5 – Energia economizada devida a melhorias em conservação e eficiência
Ad	EN6 – Iniciativas para fornecer produtos e serviços com baixo consumo de energia, ou que usem energia gerada por recursos renováveis, e a redução na necessidade de energia resultante dessas iniciativas
Ad	EN7 – Iniciativas para reduzir o consumo de energia indireta e as reduções obtidas
	Aspecto: Água
Ess	EN8 – Total de retirada de água por fonte
Ad	EN9 – Fontes hídricas significativamente afetadas por retirada de água
Ad	EN10 – Percentual e volume total de água reciclada e reutilizada
	Aspecto: Biodiversidade
Ess	EN11 – Localização e tamanho da área possuída, arrendada ou administrada dentro de áreas protegidas, ou adjacente a elas, e áreas de alto índice de biodiversidade fora das áreas protegidas
Ess	EN12 – Descrição de impacto significativo na biodiversidade de atividades, produtos e serviços em áreas protegidas e em áreas de alto índice de biodiversidade fora das áreas protegidas
Ad	EN13 – Habitats protegidos ou restaurados
Ad	EN14 – Estratégias, medidas em vigor e planos futuros para a gestão de impactos na biodiversidade
Ad	EN15 – Número de espécies na Lista Vermelha da IUCN e em listas nacionais de conservação com habitats em áreas afetadas por operações, discriminadas por nível de risco de extinção
	Aspecto: Emissões, Efluentes e Resíduos
Ess	EN16 – Total de emissões diretas e indiretas de gases causadores do efeito estufa, por peso
Ess	EN17 – Outras emissões indiretas relevantes de gases causadores do efeito estufa, por peso
Ad	EN18 – Iniciativas para reduzir as emissões de gases causadores do efeito estufa e as reduções obtidas
Ess	EN19 – Emissões de substâncias destruidoras da camada de ozônio, por peso

Ess	EN20 – NO_x, SO_x e outras emissões atmosféricas significativas, por tipo e peso
Ess	EN21 – Descarte total de água, por qualidade e destinação
Ess	EN22 – Peso total de resíduos, por tipo e método de disposição
Ess	EN23 – Número e volume total de derramamentos significativos
Ess	EN24 – Peso de resíduos transportados, importados, exportados ou tratados considerados perigosos nos termos da Convenção da Basiléia – Anexos I, II, III e VIII, e percentual de carregamentos de resíduos transportados internacionalmente
Ad	EN25 – Identificação, tamanho, status de proteção e índice de biodiversidade de corpos d'água e habitats relacionados significativamente afetados por descartes de água e drenagem realizados pela organização relatora
	Aspecto: Produtos e Serviços
Ess	EN26 – Iniciativas para mitigar os impactos ambientais de produtos e serviços e a extensão da redução desses impactos
Ess	EN27 – Percentual de produtos e suas embalagens recuperados em relação ao total de produtos vendidos, por categoria de produto
	Aspecto: Conformidade
Ess	EN28 – Valor monetário de multas significativas e número total de sanções não-monetárias resultantes da não conformidade com leis e regulamentos ambientais
	Aspecto: Transporte
Ad	EN29 – Impactos ambientais significativos do transporte de produtos e outros bens e materiais utilizados nas operações da organização, bem como do transporte dos trabalhadores
	Aspecto: Geral
Ad	EN30 – Total de investimentos e gastos em proteção ambiental, por tipo

Fonte: *Global Reporting Initiative* (GRI, 2006)

Por possuir abordagem geral de toda a empresa e servir basicamente para ditar o modelo para relatórios de sustentabilidade, estes índices serão usados apenas para verificar possíveis pontos não abordados futuramente, quando os índices forem determinados.

4.3.3 Índices de Termelétricas a Ciclo Combinado Baseadas no GRI

As usinas termelétricas monitoram alguns parâmetros de entrada e saída, a fim de avaliar o bom desempenho da planta em relação ao meio ambiente. Assim, a partir do Relatório de Sustentabilidade da Usina Termelétrica de Uruguaiana (AES Uruguaiana, 2005) podem ser levantados alguns índices ambientais, com

respectivos detalhamentos e relações com o GRI[21]. Informações a respeito da Usina de Uruguaiana podem ser obtidas no Anexo F. Pode-se ver também, posteriormente aos índices apresentados, um esquema simplificado dos problemas encontrados em usinas termelétricas (Figura 4.7).

Vazão de Captação de Águas Subterrâneas: A captação de água subterrânea para uso interno da usina termelétrica deve ser estudada, uma vez que esta pode provir de reservas estratégicas de água, sendo prejudicial o seu uso desmedido. Além disso, a ocorrência de um intenso rebaixamento do nível do aqüífero pode comprometer a sua recarga, refletindo, inclusive, em um potencial processo de salinização da água. Os valores do fluxo máximo de vazão de captação de água são definidos localmente, dependendo do local de retirada. Refere-se aos índices **EN20, EN25 e EN29**.

Qualidade das Águas Superficiais: Dependendo da localização da termelétrica, esta pode influir negativamente sobre os corpos hídricos, na forma de poluição por vazamento de produtos químicos ou oleosos, provenientes da atividade de geração. A utilização de medições periódicas da qualidade da água pode detectar um mau desempenho de equipamentos dentro da usina, sendo de grande importância então para o controle da operação. Refere-se ao **EN20**.

Qualidade dos Efluentes: Os efluentes lançados pela usina são provenientes basicamente de três correntes de geração: tratamento da água, separador de água/óleo e sanitário. A detecção de efluente com padrão de qualidade diferente do fornecido pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente – CONAMA pode representar o desempenho ineficiente de algum processo dentro da usina. Refere-se ao **EN12**.

Índices de Emissões Atmosféricas: São diversas as emissões resultantes da operação da usina termelétrica. Em decorrência disso, faz-se necessário o monitoramento destes valores, sendo medida a qualidade das emissões e possíveis desvios nos padrões estipulados. Para a usina em questão, o máximo de

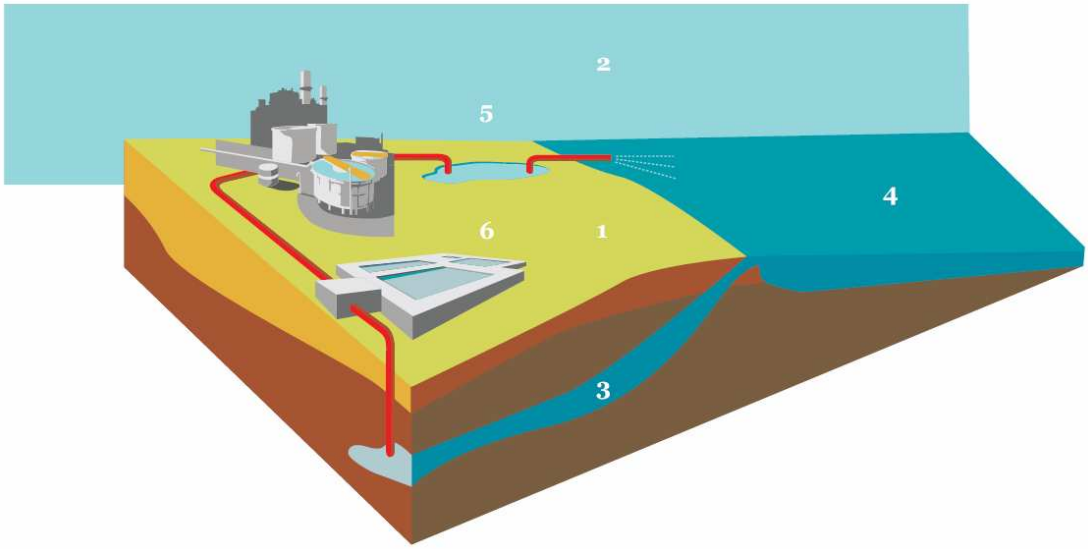
[21] O Relatório de Sustentabilidade da Usina Termelétrica de Uruguaiana utiliza como base as diretrizes do GRI. A notação dos índices utilizada é diferente da apresentada no item anterior. Isso se dá possivelmente pela diferença entre as versões do GRI. A definição de cada índice será então colocada posteriormente, no Anexo E.

concentração de NO_x permitido pelos padrões legais é de 60,8 ppm (partículas por milhão), ou 125 mg/m^2 (como consta no licenciamento ambiental). Em relação ao material particulado, o máximo de emissão permitido é de 50 mg/m^2. A análise da qualidade do gás que é queimado na termoelétrica também pode ser medida, com a utilização de equipamento especializado, que é o caso, por exemplo, do cromatógrafo. Refere-se ao índice **EN10**.

Ruídos: O ruído gerado pelos equipamentos da usina pode afetar a vida das comunidades próximas, caso esteja além dos padrões legais estipulados. Assim, o monitoramento do nível de ruído e manutenção deste dentro dos padrões legais é um ponto importante a ser realizado. Refere-se ao **EN14**.

Aumento do Consumo de Materiais: Em usinas termelétricas, há o controle da utilização de produtos químicos, uma vez que a ocorrência de vazamentos provocaria problemas ao meio ambiente. Assim, o consumo de produtos como óleo, soda cáustica, hipoclorito de sódio, nitrogênio, hidrogênio e ácido sulfúrico são monitorados a fim de se antever a uma possível ineficiência do processo, que gera problemas ambientais. Refere-se ao índice **EN1**.

Controle do Descarte de Resíduos: O problema que todas as grandes indústrias possuem é o descarte de seus resíduos. A destinação final destes produtos deve ser controlada. Uma quantidade elevada de resíduos produzidos por uma usina termelétrica pode indicar o mau uso do produto ou uma ineficiência em um processo. Refere-se ao índice **EN11**.



1. **Solo**: Vazamentos de óleo e produtos químicos
2. **Ar**: Emissões aéreas (caso as emissões estejam fora dos padrões legais)
3. **Água Subterrânea**: Alteração da qualidade e quantidade de água disponível
4. **Água Superficial**: Alteração na qualidade da água e interferência na vida da fauna aquática (caso o descarte de efluente esteja fora dos padrões legais)
5. **Lagoa de Resfriamento**
6. **Tratamento Primário**

Figura 4. 7 – Localização dos problemas ambientais em uma usina termelétrica. Fonte: Relatório de Sustentabilidade de Uruguaiana (2005).

4.3.4 Legislação Ambiental

A legislação ambiental a qual as plantas termelétricas estão submetidas é definida pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), que é o órgão consultivo e deliberativo do Sistema Nacional do Meio Ambiente – SISNAMA, instituído pela Lei 6.938/81, que dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, regulamentada pelo Decreto 99.274/90. É responsabilidade do CONAMA o estabelecimento de normas, critérios e padrões para o licenciamento de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras, para o controle da poluição e a manutenção da qualidade do meio ambiente, com vistas ao uso racional dos recursos ambientais, principalmente os hídricos, para a declaração de áreas críticas, saturadas ou em vias de saturação, entre outros pontos.

O CONAMA elabora Resoluções, as quais definem limites de emissão, outros valores e características consideráveis e importantes para a operação adequada, com a mínima ou a tolerável degradação do meio ambiente. Para o trabalho em

questão, algumas Resoluções puderam ser selecionadas, visando à determinação de limites e parâmetros avaliados durante a operação de uma usina termelétrica. Todas as Resoluções encontram-se no site da CONAMA (link na seção “Referências”).

4.3.4.1 Resolução CONAMA 382-2006 – Resolução nº.382 de 26 de Dezembro de 2006

Resolução que estabelece os limites máximos de emissão para poluentes atmosféricos para fontes fixas. Possui anexos referentes a limites de emissão para poluentes atmosféricos de diferentes proveniências, dentre elas a de turbinas a gás para geração de energia elétrica. Nesta consta a definição dos limites de emissão para poluentes atmosféricos gerados por turbinas destinadas à geração de energia elétrica, movidas a gás natural ou combustíveis líquidos, em ciclo simples ou ciclo combinado, sem queima suplementar, com potência elétrica acima de 100 MW. Há a determinação dos limites de emissão para poluentes atmosféricos gerados em processos de geração de energia elétrica por turbinas a gás.

4.3.4.2 Resolução CONAMA 008-1990 – Resolução nº.008 de 06 de Dezembro de 1990

Tem como objetivo “estabelecer, em nível nacional, limites máximos de emissão de poluentes do ar (padrões de emissão) para processos de combustão externa em fontes novas fixas de poluição com potências nominais totais até 70 MW (setenta megawatts) e superiores”. “Para efeitos desta Resolução, ficam definidos os seguintes limites máximos de emissão para particular totais e dióxido de enxofre (SO_2), expressos em peso de poluentes por poder calorífico superior do combustível e densidade calorimétrica. consoante a classificação de usos pretendidos definidas pelo PRONAR[22]”.

[22] Programa Nacional de Controle da Qualidade do Ar.

A Resolução 008/1990 fornece valores limites para partículas totais e dióxidos de enxofre (SO_2), discriminados por potência nominal total. Esta Resolução só é válida para os aspectos não abrangidos pela Resolução CONAMA nº. 382 de 26 de Dezembro de 2006.

4.3.4.3 Resolução CONAMA 003-1990 – Resolução nº.003 de 28 de Junho de 1990

Define “padrões de qualidade do ar e as concentrações de poluentes atmosféricos que, ultrapassadas, poderão afetar a saúde, a segurança e o bem-estar da população, bem como ocasionar danos à flora e à fauna, aos materiais e ao meio ambiente em geral”.

São abordadas as partículas totais em suspensão, fumaça, partículas inaláveis, dióxido de enxofre, monóxido de carbono, ozônio e dióxido de nitrogênio, cada qual com seus padrões primários e secundários de qualidade, delimitando a concentração média destes componentes no ar. Ficam também estabelecidas as formas de se medir estes valores através de métodos de amostragem e análise dos poluentes atmosféricos, além da definição dos níveis de atenção, alerta e emergência.

4.3.4.4 Resolução CONAMA 357-2005 – Resolução nº.357 de 17 de Março de 2005

Caracteriza-se por dispor “sobre a classificação dos corpos de água e diretrizes ambientais para o seu enquadramento, bem como estabelece as condições e padrões de lançamento de efluentes, e dá outras providências”. Esta Resolução controla os efluentes das fontes poluidoras, que só podem ser lançados depois de devido tratamento e desde que obedeçam às condições, padrões e exigências dispostos nesta Resolução e em outras normas aplicáveis.

Além disso, a Resolução também determina os padrões de lançamento de efluentes, com os parâmetros utilizados e os valores máximos permitidos.

As usinas termelétricas manipulam a água a fim de evitar problemas acarretados por concentrações inadequadas de elementos químicos durante a operação, e também para prover propriedades interessantes ao processo com a adição de compostos, como o hipoclorito de sódio (agente biocida) e ácido sulfúrico (regulagem de pH), por exemplo, conforme estudo realizado por Carazas e Souza (2004). Essa água passa por diversos tratamentos, havendo então a necessidade de preocupação no momento da liberação, uma vez que possui diversos elementos químicos adicionados ao longo de sua passagem e utilização pela usina. Assim, as termelétricas devem seguir a Resolução para que o lançamento dos efluentes seja feito conforme a legislação a qual está submetido.

4.3.4.5 Resolução CONAMA 001-1991 – Resolução n.º 001 de 08 de março de 1990

Determina que a emissão de ruídos, devido a quaisquer atividades industriais, comerciais, sociais ou recreativas, inclusive as de propaganda política, obedecerá, no interesse da saúde, do sossego público, aos padrões, critérios e diretrizes estabelecidos nesta Resolução. Para tal, os limites devem respeitar a norma NBR 10.152 – Avaliação do Ruído em Áreas Habitadas visando o conforto da comunidade, da Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, enquanto que as medições devem ser efetuadas de acordo com a norma NBR 10.151 – Avaliação do Ruído em Áreas Habitadas visando o conforto da comunidade, da ABNT. Pode-se ver na Tabela 4.7 os níveis de ruído para alguns locais, em decibéis.

Tabela 4. 7 – Tabela de níveis de ruídos por local analisado.

Locais	dB(A)[23]
Hospitais	
Apartamentos, Enfermarias, Berçários, Centros cirúrgicos	35 – 45
Laboratórios, Áreas para uso do público	40 – 50
Serviços	45 – 55
Escolas	
Bibliotecas, Salas de música, Salas de desenho	35 – 45
Salas de aula, Laboratórios	40 – 50
Circulação	45 – 55
Hotéis	
Apartamentos	35 – 45
Restaurantes, Salas de estar	40 – 50
Portaria, Recepção, Circulação	45 – 55
Residências	
Dormitórios	35 – 45
Salas de estar	40 – 50
Auditórios	
Salas de concertos, Teatros	30 – 40
Salas de conferências, Cinemas, Salas de uso múltiplo	35 – 45
Restaurantes	40 – 50
Escritórios	
Salas de reunião	30 – 40
Salas de gerência, Salas de projetos e de administração	35 – 45
Salas de computadores	45 – 65
Salas de mecanografia	50 – 60
Igrejas e Templos (Cultos meditativos)	40 – 50
Locais para esporte	
Pavilhões fechados para espetáculos e atividades esportivas	45 – 60

Notas: a) O valor inferior da faixa representa o nível sonoro para conforto, enquanto que o valor superior significa o nível sonoro aceitável para a finalidade.
b) Níveis superiores aos estabelecidos nesta Tabela são considerados de desconforto, sem necessariamente implicar em risco de dano à saúde.

Fonte: ABNT/NBR 10.152

4.3.5 Outras Fontes de Informações

O Estudo de Impacto Ambiental (EIA) que os empreendimentos devem elaborar para obter o licenciamento ambiental conta com algumas informações sobre o

[23] É a Escala de Compensação A, que representa a sensação de ruído efetivamente percebida pelo ouvido.

impacto ambiental de usinas termelétricas. O EIA é uma exigência legal na implantação de determinados projetos e visa à previsão de como o meio sócio-econômico e ambiental ficará afetado positiva ou negativamente pela implantação do empreendimento em questão. É um estudo multidisciplinar que envolve uma grande gama de profissionais das mais diversas especialidades, pertencentes à empresa especialmente contratada pelo empreendedor para essa finalidade.

Um grande problema apontado por Moreira (2005) é o fato de que muitas vezes os Estudos de Impacto Ambiental apresentados ao órgão competente possuem informações incompletas ou não têm a profundidade adequada para facilitar o processo de análise, exigindo diversas complementações. Por esta razão elas não serão utilizadas, uma vez que existe falta de informações complementares no documento e elas possuírem caráter prévio, ou seja, sendo mais adequadas para empreendimentos em início de operação e não em andamento, fugindo até certo ponto do foco deste trabalho apesar de possuir documentação de renovação de licenciamento (o que a priori entende-se por um empreendimento em funcionamento).

Partindo para estudos de outros países, a Tabela 4.8 refere-se aos padrões de qualidade do ar da Organização Mundial de Saúde publicados em 2000, baseado nos estudos epidemiológicos e de saúde pública, evidenciado por Villela e Silveira (2006).

Tabela 4. 8 – Padrões de Qualidade do Ar da Organização Mundial da Saúde.

Poluente	Concentração	Comentários
NO_x	1 h: 200 µg/m^3 Ano: 40 µg/m^3	Concentração de ar limpo e natural: 1 - 9 µg/m^3 Valor médio Anual na cidade: 20 - 90 µg/m^3 Mínima concentração que afeta pacientes com asma de 30 a 110 min de exposição: 565 µg/m^3 Efeitos respiratórios em crianças durante longo período de tempo em exposição: 50 – 75 µg/m^3
SO_x	1 h: 125 µg/m^3 Ano: 50 µg/m^3	Concentração de ar natural e limpo: 1 – 9 µg/m^3 Valor médio anual na cidade: 20 – 40 µg/m^3 Concentração mínima que afeta pacientes com asma durante 10 min de exposição: 500 µg/m^3 Concentração mínima para efeito adverso por longo período: 100 µg/m^3
Ozônio	8 h: 120 µg/m^3	Concentração de ar limpo e natural: 40 - 70 µg/m^3 Valor médio Anual na cidade: 300 µg/m^3 Mínima concentração que afeta pacientes com asma durante várias horas de exposição: 280 - 340 µg/m^3 Efeitos respiratórios em crianças durante curto período de exposição: 100 µg/m^3

Fonte: Villela e Silveira (2006).

Ainda existem as leis norte-americanas, estabelecidas pela "*Environmental Protection Agency (EPA)*", que fixam níveis máximos permitidos para diversos poluentes atmosféricos em função do tempo de exposição (Tabela 4.9), mostrando também os padrões recomendados pelo "*World Bank*" (Banco Mundial), para uso nas avaliações ambientais de projetos, para os países que não tem padrões locais de qualidade do ar. Além disso, a instituição criou a distinção de padrão primário e secundário, também utilizadas pela Legislação Ambiental Brasileira. O limite primário admite uma margem de segurança considerando os indivíduos mais sensíveis (idosos, crianças, pessoas com problemas respiratórios), enquanto o secundário considera implicitamente os problemas com a saúde humana, focando-se nos danos à agricultura, materiais, vida animal, mudanças climáticas, entre outros.

Tabela 4. 9 – Padrões de Qualidade do ar estabelecidos pela "*Environmental Protection Agency – EPA*" dos EUA e pelo Banco Mundial.

Poluente	Tempo de Amostragem	Padrão Primário (µg/m^3)
Partículas Inaláveis (MP 10)	Media de 24 horas (1) Media aritmética Anual	150 (a) 50 (a)
Material Particulado (MP 2,5)	Media de 24 horas (1) Media aritmética Anual	65 (b) 15 (b)
Material Particulado Total	Media de 24 horas Media aritmética Anual	230 (c) 80 (c)
Dióxido de Nitrogênio	Media de 24 horas Media aritmética Anual	150 (c) 100 (b)
Dióxido de Enxofre	Media de 24 horas (1) Media aritmética Anual	365 (b) 150 (c) 80 (a)
Monóxido de carbono	1 hora (1) 8 horas (1)	40,000 (35 ppm) (b) 10,000 (9 ppm) (b)
Ozônio	1 hora (1) 8 horas (2)	235 (0,12 ppm) (b) 157 (0,08 ppm) (b)
Hidrocarbonetos (menos metano)	3 horas (6h as 9 h)	160 (0,24 ppm C) (b)
Chumbo	Media Aritmética Trimestral	1,5 (b)

(a) EPA e *World Bank* (b) EPA (c) *World Bank*
Notas: (1) Não deve ser excedido mais que uma vez ao ano.
(2) Uma região atende ao padrão de 8 horas de O3 se a média de três anos do quarto valor mais alto (máximas diárias da média de 8h) de cada ano for menor ou igual a 0,08 ppm.
Fonte: Magrini et al.[24] (2001) apud Moreira (2005)

4.3.6 Determinação dos Índices de Desempenho

Dentre todos os índices apresentados no trabalho passado, podem ser definidos alguns índices de desempenho a partir das Resoluções do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), tendo como foco o controle das emissões de NO_x, CO e SO_x, além dos efluentes como a água residual do processo e o ruído. As Resoluções que serão utilizadas a priori são:

- **Resolução CONAMA 382-2006** (Resolução Nº. 382 de 26 de Dezembro de 2006): Estabelece limites máximos de emissão de poluentes atmosféricos para fontes fixas, fixados por poluente e por tipologia de fonte. Possui especificação para poluentes atmosféricos provenientes de turbinas a gás para geração de energia elétrica.
- **Resolução CONAMA 357-2005** (Resolução Nº. 357 de Março de 2005): Dispõe sobre a classificação e diretrizes ambientais para o enquadramento dos

[24] MAGRINI, A.; ROSA, L. Pinguelli; XAVIER, E. E.; SANTOS, M. A. dos; **Monitoração de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Usinas Termoelétricas no Brasil** – Fase de Diagnóstico. Programa de Planejamento Energético - PPE/COPPE/UFRJ. 2001.

corpos de águas superficiais, bem como estabelece as condições e padrões de lançamento de efluentes.

- **Resolução CONAMA 001-1990** (Resolução Nº. 001 de 08 de Março de 1990): Define o regime de emissão de ruídos em decorrência de qualquer atividade industrial, comercial, social ou recreativa, inclusive as de propaganda política. Relaciona-se com a Norma NBR 10.152 – Níveis de Ruído para Conforto Acústico, da Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT e NBR 10.151 – Avaliação do Ruído em Áreas Habitadas visando o conforto da comunidade, da ABNT, que são responsáveis por determinar os limites de ruídos.

4.3.7 Detalhamento dos Índices, Faixas de Valores e suas Classificações

O detalhamento dos índices está contido nas Resoluções da CONAMA, assim como os limites de concentração para os índices definidos.

Os índices escolhidos estão detalhados a seguir.

4.3.7.1 Limites de Emissões Atmosféricas

Conforme Resolução CONAMA 382/2006, alguns valores estão definidos (Tabela 4.10):

Tabela 4. 10 – Limites de emissão para poluentes atmosféricos gerados em processos de geração de energia elétrica por turbinas a gás.

Turbina por tipo de Combustível	NO_x* (como NO_2)	CO*
Gás natural	50 mg/Nm^3 24,3 ppm	65 31,59 ppm

* em base seca e 15% de excesso de oxigênio.
Fonte: Resolução CONAMA 382/2006

Seguindo a informação fornecida pelo documento técnico-científico exposto no Workshop “Geração Termelétrica a Gás Natural” realizado conjuntamente pelo IBAMA e pela PETROBRÁS em Porto Alegre, no período de 25 a 28 de junho de 2001, a comunidade européia segue o “*Protocol to the 1979 Convention on Long-*

Range Transboundary Air Pollution to Abate Acidification, Eutrophication and Ground-Level Ozone", que define limites para emissões de NO_x de turbinas com potência superior a 50 MW, diferenciando as turbinas utilizadas em novos empreendimentos, as de ciclos combinados, e as de instalações pré-existentes. Os valores diferenciados estão na Tabela 4.11.

Tabela 4. 11 – Limites para as emissões de NO_x segundo regulamentos europeus.

Novas instalações		**Instalações Existentes**
Turbinas a gás	***Turbinas a gás em Ciclo combinado***	
50 mg/Nm^3 24,3 ppm	75 mg/Nm^3 36,5 ppm	150 mg/Nm^3 73 ppm

Fonte: IBAMA e PETROBRÁS (2001)

A Resolução não define valores para o material particulado e SO_2 por não possuírem valores consideráveis para a emissão em turbina a gás. Assim, baseando-se no que foi exposto por Carvalho Júnior e Laçava[25] (2003) apud Moreira (2005), baseados nos valores adotados pela "*U. S. Environmental Protection Agency (EPA)*", a agência de proteção ambiental americana, o valor do fator de emissão do material particulado pode ser visto na Tabela 4.12.

Tabela 4. 12 – Valor do fator de emissão do material particulado para o processo de combustão de gás natural em usinas termelétricas.

Processo de combustão	**Fator de emissão**
Gás natural em usinas termoelétricas	240 x 10^{-6} kg/m^3 de gás natural

Fonte: Moreira (2005).

Assim, criando faixas de valor simples e definindo classificações, pode-se montar a Tabela 4.13.

[25] CARVALHO JÚNIOR, João Andrade de; LACAVA, Pedro Teixeira. **Emissões em processos de combustão.** São Paulo, Editora UNESP, 2003.

Tabela 4. 13 – Classificação e faixas de valor para NO_x, CO e Material Particulado.

ÍNDICES DE QUALIDADE DO AR					
Classificação	**NO_x^* (como NO_2)**			**CO^***	**MP**
	Turbinas a gás em novas instalações	**Ciclo combinado em novas instalações**	**Ciclo combinado em instalações existentes**		
Adequada	0-50 mg/Nm^3	0-75 mg/Nm^3	0-150 mg/Nm^3	0-65 mg/Nm^3	0 - 240 x 10^{-6} kg/m^3 de gás natural
Inadequada	Acima de 50 mg/Nm^3	Acima de 75 mg/Nm^3	Acima de 150 mg/Nm^3	Acima de 65 mg/Nm^3	Acima de 240 x 10^{-6} kg/m^3 de gás natural

* em base seca e 15% de excesso de oxigênio.

As faixas de valores são simplificadas (com classificação em apenas duas classes – adequada e inadequada) por não haver informações para se dividir estas em subclasses.

Para os óxidos de enxofre e outros poluentes, por serem menos críticos na operação da usina termelétrica, pode-se utilizar apenas o monitoramento através dos índices de qualidade do ar gerais, como por exemplo, os indicados pela Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental – CETESB, os quais identificam os valores associados à qualidade do ar em relação a diversos poluentes atmosféricos amostrados nas estações de monitoramento.

Segundo a CETESB, o índice de qualidade do ar é uma ferramenta matemática desenvolvida para simplificar o processo de divulgação da qualidade do ar. O índice é utilizado desde 1981, e foi criado usando como base estudos desenvolvidos no Canadá e EUA. Para cada poluente medido é calculado um índice, cuja qualificação, que é uma espécie de nota, é feita conforme a Tabela 4.14:

Tabela 4. 14 – Índice de Qualidade do ar, sua classificação e faixas para cada um dos poluentes atmosféricos.

Qualidade	Índice	MP_{10} ($\mu g/m^3$)	CO (ppm)	NO_2 ($\mu g/m^3$)	SO_2 ($\mu g/m^3$)
Boa	0 - 50	0 - 50	0 - 4,5	0 - 100	0 - 80
Regular	51 - 100	50 - 150	4,5 - 9	100 - 320	80 - 365
Inadequada	101 - 199	150 - 250	9 - 15	320 - 1130	365 - 800
Má	200 - 299	250 - 420	15 - 30	1130 - 2260	800 - 1600
Péssima	>299	>420	>30	>2260	>1600

Fonte: CETESB (2007)

Deve-se ressaltar que estes valores não são medidos na usina termelétrica, e sim nas áreas sob influência, sendo este valor apresentado após a dispersão da emissão atmosférica entre a fonte fixa e a área analisada. Logo, os valores apresentados anteriormente de material particulado, NO_2 e CO e citados nestes índices de qualidade são diferentes, em decorrência desta diferença de abordagem.

Para efeito de divulgação, utiliza-se o índice mais elevado, isto é, a qualidade do ar de uma estação é determinada pelo pior caso. Esta qualificação do ar está associada com efeitos sobre a saúde, independentemente do poluente em questão, conforme Tabela 4.15:

Tabela 4. 15 – Significado da qualificação do ar, baseando-se nos efeitos sobre a saúde.

Qualidade	Índice	Definição
Boa	0 - 50	Praticamente não há riscos à saúde.
Regular	51 - 100	Pessoas de grupos sensíveis (crianças, idosos e pessoas com doenças respiratórias e cardíacas), podem apresentar sintomas como tosse seca e cansaço. A população, em geral, não é afetada.
Inadequada	101 - 199	Toda a população pode apresentar sintomas como tosse seca, cansaço, ardor nos olhos, nariz e garganta. Pessoas de grupos sensíveis (crianças, idosos e pessoas com doenças respiratórias e cardíacas), podem apresentar efeitos mais sérios na saúde.
Má	200 - 299	Toda a população pode apresentar agravamento dos sintomas como tosse seca, cansaço, ardor nos olhos, nariz e garganta e ainda apresentar falta de ar e respiração ofegante. Efeitos ainda mais graves à saúde de grupos sensíveis (crianças, idosos e pessoas com doenças respiratórias e cardíacas).
Péssima	>299	Toda a população pode apresentar sérios riscos de manifestações de doenças respiratórias e cardiovasculares. Aumento de mortes prematuras em pessoas de grupos sensíveis.

Fonte: CETESB (2007).

4.3.7.2 Condições dos Efluentes

Analisando a Resolução CONAMA 357/2005, pode-se verificar que esta determina as condições e padrões de lançamento de efluentes, ou seja, exigências para lançamento dos efluentes de qualquer fonte poluidora. Estes devem ser lançados após tratamento prévio e de acordo com as condições, padrões e exigências disposta nesta Resolução ou em outras normas aplicáveis.

Inicialmente, deve-se levar em conta as classes de qualidade as quais as águas doces, salinas e salobras se enquadram (Figura 4.8). A Resolução estabelece limites individuais para cada substância em cada classe, ou seja, o lançamento da água utilizada e posteriormente tratada das usinas termelétricas a ciclo combinado deve respeitar as condições de cada classe de água.

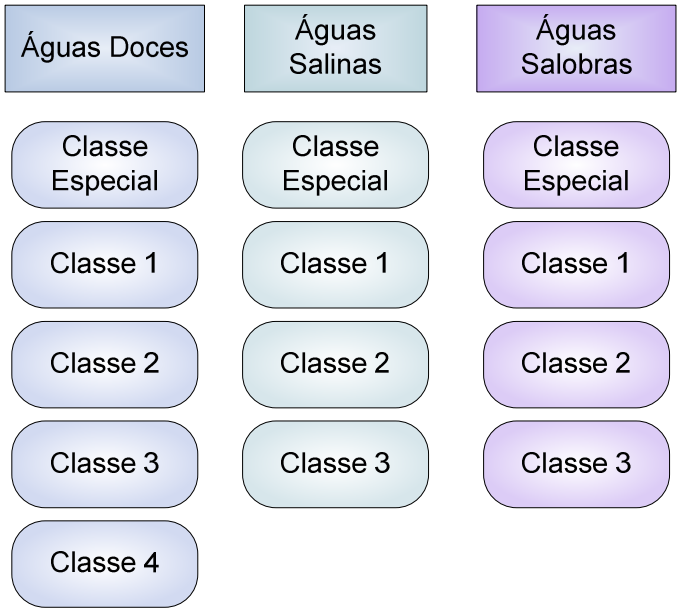


Figura 4. 8 – Classes de qualidade das águas. Fonte: Resolução CONAMA 357/2005.

Para cada uma das classes, há limitações específicas e padrões de qualidade da água. Todas as tabelas podem ser vistas no documento do CONAMA, que pode ser adquirido pelo site (ver seção de *Sites Consultados*).

Além de atender aos padrões acima mencionados, o lançamento de efluentes deverá simultaneamente atender às condições e padrões de lançamento de efluentes, além de outras exigências aplicáveis (Tabela 4.16).

De modo geral, as condições de lançamentos de efluentes são:

- pH entre 5 a 9;
- temperatura: inferior a 40ºC, sendo que a variação de temperatura do corpo receptor não deverá exceder a 3ºC na zona de mistura;
- materiais sedimentáveis: até 1 mL/L em teste de 1 hora em cone Imhoff. Para o lançamento em lagos e lagoas, cuja velocidade de circulação seja praticamente nula, os materiais sedimentáveis deverão estar virtualmente ausentes;
- regime de lançamento com vazão máxima de até 1,5 vezes a vazão média do período de atividade diária do agente poluidor, exceto nos casos permitidos pela autoridade competente;
- óleos e graxas:
    - óleos minerais: até 20mg/L;
    - óleos vegetais e gorduras animais: até 50mg/L; e
- ausência de materiais flutuantes.

Tabela 4. 16 – Valores associados ao lançamento de efluentes – Padrões.

Parâmetros Inorgânicos	Valor Máximo
Arsênio total	0,5 mg/L As
Bário total	5,0 mg/L Ba
Boro total	5,0 mg/L B
Cádmio total	0,2 mg/L Cd
Chumbo total	0,5 mg/L Pb
Cianeto total	0,2 mg/L CN
Cobre dissolvido	1,0 mg/L Cu
Cromo total	0,5 mg/L Cr
Estanho total	4,0 mg/L Sn
Ferro dissolvido	15,0 mg/L Fe
Fluoreto total	10,0 mg/L F
Manganês dissolvido	1,0 mg/L Mn
Mercúrio total	0,01 mg/L Hg
Níquel total	2,0 mg/L Ni
Nitrogênio amoniacal total	20,0 mg/L N
Prata total	0,1 mg/L Ag
Selênio total	0,30 mg/L Se
Sulfeto	1,0 mg/L S
Zinco total	5,0 mg/L Zn

Parâmetros Orgânicos	Valor Máximo
Clorofórmio	1,0 mg/L
Dicloroeteno	1,0 mg/L
Fenóis totais (substâncias que reagem com 4-aminoantipirina)	0,5 mg/L C_6H_5OH
Tetracloreto de Carbono	1,0 mg/L
Tricloroeteno	1,0 mg/L

Fonte: Resolução CONAMA 357/2005

Assim, utilizando a lógica anterior para a criação de faixas e classificação dos índices e sofrendo do mesmo problema de desenvolvimento de subclasses com valores mais delimitados, a usina é considerada “adequada” enquanto cumprir com os valores da Resolução; no momento em que a usina não respeitar os limites anteriormente relacionados, ela é classificada como “inadequada”.

4.3.7.3 Nível de Ruído Admissível

Conforme apresentado anteriormente, as usinas termelétricas a ciclo combinado apresentam níveis de ruídos provenientes de diversas fontes, como por exemplo, os advindos das caldeiras de recuperação, da torre de resfriamento, das turbinas a gás e a vapor, entre outros, que emitem ruídos entre 110 a 90 dB(A).

Adicionalmente a esses dados, foram também apresentados níveis de ruídos tolerados em determinados locais como hospitais, escolas, residências, hotéis, auditórios, escritórios e locais para esporte, que possuem a faixa de tolerância entre 30 a 65 dB(A). Evidentemente, há a preocupação no controle dos ruídos em uma usina termelétrica a ciclo combinado. Projetos acústicos para contenção e amenização dos ruídos e medidas de mitigação podem ser realizados para diminuir estes níveis e torná-los aceitáveis às redondezas da planta termelétricas.

Para efeito de estudo, será fixado como limite de ruído admissível o valor médio de 45 dB(A), também adotado pela norma NBR 10.151 como critério geral. Assim, pode-se montar a Tabela 4.17:

Tabela 4. 17 - Classificação e faixas dos níveis de ruídos.

PADRÕES E CLASSIFICAÇÃO DOS RUÍDOS		
Qualidade	**Faixa, dB(A)**	**Definição**
Boa	Abaixo de 20	Nível sonoro baixo
Confortável	21-45	Nível sonoro de conforto
Desconfortável	46-55	Nível sonoro de desconforto
Má	55-70	Nível sonoro prejudicial à saúde*
Péssima	71-75	Nível sonoro muito prejudicial à saúde**
Crítica	Acima de 75	Nível sonoro extremamente prejudicial à saúde***

* Com início de estresse.
** Estresse crescente, com risco de comprometimento auditivo.
*** Liberação de endorfinas circulantes, perda da audição.
Fonte: Mosci e Diniz, 1997

4.4 ÍNDICES DE DESEMPENHO OPERACIONAL

4.4.1 Aspectos Gerais

A operação de uma usina termelétrica pode ser avaliada utilizando como ferramenta uma norma técnica elaborada pelo "*Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)*" (Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos), uma organização internacional sem fins lucrativos, dedicada ao avanço da teoria e prática da engenharia nos campos da eletricidade, eletrônica e computação. Segundo o próprio site, o IEEE congrega mais de 312.000 associados, entre engenheiros, cientistas, pesquisadores e outros profissionais, em cerca de 150 países.

A norma ANSI/IEEE Std 762-1987 é uma revisão da norma ANSI/IEEE Std 762 de 1980 e apresenta definições de padronização para o uso em divulgação de informações de unidades geradoras elétricas utilizando três conceitos bem definidos: Confiabilidade, Disponibilidade e Produtividade.

Conforme a norma, esses três conceitos são definidos da seguinte forma:

- **Confiabilidade** relaciona-se com as medidas de capacidade de uma unidade de geração desempenhar as suas funções programadas.
- Medidas de **Disponibilidade** estão relacionadas com a fração de tempo que uma unidade é capaz de prover serviço, e leva em conta a freqüência de estados de incapacidade e sua duração.
- Medidas de **Produtividade** estão relacionadas como a produção total da planta com respeito à produção potencial de potência. Por isso, medidas de produtividade consideram a magnitude de estados de incapacidade tão bem quanto à freqüência e duração de estados de incapacidade.

Baseada nessas três idéias, a norma determina uma série de índices de desempenho capazes de medir e qualificar o andamento de uma usina geradora de

potência. Antes de definir estes índices, é necessária a explicação de outros conceitos relativos ao assunto, de extrema importância à compreensão dos parâmetros utilizados posteriormente. Vale ressaltar que, em todo o estudo da norma IEEE 762-1987, as abreviações dos nomes dados aos índices e seus parâmetros serão mantidos, sendo apenas traduzidos os seus significados.

4.4.2 Detalhamento do Assunto

4.4.2.1 Estados do Equipamento

É a condição particular de um equipamento, importante para a coleta de dados sobre seu desempenho. As definições de estado estão mostradas na Figura 4.9.

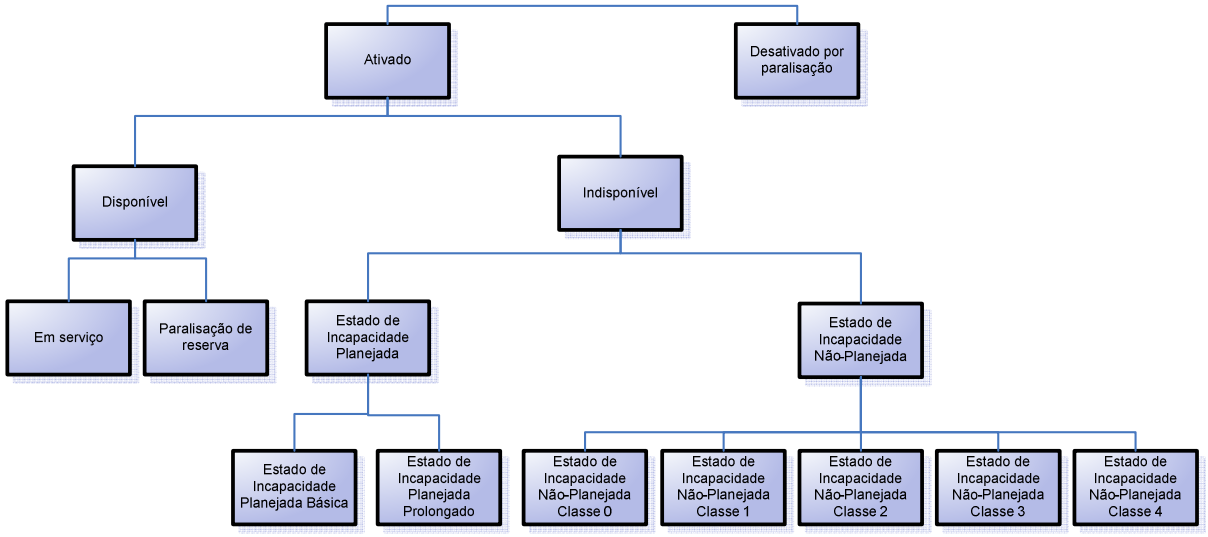


Figura 4. 9 – Relação entre os possíveis estados do equipamento. Fonte: IEEE 762-1987

Algumas explicações de termos e conceitos podem ser vistos na Tabela 4.18.

Tabela 4. 18 – Conceitos básicos do estado de um equipamento.

Nome	Descrição
Ativado	O estado no qual o equipamento está ativo
Disponível	O estado no qual o equipamento é capaz de prover serviço, estando ou não em serviço e sem levar em consideração o nível de capacidade que pode ser provido.
Em serviço	O estado no qual o equipamento é eletricamente conectado no sistema.
Desligamento de reserva	O estado no qual o equipamento está disponível, mas não em serviço.
Indisponível	O estado no qual o equipamento não é capaz de operar por causa de falha operacional ou do equipamento, restrições externas, testes, trabalhos sobre ele desempenhados, ou condições adversas. A indisponibilidade persiste até o equipamento estar disponível para operação, tanto estando sincronizado com o sistema (estado "*in-service*"), ou sendo colocado em desativação por paralisação.
Estado de Incapacidade Planejada	O estado no qual o equipamento está indisponível devido à inspeção, teste, abastecimento ou revisão geral. A parada planejada é previamente agendada.
Estado de Incapacidade Planejada Básica	O estado de incapacidade planejada que é originalmente agendada e de duração pré-determinada.
Estado de Incapacidade Planejada Prolongada	O estado de incapacidade planejada que é a extensão da planejada básica, além da duração pré-determinada.
Estado de Incapacidade Não-Planejada	O estado no qual o equipamento está indisponível mas não no estado de incapacidade planejada
Estado de Incapacidade Não-Planejada Classe 0 (início de falha)	Um estado de incapacidade que resulta de uma tentativa sem sucesso de colocar o equipamento em serviço.
Estado de Incapacidade Não-Planejada Classe 1 (imediato)	Um estado de incapacidade que requer mudança imediata do estado existente.
Estado de Incapacidade Não-Planejada Classe 2 (Atrasado)	Um estado de incapacidade que não requer mudança imediata do seu estado de operação, mas requer que o mude dentro de 6 horas.

Estado de Incapacidade Não-Planejada Classe 3 (Adiado)	Um estado de incapacidade que pode ser adiado além de 6 horas, mas requer que o equipamento seja mudado do seu estado de operação antes do próximo fim de semana.
Estado de Incapacidade Não-Planejada Classe 4 (Futuro)	Um estado de incapacidade que permitirá que o equipamento seja deferido além do próximo fim de semana, mas requer que o equipamento seja mudado do estado de disponível antes do próximo estado de incapacidade planejado.
Desativado por paralisação	O estado no qual o equipamento é indisponível para o serviço por um longo período de tempo por causa da sua remoção por economia ou razões não relacionadas ao equipamento. Sobre esta condição, o equipamento geralmente requer semanas de preparação para tornar-se disponível.

Fonte: IEEE 762-1987

4.4.2.2 Termos de Capacidade do Equipamento

Além da divisão por estados do equipamento, também são utilizados termos que envolvem a capacidade, e podem ser expressos em quantidades brutas ou líquidas como indicado nas Figura 4.10 e Tabela 4.19.

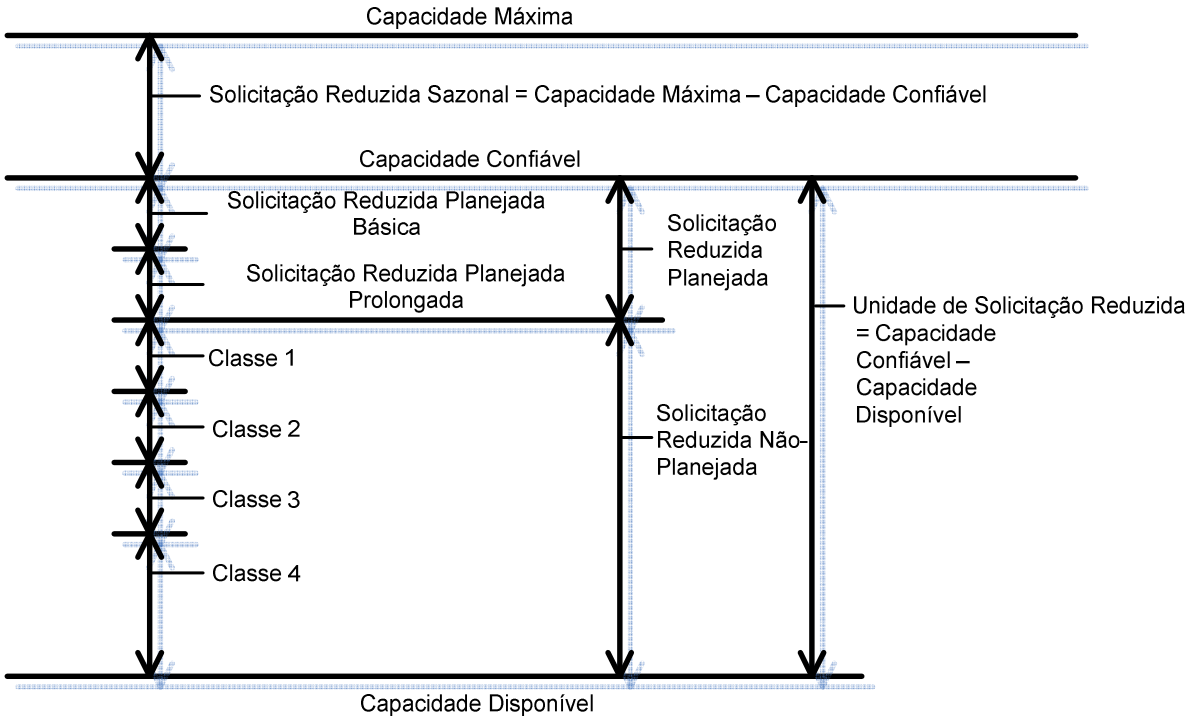


Figura 4. 10 – Níveis de Capacidade do Equipamento. Fonte: IEEE 762-1987

Tabela 4. 19 – Variáveis de Capacidade.

Nome	Descrição
Capacidade Máxima - *Maximum Capacity* (MC)	A máxima capacidade que um equipamento pode suportar em um período de tempo especificado. A máxima capacidade pode ser expressa como máxima capacidade bruta (GMC, do inglês *Gross Maximum Capacity*) ou máxima capacidade líquida (NMC, do inglês *Net Maximum Capacity*).
Capacidade Confiável - *Dependable Capacity*	A máxima capacidade, modificada para as limitações do meio ambiente para um específico período de tempo tal como um mês ou uma época.
Capacidade Disponível - *Available Capacity*	A capacidade confiável, modificada para a limitação do equipamento em qualquer tempo.
Estado de Solicitação Reduzida Sazonal - *Seasonal Derating*	A diferença entre a capacidade máxima e a capacidade confiável.
Estado de Solicitação Reduzida do Equipamento - *Unit Derating*	A diferença entre a capacidade confiável e a capacidade disponível.
Estado de Solicitação Reduzida Planejada - *Planned Derating*	A atividade na parada do equipamento que é agendada previamente.
Estado de Solicitação Reduzida Planejada Básica - *Basic Planned Derating*	O estado de solicitação reduzida planejado que é originalmente agendado e com duração pré-determinada.
Estado de Solicitação Reduzida Planejada Prolongada - *Extended Planned Derating*	O estado de solicitação reduzida planejado que é a extensão do básico além da duração pré-determinada.
Estado de Solicitação Reduzida Não-Planejada - *Unplanned Derating*	A atividade na parada do equipamento que não é planejada. Eventos de paradas não planejadas são classificadas de acordo a urgência com a qual o estado de solicitação reduzida precisa ser inicializado.
Estado de Solicitação Reduzida Não-Planejada, Classe 1 (Imediato) - *Unplanned Derating, Class 1 (Immediate)*	O estado de solicitação reduzida que requer uma ação imediata para a redução da capacidade.
Estado de Solicitação Reduzida Não-Planejada, Classe 2 (Atrasado) - *Unplanned Derating, Class 2 (Delayed)*	O estado de solicitação reduzida que não requer redução imediata da capacidade, mas requer a redução da capacidade dentro de 6 horas.
Estado de Solicitação Reduzida Não-Planejada, Classe 3 (Adiado) - *Unplanned Derating, Class 3 (Postponed)*	O estado de solicitação que pode ser adiado em 6 horas, mas requer a redução da capacidade depois do fim do fim de semana.

Estado de Solicitação Reduzida Não-Planejada, Classe 4 (Futuro) - *Unplanned Derating, Class 4 (Deferred)*	O estado de solicitação pode ser deferido além do fim da próxima semana, mas requer a redução da capacidade antes do próximo estado de solicitação.

Fonte: IEEE 762-1987

4.4.2.3 Termos de Energia

Similar aos termos de capacidade, os termos de energia podem ser expressos em quantidades bruta e líquida, conforme indicado na Tabela 4.20.

Tabela 4. 20 – Variáveis de Energia.

Nome	Descrição
Geração Real - *Actual Generation (AAG)*	A energia que foi gerada por um equipamento em um dado período. A geração real pode ser expressa como geração real bruta (GAAG, do inglês "*gross actual generation*") ou geração real líquida (NAAG, do inglês "*net actual generation*")
Geração Máxima - *Maximum Generation (MG)*	A máxima geração é a energia que poderia ter sido produzida por um equipamento em um dado período de tempo se operado continuamente na capacidade máxima. Ela pode ser expressa em geração máxima bruta (GMG, do inglês "*gross maximum generation*") ou geração máxima líquida (NMG, do inglês "*net maximum generation*").
Geração Disponível - *Available Generation (AG)*	A geração disponível é a energia que poderia ter sido gerada por um equipamento em um dado período se operado continuamente em sua capacidade disponível.
Geração Indisponível - *Unavailable Generation (UG)*	A geração com indisponibilidade representa a diferença entre a energia que poderia ter sido gerada se houvesse operação contínua do equipamento na capacidade confiável e a energia que poderia ter sido gerada se houvesse operação contínua na capacidade disponível.
Geração Indisponível Sazonal - *Seasonal Unavailable Generation (SUG)*	A indisponibilidade na geração sazonal é a diferença entre a energia que poderia ter sido gerada se operasse continuamente na capacidade máxima, e a energia que poderia ter sido gerada continuamente, mas que é afetada pelo meio ambiente, calculada somente durante o tempo em que o equipamento está no estado disponível.

Fonte: IEEE 762-1987

4.4.2.4 Designação de Tempo

Como alguns índices são determinados pelo tempo gasto em cada estado do equipamento, é necessária também a enumeração dos tipos de tempo e suas explicações indicadas na Figura 4.11 e na Tabela 4.21.

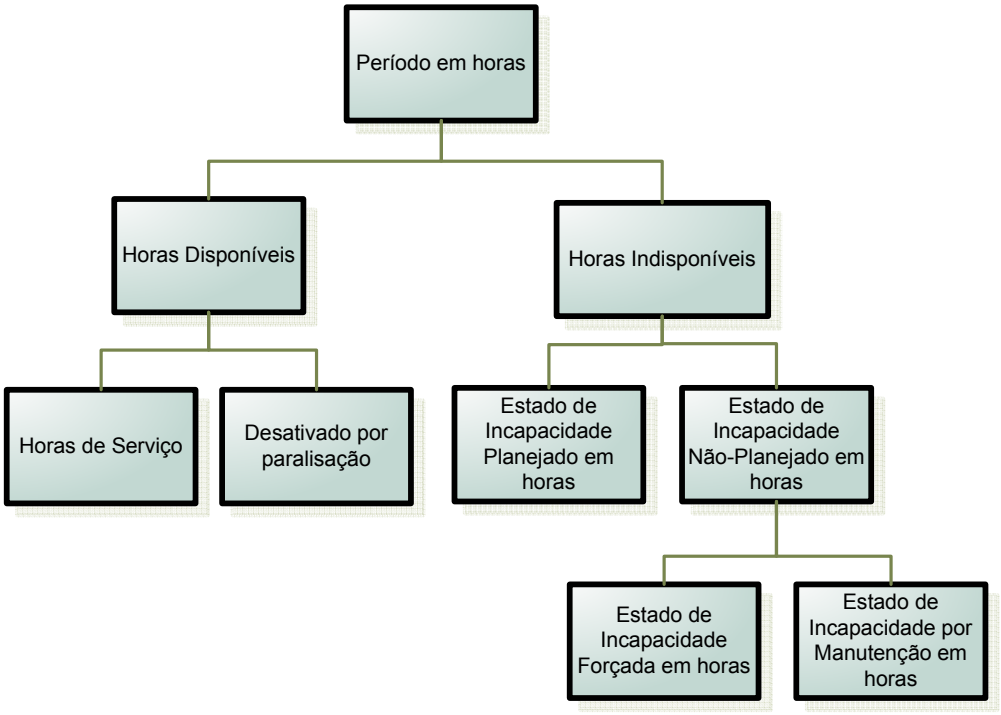


Figura 4. 11 – Tempo gasto nos vários estados. Fonte: IEEE 762-1987

Tabela 4. 21 – Variáveis de Tempo.

Nome	Descrição
Disponibilidade em horas - *Available Hours (AH)*	Número de horas em que o equipamento estava em estado disponível.
Horas de Serviço - *Service Hours (SH)*	O número de horas em que o equipamento estava em estado de serviço (despachada).
Horas de Desligamento de Reserva - *Reserve Shutdown Hours (RSH)*	Horas de desligamento de reserva (a máquina está disponível, mas desligada).
Horas Indisponíveis - *Unavailable Hours (UH)*	O número de horas em que o equipamento está em estado não disponível.
Horas de Estado de Incapacidade Planejada - *Planned Outage Hours (POH)*	O número de horas em que o equipamento estava no estado de incapacidade básica ou prolongada.

Horas de Estado de Incapacidade Não-Planejada - *Unplanned Outage Hours (UOH)*	O número de horas em que o equipamento estava no estado de incapacidade não-planejada de classes 0, 1, 2, 3, ou 4.
Horas de Estado de Incapacidade Forçada - *Forced Outage Hours (FOH)*	O número de horas em que o equipamento estava em estado de incapacidade não-planejada de classes 0, 1, 2 ou 3.
Horas de Estado de Incapacidade por Manutenção - *Maintenance Outage Hours (MOH)*	O número de horas em que o equipamento estava no estado de incapacidade não planejada de classe 4.
Horas de desativação por paralisação - *Deactivated Shutdown Hours (DSH)*	O número de horas em que o equipamento estava em estado desativado por paralisação.
Período em horas - *Period Hours (PH)*	O número de horas em que a unidade estava no estado ativo (seja em serviço, ou desligada, ou parada).

Fonte: IEEE 762-1987

Baseado em todos os dados que foram citados anteriormente, é possível montar a Figura 4.12, que relaciona os termos de tempo e energia.

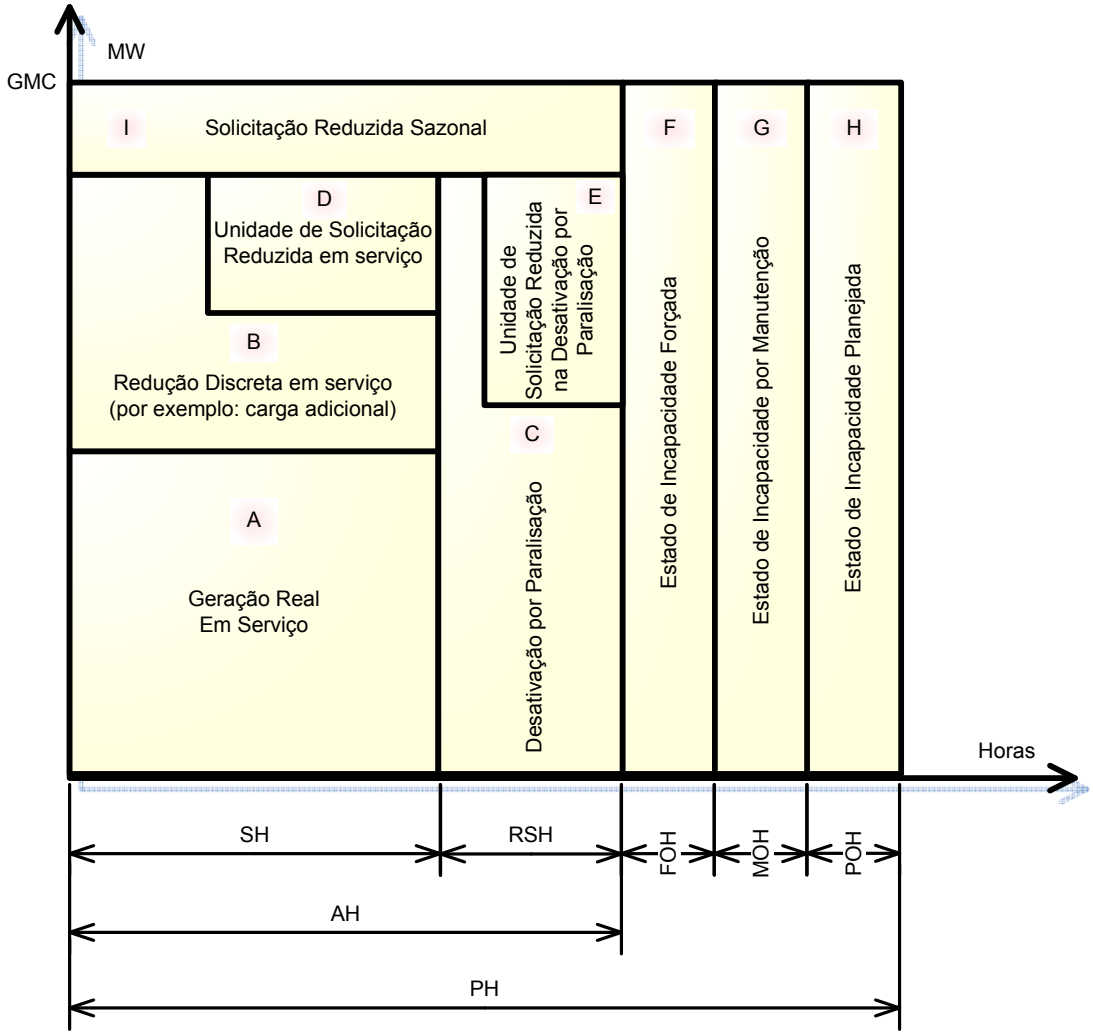


Figura 4. 12 – Relação entre termos de tempo e energia. Fonte: IEEE 762-1987

4.4.3 Valores Tolerados/Encontrados

Tendo explicado todos os conceitos associados com a operação de usinas termelétricas, é possível determinar os índices de desempenho conforme norma IEEE 762-1987.

- **Fator de Estado de Incapacidade Planejado (*Planned Outage Factor* – POF)**

O fator mostra a fração representativa do estado de incapacidade planejada em relação ao período total, eq.**(4)**.

$$POF = \frac{Estado\ de\ Incapacida\ de\ Planejada\ (em\ horas)}{Período\ (em\ horas)} \cdot 100$$

$$POF = \frac{POH}{PH} \cdot 100 \quad \textbf{(4)}$$

- **Fator de Estado de Incapacidade Não-planejado (*Unplanned Outage Factor* – UOF)**

Fator que avalia a fração da parada não planejada sobre o período total, eq.**(5)**.

$$UOF = \frac{Estado\ de\ Incapacida\ de\ Não - Planejada\ (em\ horas)}{Período\ (em\ horas)} \cdot 100$$

$$UOF = \frac{UOH}{PH} \cdot 100 \quad \textbf{(5)}$$

- **Fator de Estado de Incapacidade Forçado (*Forced Outage Factor* – FOF)**

É o fator que mede a relação de tempo em parada forçada sobre o tempo total, eq.**(6)**.

$$FOF = \frac{Estado\ de\ Incapacida\ de\ Forçada\ (em\ horas)}{Período\ (em\ horas)} \cdot 100$$

$$FOF = \frac{FOH}{PH} \cdot 100 \quad \textbf{(6)}$$

- **Fator de Estado de Incapacidade por Manutenção (*Maintenance Outage Factor* – MOF)**

Fator que quantifica a representatividade da parada por manutenção dentro do tempo total, eq.**(7)**.

$$MOF = \frac{Estado\ de\ Incapacida\ de\ por\ Manutenção\ (em\ horas)}{Período\ (em\ horas)} \cdot 100$$

$$MOF = \frac{MOH}{PH} \cdot 100 \quad \textbf{(7)}$$

• **Fator de Indisponibilidade (*Unavailability Factor* – UF)**

Fator que calcula a fração que a indisponibilidade representa dentro do tempo total, eq.**(8)**.

$$UF = \frac{Indisponib\ ilidade\ (em\ horas)}{Período\ (em\ horas)} \cdot 100$$

$$UF = \frac{UH}{PH} \cdot 100$$

$$UF = \frac{POH + MOH + FOH}{PH} \cdot 100 \qquad \textbf{(8)}$$

$$UF = \frac{POH + UOH}{PH} \cdot 100$$

• **Fator de Disponibilidade (*Availability Factor* – AF)**

É o fator que calcula a fração que o tempo de disponibilidade possui dentro das horas totais, eq.**(9)**. A disponibilidade é o tempo em horas no qual o equipamento está no estado disponível.

$$AF = \frac{Disponibil\ idade\ (em\ horas)}{Período\ (em\ horas)} \cdot 100$$

$$AF = \frac{AH}{PH} \cdot 100 \qquad \textbf{(9)}$$

• **Fator de Serviço (*Service Factor* – SF)**

É o fator que mede quanto o serviço em horas representa dentro do tempo total, eq.**(10)**.

$$SF = \frac{Serviço\,(em\,horas)}{Período\,(em\,horas)} \cdot 100$$

$$SF = \frac{SH}{PH} \cdot 100 \qquad \textbf{(10)}$$

- **Fator de Solicitação Reduzida Sazonal (*Seasonal Derating Factor* – SDF)**

A fração da máxima geração que não poderia ter sido produzida devido a solicitações reduzidas sazonais, eq.**(11)**.

$$SDF = \frac{Indisponibilidade\ na\ Geração\ Sazonal}{Máxima\ Geração} \cdot 100$$

$$SDF = \frac{SUG}{MG} \cdot 100 \qquad \textbf{(11)}$$

$$SDF = \frac{ESDH}{PH} \cdot 100$$

- **Fator de Solicitação Reduzida do Equipamento (*Unit Derating Factor* – UDF)**

A fração de máxima geração que não foi produzida devido à solicitação reduzida unitária, eq.**(12)**.

$$UDF = \frac{Geração\ em\ Solicitação\ Reduzida\ do\ Equipamento}{Máxima\ Geração} \cdot 100$$

$$UDF = \frac{DG}{MG} \cdot 100 \qquad \textbf{(12)}$$

$$UDF = \frac{EUNDH}{PH} \cdot 100$$

- **Fator Equivalente de Indisponibilidade (*Equivalent Unavailability Factor* – EUF)**

A fração de máxima geração que não foi produzida devido a solicitações reduzidas e estados de incapacidade planejadas e não-planejadas, eq.**(13)**.

$$EUF = \frac{Unidade\ de\ Geração\ com\ Indisponibilidade}{Máxima\ Geração} \cdot 100$$

$$EUF = \frac{UG}{MG} \cdot 100 \qquad \textbf{(13)}$$

$$EUF = \frac{POH + MOH + FOH + EUNDH}{PH} \cdot 100$$

- **Fator de Disponibilidade Equivalente (*Equivalent Availability Factor* – EAF)**

A fração de geração máxima que poderia ter sido produzida se a única limitação fosse o estado de incapacidade e solicitação reduzida, eq.**(14)**.

$$EAF = \frac{Geração\,Disponível}{Máxima\,Geração} \cdot 100$$

$$EAF = \frac{AG}{MG} \cdot 100 \qquad \textbf{(14)}$$

$$EAF = \frac{AH - \left(EUNDH + ESDH\right)}{PH} \cdot 100$$

- **Fator de Capacidade Bruta (*Gross Capacity Factor* – GCF)**

Fator que mede a capacidade de geração bruta em relação à máxima geração bruta, eq.**(15)**.

$$GCF = \frac{Geração\ Real\ Bruta}{Máxima\ Geração\ Bruta} \cdot 100$$

$$GCF = \frac{GAAG}{GMG} \cdot 100 \qquad \textbf{(15)}$$

- **Fator de Capacidade Líquida (*Net Capacity Factor* – NCF)**

Fator que mede a capacidade de geração líquida em relação à máxima geração líquida, eq.**(16)**.

$$NCF = \frac{Geração\ Real\ Líquida}{Máxima\ Geração\ Líquida} \cdot 100$$

$$NCF = \frac{NAAG}{NMG} \cdot 100 \qquad \textbf{(16)}$$

- **Fator de Produção Bruta (*Gross Output Factor* – GOF)**

É o fator que relaciona a geração atual bruta em um dado período de tempo com as horas de serviço e a capacidade bruta máxima, eq.**(17)**.

$$GOF = \frac{Geração\ Real\ Bruta}{Horas\ de\ Serviço \cdot Máxima\ Capacidade\ Bruta} \cdot 100 \qquad \textbf{(17)}$$

$$GOF = \frac{GAAG}{SH \cdot GMC} \cdot 100$$

- **Fator de Produção Líquida (*Net Output Factor* – NOF)**

É o fator que relaciona a geração atual líquida em um dado período de tempo com as horas de serviço e a capacidade líquida máxima, eq.**(18)**.

$$NOF = \frac{Geração\ Real\ Líquida}{Horas\ de\ Serviço \cdot Máxima\ Capacidade\ \ Líquida} \cdot 100$$

$$NOF = \frac{NAAG}{SH \cdot NMC} \cdot 100 \qquad \textbf{(18)}$$

- **Taxa de Estado de Incapacidade Forçada (*Forced Outage Rate* – FOR)**

Taxa que mede a hora de estado de incapacidade forçada em relação às horas de serviço e essa mesma hora de estado de incapacidade forçada, eq.**(19)**.

$$FOR = \frac{Horas\ \ de\ Estado\ de\ \ Incapacida\ de\ \ Forçada}{Horas\ \ de\ \ Estado\ \ de\ \ Incapacida\ de\ \ Forçada + Horas\ \ de\ \ Serviço} \cdot 100$$

$$FOR = \frac{FOH}{FOH + SH} \cdot 100 \qquad \textbf{(19)}$$

- **Tempo de Serviço Médio no Estado de Incapacidade (*Mean Service Time to Outage*)**
  - **Tempo de Serviço Médio para Estado de Incapacidade Forçada (*Mean Service Time to Forced Outage* - MSTFO)**

$$MSTFO = \frac{Horas\ de\ Serviço}{Número\ de\ Classe\ 1, 2\ e\ 3\ de\ Parada\ \ Não-Planejada\ que\ ocorre\ durante\ o\ serviço} \qquad \textbf{(20)}$$

  - **Tempo de Serviço Médio para Manutenção em Estado de Incapacidade (*Mean Service Time to Maintenance Outage* – MSTMO)**

$$MSTMO = \frac{Horas\ de\ Serviço}{Número\ \ de\ \ Classe\ 4\ de\ Estado\ \ de\ \ Incapacidade\ \ Não-Planejada\ \ que\ \ ocorre\ durante\ o\ \ serviço} \qquad \textbf{(21)}$$

- **Tempo de Serviço Médio para Estado de Incapacidade Planejado (*Mean Service Time to Planned Outage* – MSTPO)**

$$MSTPO = \frac{Horas\,de\,Serviço}{Número\ de\ Estado\ de\ Incapacidade\ Planejada\ que\ ocorre\ durante\ o\ estado\ de\ operação} \quad \textbf{(22)}$$

- **Duração Média de Estado de Incapacidade (*Mean Outage Duration*)**
  - **Duração Média de Estado de Incapacidade Forçada (*Mean Forced Outage Duration* – MFOD)**

$$MFOD = \frac{Horas\ de\ Estado\ de\ Incapacida\ de\ Forçada}{Número\ de\ Classes\ 1, 2\ e\ 3\ de\ Estado\ de\ Incapacida\ de\ Não - Planejadas} \quad \textbf{(23)}$$

  - **Duração Média de Manutenção em Estado de Incapacidade (*Mean Maintenance Outage Duration* – MMOD)**

$$MMOD = \frac{Horas\ de\ Estado\ de\ Incapacida\ de\ por\ Manutenção}{Número\ de\ Classe\ 4\ de\ Estado\ de\ Incapacida\ de\ Não - Planejadas} \quad \textbf{(24)}$$

  - **Duração Média de Estado de Incapacidade Planejada (*Mean Planned Outage Duration* – MPOD)**

$$MPOD = \frac{Horas\ de\ Estado\ de\ Incapacidade\ Planejada}{Número\ de\ Estado\ de\ Incapacidade\ \ Planejada} \quad \textbf{(25)}$$

- **Confiabilidade Inicial (*Starting Reliability* – SR)**

$$SR = \frac{Número\ \ de\ \ Sucessos\ \ Iniciais}{Número\ \ de\ \ Sucessos\ \ Iniciais + Número\ \ de\ \ Falhas\ \ Iniciais} \cdot 100 \quad \textbf{(26)}$$

- **Taxa Cíclica (*Cycling Rate* – CR)**

$$CR = \frac{Sucessos\ \ Iniciais}{Horas\ \ de\ \ Serviço} \quad \textbf{(27)}$$

Além dos índices citados, ainda é possível inter-relacionar alguns destes fatores, como mostrado a seguir.

Relações:

$$EAF = AF - (UDF + SDF)$$
$$EUF = UF + UDF$$
$$AF + UF = 100$$
$$EAF + EUF + SDF = 100$$
$$UF = POF + UOF$$
$$EUF = POF + UOF + UDF$$
$$EAF + POF + UOF + UDF + SDF = 100$$

Além dos índices levantados pelo IEEE, outros engenheiros também já realizaram estudo análogo, como Bandeira (1997), com a dissertação de Mestrado de título: “Rede de Indicadores de Desempenho para Gestão de uma Usina Hidrelétrica”. O autor em referência analisou os seguintes parâmetros:

- **Capacidade Produtiva:** Conceitua-se como o tempo total dedicado à realização de uma unidade de produção, avaliando a disponibilidade de horas predispostas ao trabalho pela mão-de-obra direta (normalmente medida em horas/dia ou horas/mês ou horas/ano).
- **Capacidade Operacional:** É a produção mensal gerada a partir da capacidade utilizada. Descontam-se todas as paralisações do sistema gerador, sejam elas voluntárias ou não, para obter a capacidade operacional.
- **Capacidade Planejada:** Capacidade estimada pela programação da produção.
- **Eficiência:** Relaciona-se com o consumo efetivo das entradas do sistema produtivo e a previsão do consumo, em um intervalo de tempo pré-definido.
- **Rendimento ou Utilização:** É a relação entre a capacidade operacional e a capacidade produtiva.
- **Produtividade:** Consiste na proporção entre os resultados/saídas previstos ou obtidos e o consumo dos recursos/entradas previsto ou efetivo à conclusão de uma unidade de produção, sendo então o quociente entre a capacidade planejada e a capacidade produtiva.

Assim, os indicadores definidos por Bandeira (1997) foram:

- Indicador de Eficiência (ε)

$$\varepsilon = \frac{Capacidade \quad Operacional \ (MWh)}{Capacidade \quad Planejada \ (MWh)}(\%) \qquad \textbf{(28)}$$

- Indicador de Rendimento (η)

$$\eta = \frac{Capacidade \quad Operacional \ (MWh)}{Capacidade \quad Produtiva \ (MWh)}(\%) \qquad \textbf{(29)}$$

- Indicador de Produtividade (ρ)

$$\rho = \frac{Capacidade \quad Planejada \ (MWh)}{Capacidade \quad Produtiva \ (MWh)}(\%) \qquad \textbf{(30)}$$

- Indicador de Lucro/Investimento Total

$$\chi = \frac{L}{IT} = \left(\frac{VP - CT}{UP}\right) \cdot \frac{UP}{CP} \cdot \frac{CP}{IP} \cdot \frac{IP}{IT} \qquad \textbf{(31)}$$

Sendo: L – Lucro (R$);
IT – Investimento total (R$);
VP – Valor de venda do produto (R$);
CT – Custo total (R$);
UP – Unidades produzidas (MWh);
CP – Capacidade produtiva (MWh);
IP – Investimento permanente.

A tese de doutorado “Criação de Valor na Avaliação de Projetos Termelétricos sob Condições de Risco no Mercado Brasileiro de Energia Elétrica” desenvolvido por Lima (2002) também possui conteúdo útil para o trabalho. Os aspectos operacionais citados na tese também fornecem índices interessantes para o estudo em questão. São eles:

- **Fator de capacidade:** É a relação entre o valor médio de energia gerada num determinado período e o seu valor máximo de energia que pode ser produzida neste intervalo de tempo (potência nominal da usina x disponibilidade x período considerado);
- **Eficiência de uma turbina:** Considera a potência nominal com as perdas internas e externas do sistema, que determinam finalmente a eficiência da turbina.
- **Potência Disponível:** Equivale a potência disponível desconsiderada a indisponibilidade forçada e programada.
- **Combustível:** São analisadas as características do combustível, cálculos de consumo e dos custos.
- **Tecnologia:** Avalia-se a tecnologia envolvida no sistema porque dependendo de seu grau de desenvolvimento, a usina opera de uma maneira ou outra, influenciando nos valores determinados.

Tomando-se outra vertente do assunto, existem índices operacionais mais relacionados à termodinâmica que não foram citados até então, que é o caso das eficiências do ciclo. Assim, um índice que não foi indicado anteriormente, mas possui grande importância no estudo é a eficiência do ciclo combinado. Conforme apresentado, existem três tipos de usinas a ciclo combinado, mas este trabalho tratará apenas do convencional, o ciclo combinado em série.

Conforme Lora e Nascimento (2004b), pode-se ilustrar primeiramente um esquema simples do ciclo combinado em série. Sendo o ciclo superior correspondente ao da turbina a gás e o ciclo inferior ao da turbina a vapor, ambas ligadas por meio de uma caldeira de recuperação, como indicado na Figura 4.13.

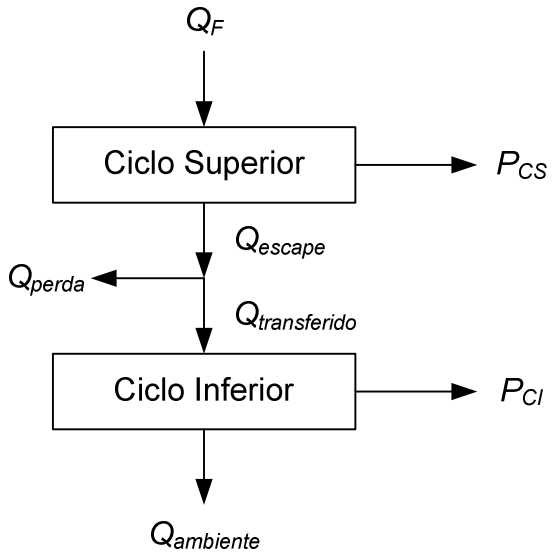


Figura 4. 13 – Esquema simplificado de uma usina termelétrica a ciclo combinado em série. Fonte: Lora e Nascimento (2004).

A perda de calor (Q_{perda}) apresentada na Figura 4.13 é relativa à perda na caldeira de recuperação (em MW), enquanto P_{CS} e P_{CI} são as potências geradas pelos dois ciclos (MW). Assim, para o esquema apresentado tem-se a seguinte eficiência do ciclo combinado, eq.**(32)**:

$$\eta_{CC} = \frac{P_{CS} + P_{CI}}{Q_F} \qquad \textbf{(32)}$$

O fluxo de energia representada por Q_F é o fluxo fornecido à usina com o combustível, em MW, eq.**(33)**:

$$Q_F = \dot{m}_C \cdot PCI \qquad \textbf{(33)}$$

Sendo $\dot{m}_C$ a vazão mássica de combustível (kg/s) e PCI o Poder Calorífico Inferior do Combustível (MJ/kg).

Para o caso de queima suplementar no HRSG, no qual a porção do calor é fornecida diretamente ao processo de vapor (Q_{QS}), tem-se uma modificação na equação apresentada anteriormente, como indicado na eq.**(34)**:

$$\eta_{CC} = \frac{P_{CS} + P_{CI}}{Q_F + Q_{QS}} \qquad \textbf{(34)}$$

Esta equação mostra ainda a eficiência bruta do ciclo combinado, porque não há consumo de potência da unidade de serviço por perdas elétricas, também chamado de consumo auxiliar P_{Ax}. Se o consumo auxiliar da unidade é considerado, a eficiência líquida do ciclo combinado é dada por eq.**(35)**:

$$\eta_{CC,líquida} = \frac{P_{CS} + P_{CI} - P_{Aux}}{Q_F + Q_{QS}} \qquad \textbf{(35)}$$

Finalmente, tem-se o calor de escape, que sai da turbina a gás (Q_{escape}) e o calor transferido ($Q_{transferido}$), que refere-se a parcela da energia contida nos gases de exaustão da turbina a gás e transferida ao ciclo a vapor na caldeira de recuperação . Ainda há a perda de calor para o meio ambiente ($Q_{ambiente}$), que pode posteriormente ser adicionada às perdas de calor. Tomando um processo sem a queima suplementar na caldeira ($Q_{QS} = 0$), tem-se para o cálculo do $Q_{transferido}$ a eq.**(36)**:

$$\begin{aligned} Q_{transferido} &= Q_{escape} - Q_{perdas} \\ &= Q_F \cdot (1 - \eta_{CS}) - Q_{perdas} \end{aligned} \qquad \textbf{(36)}$$

Deve-se ressaltar que Q_{perdas} refere-se à energia perdida que não é transferida para a caldeira de recuperação e a que é rejeitada dos gases de exaustão para a atmosfera pela chaminé, enquanto η_{CS} é a eficiência do ciclo superior (turbina a

gás). Em geral, as eficiências do ciclo simples do processo da turbina a gás e vapor podem ser definidas de uma maneira similar (eqs.**(37)** e **(38)**):

$$\eta_{CS} = \eta_{TG} = \frac{P_{CS}}{Q_F} \qquad \textbf{(37)}$$

$$\eta_{CI} = \eta_{TV} = \frac{P_{CI}}{Q_{transferido}} = \frac{P_{CI}}{Q_F \cdot (1 - \eta_{CS}) - Q_{perdas}} \qquad \textbf{(38)}$$

Do ponto de vista das considerações anteriores, é geralmente melhor queimar o combustível diretamente em uma turbina a gás moderna do que em uma caldeira de recuperação, pois o nível de temperatura no qual o calor é fornecido para o processo é maior (processo TG (Turbina a gás) versus TV (Turbina a Vapor) na Tabela 4.22), ou seja, sem o uso da queima suplementar na caldeira. Por esta razão, o interesse na queima suplementar está diminuindo, segundo Kehlhofer et al. (1999).

Tabela 4. 22 - Comparação termodinâmica da turbina a gás, turbina a vapor e o ciclo combinado.

	TG	**TV**	**CC**
Temperatura média do calor fornecido, K (ºR)	1.000 – 1.350 (1.800 – 2.430)	640 – 700 (1.152 – 1.260)	1.000 – 1.350 (1.800 – 2430)
Temperatura média do calor dissipado, K (ºR)	550 – 600 (900 – 1.080)	300 – 350 (540 – 630)	300 – 350 (540 – 630)
Eficiência de Carnot, %	45 - 50	45 - 57	65 – 78

TG: Usinas de turbina a gás
TV: Usinas de turbina a vapor
CC: Usinas de ciclo combinado
Fonte: Kehlhofer et al. (1999).

Finalmente, substituindo as equações eqs.**(33)**, **(36)** e **(37)** em **(38)**:

$$\eta_{CC} = \frac{\eta_{CS} \cdot Q_F + \eta_{CI} \cdot [Q_F \cdot (1-\eta_{CS}) - Q_{perdas}]}{Q_F}$$
$$= \frac{\eta_{CS} \cdot \dot{m}_C \cdot PCI + \eta_{CI} \cdot [\dot{m}_C \cdot PCI \cdot (1-\eta_{CS}) - Q_{perdas}]}{\dot{m}_C \cdot PCI} \quad \textbf{(39)}$$

Enfim, possuindo os valores de potência gerada na turbina a gás e a vazão do combustível e suas características, é possível definir a eficiência do ciclo superior. Com a potência gerada pela turbina a vapor, as perdas de energia e utilizando o valor de eficiência calculado anteriormente, tem-se a eficiência do ciclo inferior. Com todos estes valores, é possível então calcular a eficiência do ciclo.

A fim de facilitar a localização de um possível foco de baixa eficiência do sistema, pode-se completar a análise termodinâmica com a inclusão da eficiência da caldeira de recuperação (HRSG). Lora e Nascimento (2004a) definem um procedimento para a determinação deste valor, utilizando o esquema indicado na Figura 4.14.

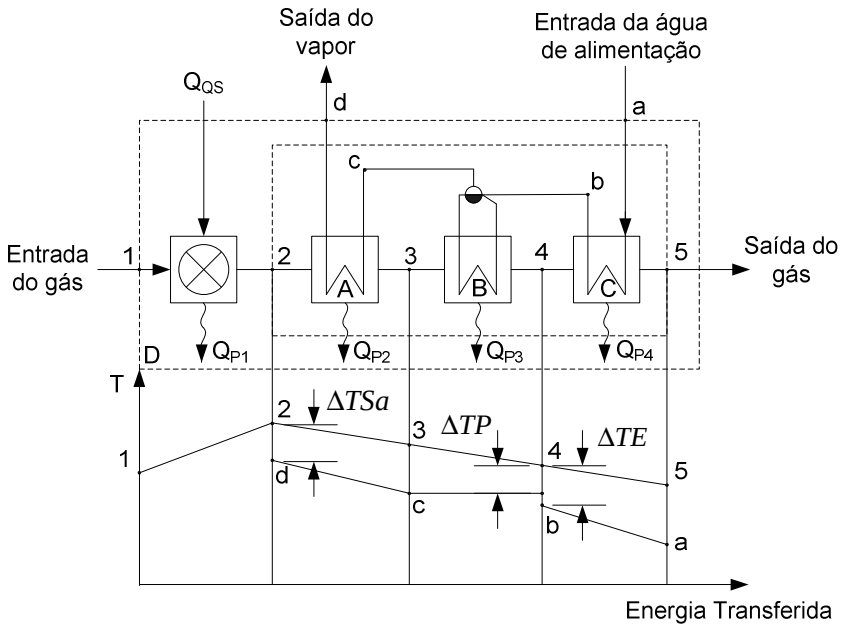


Figura 4. 14 – Esquema para a análise termodinâmica e perfil de temperatura de uma caldeira de recuperação com um nível de pressão e queima suplementar de combustível. Fonte: Lora e Nascimento (2004a)

Na Figura 4.14, os volumes de controle A, B e C representam respectivamente o superaquecedor, evaporador e economizador, enquanto o volume de controle D

representa a caldeira de recuperação. O gás que sai da turbina a gás corresponde, no gráfico, ao traçado envolvendo os números, e a água de alimentação refere-se ao "caminho" das letras. Inicialmente, o gás da turbina a gás entra na câmara de combustão, aumentando a sua temperatura de 1 até 2, através da queima suplementar de combustível. O gás transfere calor ao superaquecedor A, gerando vapor superaquecido com os parâmetros do ponto d; com essa troca, a temperatura do gás diminui desde 2 até 3. No evaporador B ocorre mudança de fase entre b e c (temperatura constante da água); a temperatura do gás diminui desde 3 até 4. A água de alimentação do gás passa pelo economizador sendo aquecida de a até b, enquanto a temperatura do gás diminui desde 4 até a temperatura de saída 5. Ainda da Figura, ressaltam-se perdas Q_P nas diversas seções da caldeira de recuperação.

Alguns conceitos de caldeiras de recuperação devem ser ressaltados, para maior compreensão do posterior cálculo da eficiência.

O *Pinch point* corresponde à diferença mínima de temperaturas entre a temperatura do gás na saída do evaporador e temperatura de saturação do vapor. A temperatura de aproximação no economizador (ΔT_E) é definida como a diferença entre a temperatura do gás na saída da seção evaporadora e a temperatura da água na saída do economizador. Para o superaquecedor, ΔT_{sa} é a diferença de temperaturas entre a temperatura com que entra o gás na caldeira de recuperação e a temperatura do vapor superaquecido que sai da caldeira;

Assim, baseando-se nesta configuração, tem-se o seguinte procedimento:

1. Inicialmente, medem-se os parâmetros de saída do vapor (P,T) para o caso em estudo;
2. Selecionam-se os valores do *pinch point*, ΔT_{sa} e ΔT_E, pela Tabela 4.23.

Tabela 4. 23 - Recomendação do valor do *pinch point* e das temperaturas de aproximação.

	Valor
Pinch Point	$\Delta TP = 11 - 28\,^{o}C$
Aproximação de temperaturas no economizador	$\Delta TE = 6 - 17\,^{o}C$
Aproximação de temperaturas no superaquecedor	$\Delta TSa = 22 - 33\,^{o}C$

Fonte: Babcock & Wilcox[26] (1992) apud Lora e Nascimento (2004).

[26] BABCOCK & WILCOX. **Our Boilers and Environmental Equipment**. Catálogo. 1992.

3. Calculam-se ou consideram-se as perdas Q_P nas seções da caldeira de recuperação. Nas instalações atuais, é possível reduzir as perdas de calor ao ambiente em até 3% da energia total transferida para cada uma das seções;
4. Na base da temperatura de entrada do gás, concentração de oxigênio disponível no gás e temperatura da entrada da água de alimentação, calcula-se o calor transferido no queimador e em cada seção: superaquecedor, evaporador e economizador. Assim, ficam determinadas as temperaturas T_2, T_3 e T_5, junto com a vazão de vapor $\dot{m}_v$.
5. Calcular a eficiência da caldeira de recuperação pela eq. **(40)** aplicada ao volume de controle D:

$$\eta_{CR} = \frac{\dot{m}_v \cdot (h_d - h_a)}{\dot{m}_1 \cdot h_1 + Q_{QS} - \dot{m}_5 \cdot h_5} \qquad \textbf{(40)}$$

Para o cálculo de um ciclo sem aquecimento suplementar na entrada da caldeira, simplifica-se o esquema retirando a câmara de combustão, modificando as condições de entrada na caldeira (os índices 1 da equação se tornam os correspondentes aos índices 2), e retira-se o calor Q_{QS} da equação ($Q_{QS} = 0$).

4.4.4 Determinação dos Índices de Desempenho

Os índices a serem utilizados neste trabalho são baseados na norma técnica elaborada pelo "*Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE*" (Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos), selecionando-se alguns dos índices sugeridos. Adicionalmente, são utilizados índices termodinâmicos para complementar os apresentados pela norma técnica.

Inicialmente, para facilitar o detalhamento posterior e análise classificatória do trabalho e considerando o tempo hábil e o conhecimento até então adquirido, dentre todos os índices sugeridos serão desconsiderados os referentes a "*deratings*". Os índices com os "deratings" são aqueles que estudam a situação do equipamento com redução da máxima capacidade (carga) – como por exemplo a ocorrência de

gasodutos sem gás, efeitos ambientais (intempéries), desgaste, demanda de carga parcial, entre outros. Assim, não serão levados em conta reduções de máxima capacidade neste trabalho.

Analisando os índices apontados por Bandeira (1997), retirou-se o Indicador de Lucro/Investimento Total por não ser adequado à abordagem, voltando a ser citado na parte financeira o trabalho. Além disso, os outros indicadores de eficiência, rendimento e produtividade de Bandeira (1997) também não serão utilizados, uma vez que há redundância com os determinados pela norma IEEE 762-1987. O mesmo acontece com os apresentados por Lima (2002), que levanta outros aspectos das usinas termelétricas como, por exemplo, a potência disponível, combustível e tecnologia, que não serão estudados no trabalho por não agregarem novas informações além das contidas na norma IEEE 762-1987.

4.4.5 Detalhamento dos Índices, Faixas de Valores e suas Classificações

Os índices considerados no trabalho para a abordagem operacional estão relacionados a seguir (20 índices), conforme norma IEEE 762-1987:

- Fator de Estado de Incapacidade Planejado (*Planned Outage Factor* – POF)
- Fator de Estado de Incapacidade Não-planejado (*Unplanned Outage Factor* – UOF)
- Fator de Estado de Incapacidade Forçado (*Forced Outage Factor* – FOF)
- Fator de Estado de Incapacidade por Manutenção (*Maintenance Outage Factor* – MOF)
- Fator de Indisponibilidade (*Unavailability Factor* – UF)
- Fator de Disponibilidade (*Availability Factor* – AF)
- Fator de Serviço (*Service Factor* – SF)
- Fator de Capacidade Bruta (*Gross Capacity Factor* – GCF)
- Fator de Capacidade Líquida (*Net Capacity Factor* – NCF)
- Fator de Produção Bruta (*Gross Output Factor* – GOF)

- Fator de Produção Líquida (*Net Output Factor* – NOF)
- Taxa de Estado de Incapacidade Forçada (*Forced Outage Rate* – FOR)
- Tempo Médio de Serviço em Estado de Incapacidade (*Mean Service Time to Outage*)
    - Tempo Médio de Serviço em Estado de Incapacidade Forçada (*Mean Service Time to Forced Outage* - MSTFO)
    - Tempo Médio de Serviço para Manutenção em Estado de Incapacidade (*Mean Service Time to Maintenance Outage* – MSTMO)
    - Tempo Médio de Serviço em Estado de Incapacidade Planejado (*Mean Service Time to Planned Outage* – MSTPO)
- Duração Média de Estado de Incapacidade (*Mean Outage Duration*)
    - Duração Média de Estado de Incapacidade Forçada (*Mean Forced Outage Duration* – MFOD)
    - Duração Média de Manutenção em Estado de Incapacidade (*Mean Maintenance Outage Duration* – MMOD)
    - Duração Média de Estado de Incapacidade Planejada (*Mean Planned Outage Duration* – MPOD)
- Confiabilidade Inicial (*Starting Reliability* – SR)
- Taxa Cíclica (*Cycling Rate* – CR)

Conforme citado anteriormente, além destes índices haverá a inclusão dos de abordagem termodinâmica, que são as eficiências dos equipamentos e do ciclo combinado.

Enfim, tendo sido levantados todos os índices, pode-se ver na Tabela 4.24 um resumo e um detalhamento simplificado destes.

Tabela 4. 24 – Relação dos índices operacionais e detalhamento simplificado de cada um.

Índices	Descrição	Detalhamento
POF	*Fator de Parada Planejada*	Indica a representatividade do tempo de parada planejada sobre o tempo em que a máquina está ativa
UOF	*Fator de Parada Não-Planejada*	Indica a representatividade do tempo de parada não planejada sobre o tempo em que a máquina está ativa
FOF	*Fator de Parada Forçada*	Indica a representatividade do tempo de parada forçada sobre o tempo em que a máquina está ativa
MOF	*Fator de Parada para Manutenção*	Indica a representatividade do tempo de parada para manutenção sobre o tempo em que a máquina está ativa
UF	*Indisponibilidade*	Indica a representatividade do tempo de indisponibilidade sobre o tempo em que a máquina está ativa
AF	*Disponibilidade*	Indica a representatividade do tempo de disponibilidade sobre o tempo em que a máquina está ativa
SF	*Fator de Serviço*	Indica a representatividade do tempo de despacho sobre o tempo em que a máquina está ativa
FOR	*Taxa de Estado de Incapacidade Forçada*	Indica a taxa do tempo de parada forçada sobre o tempo de serviço somado com o tempo de parada forçada
GCF	*Fator de Capacidade Bruto*	Indica a representatividade de quanto foi gerado (bruto), sobre a máxima geração bruta no tempo em que a máquina está ativa
NCF	*Fator de Capacidade Líquido*	Indica a representatividade de quanto foi gerado (líquido), sobre a máxima geração líquida no tempo em que a máquina está ativa
GOF	*Fator de Produção Bruta*	Indica a representatividade de quanto foi gerado (bruto), sobre a máxima geração bruta no tempo de serviço
NOF	*Fator de Produção Líquida*	Indica a representatividade de quanto foi gerado (líquido), sobre a máxima geração líquida no tempo de serviço
MSTFO	*Tempo Médio para Parada forçada*	Relação entre o tempo de serviço sobre o número de paradas não planejadas forçadas
MSTMO	*Tempo Médio para Parada de manutenção*	Relação entre o tempo de serviço sobre o número de paradas não planejadas para manutenção
MSTPO	*Tempo Médio de Parada planejada*	Relação entre o tempo de serviço sobre o número de paradas planejadas
MFOD	*Duração Média de Parada Forçada*	Relação entre o tempo de parada forçada sobre o número de paradas não planejadas forçadas
MMOD	*Duração Média de Parada para Manutenção*	Relação entre o tempo de parada para manutenção sobre o número de paradas não planejadas para manutenção
MPOD	*Duração Média de Parada Planejada*	Relação entre o tempo de parada planejada sobre o número de paradas planejadas
SR	*Confiabilidade Inicial*	Indica a representatividade de todas as partidas que tiveram sucesso sobre todas as partidas realizadas

CR	*Taxa cíclica*	Indica a taxa de sucesso sobre as horas de serviço
η_{TG}	*Eficiência da Turbina a Gás*	Indica a relação entre o fluxo de energia produzida pelo combustível injetado na turbina a gás e a potência que a mesma gera para o sistema
η_{TV}	*Eficiência da Turbina a Vapor*	Indica a relação entre a energia produzida através do vapor proveniente da caldeira de recuperação, e a gerada pela turbina a vapor
η_{CR}	*Eficiência da Caldeira de Recuperação*	Indica a parcela da energia proveniente do vapor que circula na caldeira relativa à energia total do gás que efetivamente é utilizada
η_{CC}	*Eficiência do Ciclo Combinado*	Indica a relação entre a potência gerada nas turbinas a gás e a vapor do ciclo combinado, e o fluxo de energia proveniente do combustível inserido e utilizado no sistema

Assim, pode-se iniciar a análise pelo estudo voltado à termodinâmica, relativo às eficiências. Kehlhofer (1999) mostra um estudo comparativo entre eficiências líquidas de diversos tipos de usinas termelétricas como as de turbinas a gás, de turbinas a vapor com queima de carvão, nucleares, à diesel, e de ciclo combinado. A Figura 4.15 expressa também a influência que a potência gerada pela planta tem sobre esta eficiência.

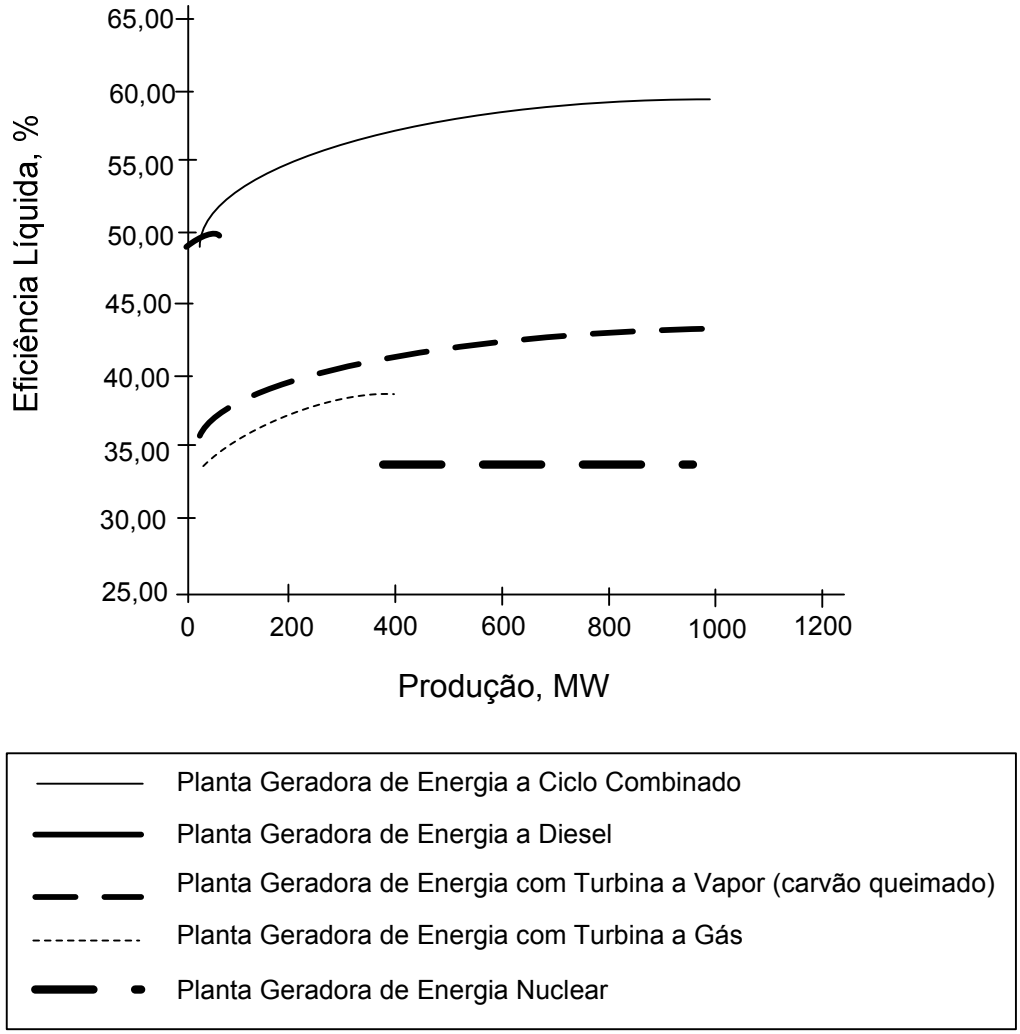


Figura 4. 15 – Eficiência líquida para usinas termelétricas diferentes. Fonte: Kehlhofer (1999)

O autor evidencia que no gráfico as turbinas a vapor estão divididas em dois grupos: aquelas que realizam a queima com carvão e as plantas nucleares. O ciclo combinado apresentado é sem a queima suplementar.

Ainda em relação à eficiência das termelétricas a ciclo combinado, a Figura 4.16, obtida de Lora e Nascimento (2004b), evidencia o crescimento deste valor obtido nos últimos anos, sendo que 60% é considerado o teto para a eficiência econômica para instalação com caldeiras de recuperação de até três níveis de pressão.

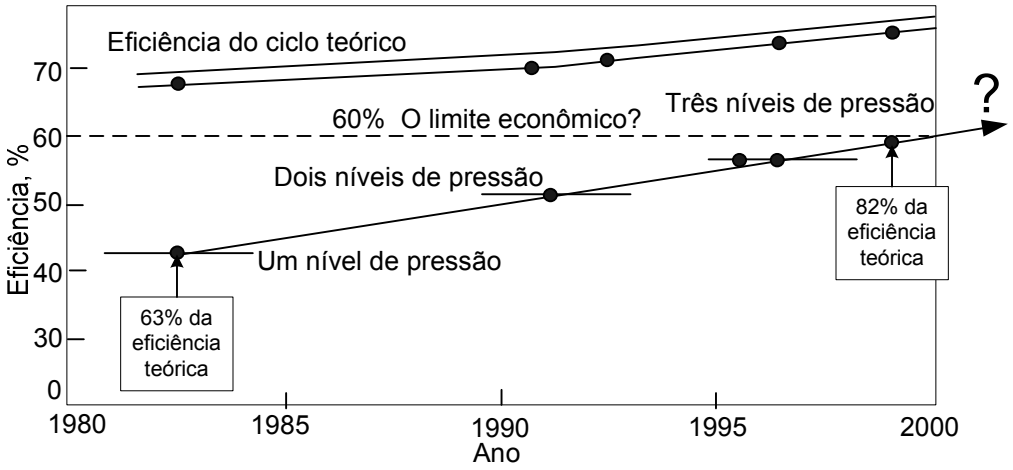


Figura 4. 16 – Eficiência das usinas a ciclo combinado nos últimos anos. Fonte: Lora e Nascimento (2004b)

Ainda, para melhor ilustrar a variação da eficiência e de outros parâmetros em função da estrutura da caldeira de recuperação, Kehlhofer et al. (1999) monta ainda a Tabela 4.25, que dá um resumo dos ciclos e seu desempenho. A sigla PCI refere-se ao Poder Calorífico Inferior, ou seja, segundo a Agência Nacional do Petróleo (ANP) PCI é “a quantidade de energia liberada na forma de calor, na combustão completa de uma quantidade definida de gás com o ar, à pressão constante e com todos os produtos de combustão retornando à temperatura inicial dos reagentes, sendo que todos os produtos inclusive a água formada na combustão estão no estado gasoso”.

Tabela 4. 25 – Comparação do desempenho entre os diferentes conceitos de ciclos (gás natural com baixa concentração de enxofre)

Parâmetros de Análise	Unidade	Um nível de Pressão	Dois Níveis de Pressão	Três Níveis de Pressão	Três Níveis de Pressão com reaquecimento	Dois Níveis de Pressão com reaquecimento	Um nível de Pressão com queima suplementar
Potência associada na entrada de combustível da turbina a gás (PCI)	MW	473	473	473	473	473	473
Potência associada na entrada do combustível do queimador do duto (PCI)	MW	0	0	0	0	0	51
Total de potência associada da entrada de combustível (PCI)	MW	473	473	473	473	473	524
Saída da turbina a gás	MW	178	178	178	178	178	178
Saída da turbina a vapor	MW	94,8	99,0	99,7	102,5	104,9	125,5
Produto bruto	MW	272,8	277,0	277,7	280,5	282,9	303,5
Eficiência bruta	%	57,7	58,6	58,7	59,3	59,8	57,9
Consumo auxiliar	MW	4,1	4,5	4,5	4,6	5,2	5,0
Produto líquido	MW	268,7	272,5	273,2	275,9	277,7	298,5
Eficiência líquida	%	56,8	57,6	57,8	58,3	58,7	57,0
Taxa de calor líquida	kJ/kWh	6,337	6,249	6,233	6,172	6,132	6,320
	Btu/kWh	6,006	5,923	5,908	5,850	5,812	5,990

Fonte: Kehlhofer (1999)

Enfim, é possível definir como faixa da eficiência de usinas termelétricas a ciclo combinado os valores entre 49% e 60%. Apesar de ter sido exposta a relação da eficiência com a potência gerada pelas usinas, este fator não será inserido na

consideração das faixas, uma vez que deixaria o modelo mais complexo e aumentaria a incerteza por não dispor de mais fonte de informações.

Conforme apresentado anteriormente, também é possível realizar a análise das eficiências dos componentes da usina termelétrica a ciclo combinado. Foram citados no trabalho três cálculos de eficiência: da turbina a gás, da turbina a vapor e da caldeira de recuperação. Este tipo de estudo se torna interessante e atrativo ao passo que a eficiência do ciclo combinado apenas mostra à gerência se o ciclo está operando adequadamente ou não, não determinando o foco do possível problema. Com a análise dos principais equipamentos envolvidos na produção de energia e portanto, na eficiência do ciclo, pode-se localizar a causa de uma provável ineficiência do sistema.

A turbina a gás, quando operada isoladamente, possui eficiência na faixa de 30 a 35%, segundo Oliveira (ano desconhecido) do Núcleo de Tecnologia do Gás da Universidade para o Desenvolvimento do Estado e da Região do Pantanal – UNIDERP, podendo alcançar até cerca de 60% quando operada em ciclo combinado. Yanagihara (2006) também faz esse comentário, citando o exemplo de uma turbina a gás de 13MW com eficiência de 35%, tendo o seu novo valor crescido para 50% de eficiência de energia elétrica em uma configuração a ciclo combinado. Isso se dá pelo melhor aproveitamento da potência gerada pela turbina no ciclo combinado. Logo, pode-se verificar que, em uma aproximação, a eficiência da turbina a gás no caso em questão pode variar entre 50% a 60%, tomando-se como uma faixa de referência. Dados dos estudos da General Electric (GE) "*GE Gas Turbine Performance Characteristics*" e "*GE Combined Cycle Product Line and Performance*" informam que turbinas a gás em ciclo simples apresentam normalmente eficiência de 30% a 40%, enquanto a linha STA – STeam And Gás – apresenta valores mais elevados, de 53% a 60%.

Pela indisponibilidade de valores confiáveis de faixas de valor para eficiências de caldeiras de recuperação e turbinas a vapor, a análise a ser realizada para estes equipamentos pode ser mais relacionada ao equipamento em si. Os componentes apresentam eficiência determinada pelo fabricante, portanto, o cálculo desta eficiência pode ser na forma de comparação com os valores dados pelos fabricantes.

Partindo para a análise dos índices da IEEE, pode-se utilizar dados da Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica (ABRAGE)

sobre usinas térmicas, publicados em 21 de Maio de 2004, para visualizar os valores normalmente encontrados (estatística de âmbito nacional), tomando-se o cuidado de levar em conta o fato de que não há distinção entre o tipo de usina, sendo então dados genéricos, e os anos para os quais foram tomados os valores (de 1997 a 2003). Estes dados são indicados nas Tabelas 4.26, 4.27, 4.28 e 4.29.

Tabela 4. 26 – Dados de usinas térmicas, por faixa de potência.

Faixa de Potência Térmica	Potência Instalada Considerada (MW)	Horas de Reparo (h)	Tempo Médio Reparo (h)	IND H11* (%)	IND H12** (%)	IND TOTAL (%)	Dispon. (%)
10 - 30 MW	83,00	80,22	2,51	0,11	3,73	3,84	96,16
30,1 - 60 MW	290,00	537,00	35,80	1,23	77,26	78,48	21,52
60,1 - 100 MW	364,00	2.112,84	162,53	6,31	16,93	23,24	76,76
100,1 - 200 MW	403,00	5.262,56	404,81	20,27	40,00	60,27	39,73
200,1 - 400 MW	440,00	373,22	62,20	2,13	12,74	14,87	85,13
> 400 MW	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	**1.580,00**	**3.536,94**	**105,90**	**7,45**	**32,03**	**39,47**	**60,53**

* IND H11 - Indisponibilidade devido a falhas por atuação da proteção e falhas na partida.
* IND H12 - Indisponibilidade devido a manutenções programadas.

Fonte: ABRAGE (2004)

Tabela 4. 27 – Fator de serviço ao longo dos anos.

Fator de Serviço						
1997	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**
50,29	63,19	nd	57,63	63,63	47,71	22,5

nd – Dado não-divulgado.
Fonte: ABRAGE (2004)

Tabela 4. 28 – Tempo Médio de Reparo da função por equipamento (em horas)

Equipamento	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Caldeira e Auxiliares	61,01	28,40	nd	71,11	51,84	106,18	336,68
Geradores e Auxiliares	50,20	9,50	nd	14,29	13,46	60,76	102,45
Condensadores e Auxiliares	16,12	95,80	nd	6,18	0,69	35,69	79,08
Sistema Auxiliar Comum	6,50	5,20	nd	6,55	12,21	2,66	41,07
Turbina e Auxiliares	99,11	18,00	nd	11,24	14,49	238,20	14,11
Sistema de Proteção			nd	3,09	14,02	1,01	-
Turbina/Compressor			nd			0,08	-
Não Informado			nd	23,42	0,00	3,47	7,67
TOTAL			nd	33,31	25,93	79,55	105,90

nd – Dado não-divulgado.
Fonte: ABRAGE (2004)

Tabela 4. 29 - Quantidade de falhas por equipamento ao longo de 1997-2003.

Equipamento	Falhas	Falhas na partida	TOTAL 2003	TOTAL 2002	TOTAL 2001	TOTAL 2000	TOTAL 1998	TOTAL 1997
Turbina e Auxiliares - TT	3	21	24	19	20	19	36	19
Caldeira e Auxiliares - CL	10	8	18	53	39	40	67	153
Sistema Auxiliar Comum - AS	-	12	12	11	20	5	5	16
Condensador e Auxiliares - CD	7	3	10	37	8	3	14	42
Gerador e Auxiliares - GE	-	6	6	22	14	24	8	10
Sistema de Proteção - SP	-	-	-	8	11	10	0	0
Não-Informado - NI	-	9	9	11	0	12	0	0
TOTAL	20	59	79	161	112	113	130	240

Fonte: ABRAGE (2004)

Como os valores apresentados pela ABRAGE não são muito específicos para usinas termelétricas a ciclo combinado (ou seja, não há distinção de valores para as diversas usinas térmicas), faz-se necessária uma nova análise, com dados mais voltados para as características das usinas em estudo. Logo, possuindo o equacionamento dos índices a serem estudados, pode-se iniciar um estudo de caso para determinação de valores de referência baseado em valores encontrados na *North American Electric Reliability Corporation (NERC)*, dentro do banco de dados *Generating Availability Data System (GADS)*. Este sistema conta com uma extensa quantidade de informações a respeito de dados de confiabilidade, disponibilidade e mantenabilidade para diversos tipos de usinas geradoras de energia. Esta informação, coletada para todos os equipamentos e grupos de equipamentos, é utilizada amplamente por indústrias em inúmeras aplicações. O GADS mantém um completo histórico das operações de mais de 5.000 unidades geradoras, representando 72% da capacidade de geração instalada nos Estados Unidos. É um programa voluntário para as indústrias, aberto para todos os participantes dos Conselhos Regionais e qualquer outra organização (local ou internacional) que opera equipamentos de geração de eletricidade.

Utilizando os dados fornecidos pelo GADS (valores médios) pode-se montar a Tabela 4.30. Os dados utilizados para a montagem desta tabela estão indicados no Anexo G deste trabalho.

Tabela 4. 30 – Dados do GADS relativos aos anos de 1999-2003 para usinas a ciclo combinado de todas as potências - Estatísticas de desempenho anual da unidade.

Informações		**Anos**					
		1999	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**1999-2003**
Máxima Capacidade (MW)	Bruta	166	187	200	215	227	203
	Líquida	161	180	195	209	221	197
Geração Real (MWh)	Bruta	712.337	897.956	970.147	910.694	595.532	801.048
	Líquida	684.236	864.585	928.979	879.026	577.163	771.625
Número de Tentativas de Partida		117,51	100,30	87,40	105,81	85,36	98,41
Número de Partidas Reais		115,54	98,95	85,10	101,88	83,37	96,01
Horas de Serviço (Despacho)		5.269,40	6.084,38	5.623,95	5.009,69	3.851,37	5.022,43
Horas de Desligamento de Reserva		2.423,50	1.790,61	2.057,28	2.805,00	4.015,63	2.771,67
Número de Ocorrências		64,00	61,38	77,25	73,22	72,86	70,35
TOTAL DE HORAS DISPONÍVEIS		7.692,90	7.874,99	7.681,23	7.814,69	7.867,00	7.794,10
Horas de Desligamento Forçado		288,97	228,64	190,06	180,14	183,73	209,28
Número de Ocorrências		9,64	9,41	10,47	10,96	9,28	9,96
Desligamentos Planejados:							
Horas de Desligamento Planejado		526,74	517,13	561,15	401,17	505,55	496,22
Número de Ocorrências		1,59	1,55	2,10	1,38	1,41	1,57
Desligamentos de Manutenção:							
Horas de Desligamento de Manutenção		248,11	151,01	269,73	301,85	184,50	232,20
Número de Ocorrências		4,51	4,71	5,41	4,64	4,18	4,64
TOTAL DE HORAS INDISPONÍVEIS		1.063,82	896,78	1.020,94	883,16	873,78	937,70
TOTAL DE HORAS DO PERÍODO		8.756,72	8.771,77	8702,17	8.697,85	8.740,78	8.731,80

Fonte: Adaptado de GADS (2003)

Com os valores indicados na Tabela 4.31, empregando o valor médio entre os anos 1999-2003, pode-se calcular todos os índices da IEEE 762-1987 selecionados no trabalho os quais são indicados na Tabela 4.32.

Tabela 4. 31 – Dados a serem utilizados na determinação dos índices.

Sigla	Dados	Valor	Unidade
PH	Tempo	8.731,80	h
POH	Parada Planejada	496,22	h
UOH	Parada não planejada	441,48	h
FOH	Parada Forçada	209,28	h
MOH	Parada para manutenção	232,20	h
UH	Indisponibilidade	937,70	h
AH	Disponibilidade	7.794,10	h
SH	Horas de Serviço	5.022,43	h
GAG	Geração Bruta Atual	801.048,00	MW*h
GMG	Geração Bruta Máxima	1.772.555,40	MW*h
NAG	Geração Líquida Atual	771.625,00	MW*h
NMG	Geração Líquida Máxima	1.720.164,60	MW*h
GMC	Capacidade Bruta Máxima	203,00	MW
NMC	Capacidade Líquida Máxima	197,00	MW
	Parada não planejada 1		vezes
FO	Parada não planejada 2	9,96	vezes
	Parada não planejada 3		vezes
MO	Parada não planejada 4	4,64	vezes
PO	Parada planejada	1,57	vezes
	Sucessos Iniciais	96,01	vezes
	Falhas Iniciais	2,40	vezes

Tabela 4. 32 – Índices selecionados da IEEE 762-1987 calculados para os valores coletados do GADS.

	Índices	Descrição	Valor	Unidade	Equação
TEMPO	POF	Fator de Parada Planejada	5,68%		Eq.(4)
	UOF	Fator de Parada Não-Planejada	5,06%		Eq.(5)
	FOF	Fator de Parada Forçada	2,40%		Eq.(6)
	MOF	Fator de Parada para Manutenção	2,66%		Eq.(7)
	UF	Indisponibilidade	10,74%		Eq.(8)
	AF	Disponibilidade	89,26%		Eq.(9)
	SF	Fator de Serviço	57,52%		Eq.(10)
	FOR	Taxa de Estado de Incapacidade Forçada	4,00%		Eq.(19)
CAPACIDADE E PRODUÇÃO	GCF	Fator de Capacidade Bruto	45,19%		Eq.(15)
	NCF	Fator de Capacidade Líquido	44,86%		Eq.(16)
	GOF	Fator de Produção Bruta	78,57%		Eq.(17)
	NOF	Fator de Produção Líquida	77,99%		Eq.(18)
TEMPO MÉDIO	MSTFO	Tempo Médio para Parada forçada	504,26	h	Eq.(20)
	MSTMO	Tempo Médio para Parada de manutenção	1.082,42	h	Eq.(21)

	MSTPO	Tempo Médio de Parada planejada	3.199,00	h	Eq.(22)
DURAÇÃO MÉDIA	MFOD	Duração Média de Parada Forçada	21,01	h	Eq.(23)
	MMOD	Duração Média de Parada para Manutenção	50,04	h	Eq.(24)
	MPOD	Duração Média de Parada Planejada	316,06	h	Eq.(25)
	SR	Confiabilidade Inicial	97,56%		Eq.(26)
	CR	Taxa cíclica	1,91%		Eq.(27)

Na Tabela 4.33, compara-se os dados da Tabela 4.32 com dados mais atuais encontrados no site da NERC, em serviços do GADS - *Generating Unit Statistical Brochure* para o ano de 2006.

Tabela 4. 33 – Comparação dos valores de referência para o ano de 2006 e a média dos anos 1999 a 2003, incluindo variação.

	Índices	Descrição	Valor 2006	Valor 1999-2003	Variação 2006-(1999-2003)
TEMPO	POF	Fator de Parada Planejada	4,04%	5,68%	-1,64%
	UOF	Fator de Parada Não-Planejada	5,64%	5,06%	0,58%
	FOF	Fator de Parada Forçada	1,63%	2,40%	-0,77%
	MOF	Fator de Parada para Manutenção	1,60%	2,66%	-1,06%
	UF	Indisponibilidade	7,27%	10,74%	-3,47%
	AF	Disponibilidade	92,73%	89,26%	3,47%
	SF	Fator de Serviço	39,01%	57,52%	-18,51%
	FOR	Taxa de Estado de Incapacidade Forçada	4,01%	4,00%	0,01%
CAP. DE PROD.	NCF	Fator de Capacidade Líquido	28,08%	44,86%	-16,78%
	NOF	Fator de Produção Líquida	71,54%	77,99%	-6,45%
	SR	Confiabilidade Inicial	98,26%	97,56%	0,70%

Fonte: GADS (2003) e *Generating Unit Statistical Brochure* (2006)

Pode-se ver que as proporções das paradas melhoraram, sendo grande parte deles menores em 2006 do que nos anos anteriores. Isso mostra menor duração dos desligamentos, sejam eles planejados ou forçados. A disponibilidade também melhorou e conseqüentemente a indisponibilidade foi reduzida, mostrando que o sistema estava disponível mais freqüentemente do que antigamente. O problema surge quando se analisa o fator de serviço, que cai aproximadamente 17 pontos percentuais. Provavelmente o tempo de serviço diminuiu e o desligamento de reserva aumentou, uma vez que os outros desligamentos melhoraram (logo, ficaram

mais breves). Com essa diminuição do tempo de despacho, provavelmente a usina produziu menos e teve sua capacidade limitada, o que se comprova pelas quedas nestes índices também. A confiabilidade do sistema praticamente se manteve, ou seja, as unidades deram partida com sucesso com a mesma probabilidade nos dois períodos.

Finalmente, apesar de estes valores serem calculados para outro país (GADS é um banco de dados americano), estes podem ser utilizados como base para análises dos índices operacionais. Vale ressaltar que deve haver senso crítico no momento da utilização, pois todos os dados apresentados anteriormente são definidos de maneira geral, sendo então necessária a adaptação para casos mais específicos.

4.5 ÍNDICES DE DESEMPENHO DE MANUTENÇÃO

4.5.1 Aspectos Gerais

Com o aumento da competitividade das empresas e necessidade por métodos de gerenciamento altamente eficazes, a manutenção é atualmente vista como uma ferramenta gerencial capaz de proporcionar o diferencial das empresas. De acordo com Nagao (1998) e retomado por Rodrigues (2003), a atividades de manutenção tem ganho grande importância ao longo dos anos, sendo até mesmo requisito para o sucesso das empresas, quando não responsável pela rentabilidade do empreendimento e sobrevivência do negócio.

Conforme Nagao (1998) existem duas preocupações básicas da manutenção em indústrias de processo contínuos[27]. São elas:

- Garantia da continuidade operacional da planta maximizando a disponibilidade;
- Gerenciamento da confiabilidade dos equipamentos e das instalações industriais minimizando a ocorrência de falhas, garantindo integridade dos funcionários, comunidade localizada na vizinhança de planta fabril e meio ambiente.

A fim de atender estas preocupações, Rosa (2006) expõe em seu trabalho o pressuposto do processo gerencial das atividades de manutenção, que ilustra a importância deste trabalho na gerência de manutenção de uma empresa como indicado na Figura 4.17.

[27] Indústrias que se caracterizam por produzir produtos em grandes quantidades e de pequena variação. Abragem desde siderúrgicas, refinarias de petróleo, até usinas de geração de energia elétrica como as hidroelétricas, as termelétricas e as nucleares.

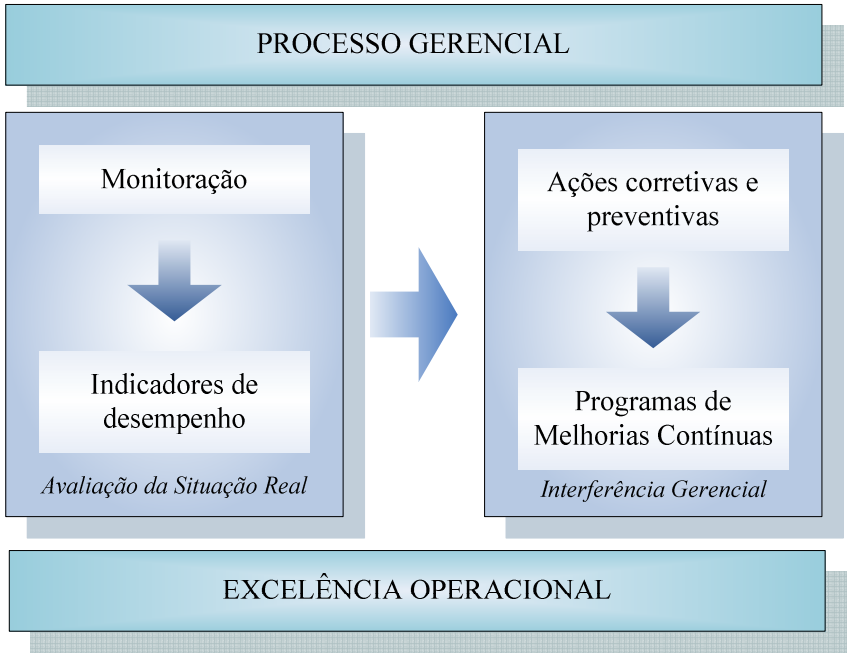


Figura 4. 17 – Pressuposto do processo gerencial da manutenção. Fonte: Rosa (2006).

De acordo com a Figura 4.17, o processo gerencial é realizado através da avaliação da situação real, por meio da monitoração, expressa através de indicadores de desempenho. Com o conhecimento das condições da empresa, são tomadas providências (ações corretivas e preventivas), como programas de melhorias contínuas. Esta interferência gerencial no empreendimento tem como objetivo a excelência operacional.

4.5.2 Detalhamento do Assunto

Pode-se utilizar os custos de manutenção como índices gerenciais, ou seja, índices que auxiliem o gerenciamento de uma empresa. A realização da manutenção é vista como uma boa prática, uma atividade que produz redução nos custos de produção ou serviços, e sua medição é uma ferramenta muito útil para este controle. Assim, a elaboração de relatórios para os diferentes níveis gerenciais com os valores dos índices escolhidos auxilia a tomada de decisão nos diferentes níveis hierárquicos. A construção destes relatórios é feita após decisão dos índices pela empresa.

Conforme Tavares (1999), existem os chamados índices de “Classe Mundial”, que são índices com mesma expressão em todos os países. No total, são seis os índices, sendo quatro deles referentes a gestão de equipamentos e dois a gestão de custos.

Os índices voltados para a gestão segundo Rodrigues (2003) são:

- Tempo Médio Entre Falhas (TMEF) ou *Mean Time Between Failures* (MTBF);
- Tempo Médio Para Reparo (TMPR) ou *Mean Time To Repair* (MTTR);
- Tempo Médio Para Falhar (TMPF) ou *Mean Time To Failure* (MTTF);
- Disponibilidade ou *Availability*.

Os índices voltados para os custos:

- Custo de Manutenção por Faturamento (CMPF);
- Custo de Manutenção pelo Valor de Reposição (CMVR)

Os índices voltados para a gestão possuem semelhanças com os apresentados na abordagem operacional, com apenas algumas diferenças, que podem ser verificadas na seqüência deste texto.

4.5.2.1 Índices de “Classe Mundial”

4.5.2.1.1 Tempo Médio Entre Falhas (TMEF) ou *Mean Time Between Failures (MTBF)*

Relação entre o produto do número de itens pelo tempo de operação destes, e o número total de falhas durante o período. É dado pela eq.**(41)**:

$$TMEF = MTBF = \frac{n^o.Itens \cdot T_{operação}}{n^o.Falhas} = \frac{1}{\lambda} \qquad \textbf{(41)}$$

4.5.2.1.2 Tempo Médio Para Reparo (TMPR) ou *Mean Time To Repair (MTTR)*

Relação entre o tempo gasto na manutenção corretiva (tempo de reparo) e o número total de falhas durante o período. Está representado na eq.**(42)**.

$$TMPR = MTTR = \frac{T_{Manut.Corretiva}}{n^{o}.Falhas} \quad \textbf{(42)}$$

4.5.2.1.3 Tempo Médio Para Falhar (TMPF) ou *Mean Time To Failure (MTTF)*

Relação entre a soma dos tempos de operação de equipamentos ou sistemas não-reparáveis, ou seja, itens que são trocados quando falham, e o número de falhas durante o período. Pode ser visto na eq.**(43)**:

$$TMPF = MTTF = \frac{\sum T'_{operação}}{n^{o}.Falhas} \quad \textbf{(43)}$$

Onde $T'_{operação}$ refere-se ao tempo de operação dos itens irreparáveis.

4.5.2.1.4 Disponibilidade ou *Availability*

Relação entre o tempo total que a máquina/equipamento/sistema está disponível para operação e o tempo total, sem a retirada dos tempos de manutenção. Pode ser calculado pela relação entre o TMEF e TMPR, pela eq.**(44)**:

$$Disponibilidade = Availability = \frac{TMEF}{TMEF + TMPR} \quad \textbf{(44)}$$

Esse equacionamento é uma aproximação do cálculo mais formal, uma vez que a disponibilidade é representada por uma curva de probabilidade. Conforme Carazas et al. (2007), esta expressão é geralmente utilizada independentemente da distribuição da confiabilidade, em condições específicas. É válida quando o intervalo de tempo utilizado para o cálculo da disponibilidade é suficientemente grande comparativamente ao Tempo Médio Entre Falhas (TMEF), quando este tempo médio for muito maior que o Tempo Médio Para Reparo (TMPR) – TMEF>>TMPR – e finalmente quando o Tempo Médio Para Reparo for considerado constante.

4.5.2.1.5 Custo de Manutenção por Faturamento (CMPF)

Relação entre o custo total da manutenção ($CTMN$), que é a soma dos custos diretos com os indiretos, e o faturamento da empresa no período de tempo em estudo ($FTEP$). Pode ser calculado pela eq.**(45)**:

$$CMPF = \frac{CTMN}{FTEP} \cdot 100 \qquad \textbf{(45)}$$

4.5.2.1.6 Custo de Manutenção pelo Valor de Reposição (CMVR)

Relação entre o custo total acumulado da manutenção do equipamento/sistema e o valor de compra (valor de reposição) de um novo equipamento. Assim, é expresso pela eq.**(46)**:

$$CMVR = \frac{\sum CTMN}{VLRP} \cdot 100 \qquad \textbf{(46)}$$

4.5.2.2 Outros índices

Tavares (1999) levanta os seguintes tópicos dentro da gestão financeira associados com seus correspondentes custos de manutenção, como indicado na Tabela 4.34. A divisão nestas categorias dá à empresa maior clareza e rapidez para traçar um diagnóstico dos custos reais com manutenção.

Tabela 4. 34 – Índices de gestão financeira divididos em 5 tópicos, cada um com 3 partes.

COMPOSIÇÃO DE CUSTOS DE MANUTENÇÃO		
Pessoal	**Diretos**	Salários e Comissões
	Indiretos	encargos sociais e benefícios (transporte, alimentação, auxílio médico, auxílio odontológico, habitação, recreação, esportes, auxílio de capacitação etc.
	Administrativos	rateio de gastos das áreas de recursos humanos e capacitação, em função da quantidade de empregados do órgão de manutenção
Material	**Diretos**	custo de reposição de material
	Indiretos	capital imobilizado, custo de energia elétrica, armazenagem (instalações), água e pessoal do almoxarifado
	Administrativos	rateio dos gastos das áreas de compra e administração de material em função do tempo de ocupação do pessoal para atendimento à área de manutenção
Contratação	**Diretos**	custos dos contratos (permanentes e eventuais)
	Indiretos	utilidades e serviços utilizados por terceiros e custeados pela empresa (transporte, alimentação, instalações etc.)
	Administrativos	rateio dos gastos das áreas de administração de contratos, financeira e contábil em função do envolvimento com os contratos da área de manutenção
Depreciação	**Diretos**	custo de reposição
	Indiretos	capital imobilizado
	Administrativos	rateio dos gastos das áreas de contabilidade, controle de patrimônio e compra no levantamento, acompanhamento e aquisição de máquinas e ferramentas para a área de manutenção
Perda de Faturamento	**Diretos**	perda de produção
	Indiretos	perda de matéria-prima, perda de qualidade, devolução, processos
	Administrativos	rateio dos gastos das áreas de controle de qualidade, vendas, marketing e jurídica em função do envolvimento devido à manutenção

Fonte: Tavares, (1999)

Dentro desta abordagem, Tavares (1999) ainda descreve os índices mais utilizados nas empresas de processo e serviço, relacionados na seqüência deste texto.

4.5.2.2.1 Componentes de Custo de Manutenção (CCMN)

Relaciona o custo total da manutenção e o custo total da produção. É expresso pela eq.**(47)**:

$$CCMN = \frac{CTMN}{CTPR} \cdot 100 \qquad \textbf{(47)}$$

Onde: *CTMN* – Custo Total da Manutenção

CTPR – Custo Total da Produção

Dentro destes custos de produção total estão inclusos os gastos diretos e indiretos tanto da operação quanto da manutenção, inclusive o respectivo faturamento em suspenso.

4.5.2.2.2 Progresso nos Esforços de Redução de Custos (PERC)

Relaciona o trabalho em manutenção programada e o custo de manutenção por faturamento. Pode ser calculado com a eq.**(48)**:

$$PERC = \frac{TBMP}{CMPF} \qquad \textbf{(48)}$$

Onde: *TBMP* – Trabalho em Manutenção Programada

CMPF – Custo de Manutenção por Faturamento

Este quociente indica a influência da atividade de manutenção sob controle em relação ao custo de manutenção por faturamento.

4.5.2.2.3 Custo Relativo com Pessoal Próprio (CRPP)

Relaciona os gastos de mão-de-obra própria e o custo total da área de manutenção no período em estudo. Relaciona-se pela eq.**(49)**:

$$CRPP = \frac{\sum CMOP}{CTMN} \cdot 100 \qquad \textbf{(49)}$$

Onde: *CMOP* – Custo de Mão-de-Obra Própria

CTMN – Custo Total da área de Manutenção

4.5.2.2.4 Custo Relativo de Material (CRMT)

Relaciona os gastos com material e o custo total da área de manutenção no período em estudo. Pode ser representado pela eq.**(50)**:

$$CRMT = \frac{\sum CMAT}{CTMN} \cdot 100 \qquad \textbf{(50)}$$

Onde: *CMAT* – Custo de Material

4.5.2.2.5 Custo de Mão-de-Obra Externa (CMOE)

Relaciona os gastos totais de mão-de-obra externa (empreitada de outras empresas ou cedidas por outras áreas da mesma empresa) e a mão-de-obra total empregada nos serviços no período considerado. Pode ser calculado através da eq.**(51)**:

$$CMOE = \frac{\sum CMOC}{\sum (CMOC + CMOP)} \cdot 100 \qquad \textbf{(51)}$$

Onde: *CMOC* – Custo de Mão-de-Obra Contratada

Neste cálculo pode-se considerar todos os tipos de contratos: globais, de mão-de-obra ou batelada.

4.5.2.2.6 Custo de Manutenção em Relação à Produção (CMRP)

Relaciona o custo total de manutenção e a produção total no período. É expresso pela eq.**(52)**:

$$CMRP = \frac{CTMN}{PRTP} \cdot 100 \qquad \textbf{(52)}$$

Onde: *PRTP* – Produção Total no Período

4.5.2.2.7 Custo de Treinamento (CTTR)

Relaciona o custo do treinamento do pessoal de manutenção com o custo total de manutenção. Calcula-se pela eq.**(53)**:

$$CTTR = \frac{\sum CTPM}{CTMN} \cdot 100 \qquad \textbf{(53)}$$

Onde: *CTPM* – Custo de Treinamento do Pessoal de Manutenção

Este índice representa a parcela de gastos de manutenção investida no desenvolvimento das pessoas através de treinamentos internos e externos, e pode ser complementada com o índice "*per capita*", ou seja, o custo por quantidade de pessoas sob treinamento.

4.5.2.2.8 Imobilização em Sobressalentes (IMSB)

Relaciona o capital imobilizado em sobressalentes com o capital investido em equipamentos em um período de tempo específico. Pode ser expresso pela eq.**(54)**:

$$IMSB = \frac{\sum CISB}{\sum CIEQ} \cdot 100 \qquad \textbf{(54)}$$

Onde: *CISB* – Custo de Imobilizado em Sobressalentes

CIEQ – Custo de Investimento em Equipamentos

Deve-se tomar o cuidado de considerar todos os sobressalentes específicos e parte dos não-específicos utilizados pela área de manutenção. O estabelecimento desta proporcionalidade torna este índice difícil de ser determinado.

4.5.2.2.9 Custo de Manutenção por Valor de Venda (CMVD)

Relaciona o custo total da manutenção de um item e o valor de revenda deste item. É calculado através da eq.**(55)**:

$$CMVD = \frac{\sum CTMN}{VLVD} \cdot 100 \qquad \textbf{(55)}$$

Onde: *VLVD* – Valor de Venda

4.5.2.2.10 Custo Global (CG)

Diferença entre o valor de reposição e a soma do valor de venda com o custo total de manutenção de um equipamento. Pode ser determinado pela eq.**(56)**:

$$CG = VLRP - (VLVD + CTMN) \qquad \textbf{(56)}$$

Onde: *VLRP* – Valor de Reposição

Após a escolha dos índices, conforme Tavares (1999), estes devem ser padronizados para todas as áreas de manutenção para serem calculados periodicamente e analisados, proporcionando então uma visão do empreendimento. Pode-se produzir relatórios gerenciais de custo a fim de que todos os índices sejam colocados na forma de tabelas, com valores em unidade monetária ou percentual, sendo também analisada a média dos valores.

Furmann[28] (2002) apud Rosa (2006) publicou, em conjunto com a Associação Brasileira de Manutenção (ABRAMAN), índices para gestão de manutenção, os quais são indicados na Tabela 4.35.

[28] FURMANN, J. C. **Desenvolvimento de um Modelo para a Melhoria do Processo de Manutenção Mediante a Análise de Desempenho de Equipamentos**. 2002. 147 p. Dissertação (Mestrado), Departamento de Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina.

Tabela 4. 35 – Indicadores levantados por Furmann.

INDICADORES PARA A GESTÃO DA MANUTENÇÃO	
Indicadores de Disponibilidade	Disponibilidade Operacional (%)
	Indisponibilidade Programada (%)
	Indisponibilidade Forçada (%)
	Taxa de Falhas (falhas/ano)
	Tempo Médio de Reparo (h)
	Taxa de Incidentes (incidentes/ano)
Indicadores de Custo	Custo Médio Anual da Manutenção Preventiva (US$/ano)
	Custo Médio Anual da Manutenção Corretiva (US$/ano)
	Custo Acumulado de Falha (US$)
	Custo Médio Anual de Exploração do Equipamento (US$/ano)
	Custo Médio Anual de Manutenção por Faturamento (%)

Fonte: Rosa (2006)

Nagao (1998) ainda cita mais alguns indicadores, que são acompanhados pela ABRAMAN e relativos a períodos maiores (anualmente, por exemplo), que ele chamou de “Indicadores Macro da Manutenção”. São eles:

- Relação de horas extras por horas disponíveis;
- Relação da mão-de-obra contratada pela mão-de-obra própria;
- Relação do efetivo da manutenção sobre o efetivo total;
- Indisponibilidade operacional média anual da unidade de produção;
- Custo da manutenção sobre o faturamento da empresa;
- Custo da manutenção sobre o valor de reposição da planta.

4.5.3 Valores Tolerados/Encontrados

Pela grande quantidade de índices citados anteriormente, pode-se montar uma tabela-resumo para facilitar a visualização dos mesmos, indicados na Tabela 4.36.

Tabela 4. 36 – Resumo de todos os índices encontrados.

Categoria	Tipo	Índice de manutenção
Classe Mundial	*Gestão*	Tempo Médio Entre Falhas (TMEF) ou *Mean Time Between Failures* (MTBF); Tempo Médio Para Reparo (TMPR) ou *Mean Time To Repair* (MTTR); Tempo Médio Para Falhar (TMPF) ou *Mean Time To Failure* (MTTF); Disponibilidade ou *Availability*.
	Custo	Custo de Manutenção por Faturamento (CMPF) Custo de Manutenção pelo Valor de Reposição (CMVR)
Fonte: Tavares	*Custos*	Componentes de Custo de Manutenção (CCMN) Progresso nos Esforços de Redução de Custos (PERC) Custo Relativo com Pessoal Próprio (CRPP) Custo Relativo de Material (CRMT) Custo de Mão-de-Obra Externa (CMOE) Custo de Manutenção em Relação à Produção (CMRP) Custo de Treinamento (CTTR) Imobilização em Sobressalentes (IMSB) Custo de Manutenção por Valor de Venda (CMVD) Custo Global (CG)
Fonte: Furmann e ABRAMAN	*Indicadores de Disponibilidade*	Disponibilidade Operacional (%) Indisponibilidade Programada (%) Indisponibilidade Forçada (%) Taxa de Falhas (falhas/ano) Tempo Médio de Reparo (h) Taxa de Incidentes (incidentes/ano)
	Indicadores de Custo	Custo Médio Anual da Manutenção Preventiva (US$/ano) Custo Médio Anual da Manutenção Corretiva (US$/ano) Custo Acumulado de Falha (US$) Custo Médio Anual de Exploração (US$/ano) Custo Médio Anual de Manutenção por Faturamento (%)
Fonte: ABRAMAN	*Indicadores Macro da Manutenção*	Relação de horas extras por horas disponíveis Relação da mão-de-obra contratada pela mão-de-obra própria Relação do efetivo de manutenção sobre o efetivo total Indisponibilidade operacional média anual da unidade de produção Custo da manutenção sobre o faturamento da empresa Custo da manutenção sobre o valor de reposição da planta

Grande parte dos índices citados possui semelhança com os apresentados anteriormente, na abordagem operacional do trabalho. Isto se dá pela forma que este trabalho foi estruturado, uma vez que a abordagem operacional abrange certos pontos da manutenção relativos à operação da usina (disponibilidade, paradas, falhas), enquanto a abordagem da manutenção foca em aspectos mais relacionados aos custos associados a esta atividade.

4.5.4 Determinação dos Índices de Desempenho

Conforme dito anteriormente, os índices apresentados relacionados com a disponibilidade no âmbito da manutenção são muito parecidos com os abordados pela visão operacional. Apesar desta semelhança, elas possuem diferenças na forma de serem calculadas, uma vez que na abordagem operacional são tomados os tempos totais, enquanto na de manutenção são utilizados os tempos médios. De posse de dados de falha do equipamento e do sistema, ambos os índices podem ser determinados e posteriormente comparados. A não inclusão do cálculo dos índices relativos à disponibilidade na parte operacional se deu devido à opção pela utilização dos índices recomendados pela norma IEEE 762-1987, tornando-se desnecessária sua colocação na abordagem do desempenho da atividade de manutenção.

Enfim, em decorrência da alta similaridade apresentada pelos índices apresentados anteriormente, são escolhidos os mais relacionados com a composição dos custos da manutenção, os quais são listados na Tabela 4.37.

Tabela 4. 37 – Índices de Desempenho de Manutenção selecionados, sua origem e a unidade correspondente.

Categoria	Índice	Unidade
Classe Mundial	Custo de Manutenção por Faturamento (CMPF)	%
	Custo de Manutenção pelo Valor de Reposição (CMVR)	%
Fonte: Tavares	Componentes de Custo de Manutenção (CCMN)	%
	Progresso nos Esforços de Redução de Custos (PERC)	
	Custo Relativo com Pessoal Próprio (CRPP)	%
	Custo Relativo de Material (CRMT)	%
	Custo de Mão-de-Obra Externa (CMOE)	%
	Custo de Manutenção em Relação à Produção (CMRP)	%
	Custo de Treinamento (CTTR)	%
	Imobilização em Sobressalentes (IMSB)	%
	Custo de Manutenção por Valor de Venda (CMVD)	%
	Custo Global (CG)	$
Fonte: Furmann e ABRAMAN	Custo Médio Anual da Manutenção Preventiva (US$/ano)	$/ano
	Custo Médio Anual da Manutenção Corretiva (US$/ano)	$/ano
	Custo Acumulado de Falha (US$)	$
	Custo Médio Anual de Exploração (US$/ano)	$/ano
	Custo Médio Anual de Manutenção por Faturamento (%)	%

Os Indicadores Macro da Manutenção dados pela ABRAMAN não foram incluídos por serem os mesmos da “classe mundial” (CMPF e CMVR), listados nas duas primeiras linhas da Tabela 4.37.

4.5.5 Detalhamento dos Índices, Faixas de Valores e suas Classificações

Para conseguir determinar todos os índices selecionados, a gerência da usina termelétrica deve contar com as seguintes informações:

- Lista de todos os custos da área de manutenção por ano, por item, por tipo de manutenção (corretiva, preventiva, preditiva);
- Faturamento da empresa;
- Custo total da produção, da mão-de-obra própria e contratada, de treinamento do pessoal de manutenção, de material, produção total no período, de imobilização de sobressalentes;

- Custo acumulado da falha, da exploração do equipamento, melhoria ou pior do trabalho após manutenção programada;
- Valor de compra/reposição de equipamento ou sistema, valor de venda do item, custo de investimentos em equipamentos;

Com todos os registros de custos relativos à área de manutenção, é possível determinar os custos totais e médios da manutenção, os valores por item analisado, por ano e por tipo de manutenção realizada, e relacioná-los com o faturamento da empresa, o valor de compra/reposição de equipamentos e revenda de itens.

Os custos relacionados à produção (custo de mão-de-obra própria e contratada, material e imobilização de sobressalentes) e volume de produção no período podem ser expressos por participação nos custos totais de manutenção ou no investimento em equipamentos, sendo possível avaliar a contribuição de cada um dos custos relativos à produção no valor total.

O custo acumulado possui valor diferenciado, uma vez que seu cálculo exige um pouco mais cuidado por relacionar-se com o repasse dos custos que uma falha provoca. Segundo Pilla[29] (2003) apud Brick e Cople (2005), a ocorrência de uma falha acarreta impacto no desempenho do equipamento e do sistema como um todo, afetando em alguns pontos:

- Perda de capacidade de produção;
- Indisponibilidade do sistema ou dispositivo;
- Geração de outras falhas;
- Danos materiais aos componentes da estrutura de operação e apoio;
- Danos a seres humanos e ao meio-ambiente.

Logo, o custo acumulado da falha deve abranger o dimensionamento dos custos decorrentes da ocorrência desta falha, sendo certas vezes uma atividade complexa de ser realizada.

O custo de exploração do equipamento relaciona-se com a vida útil do equipamento, uma vez que considera os custos durante a utilização do item. A

[29] Pilla, L. H. L. (2003) - **Um Modelo Conceitual para o Processo de Análise do Custo de CVU**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal Fluminense, Niterói. 166p.

medição da melhoria ou piora do equipamento após ações de manutenção também é importante visto que possibilita a avaliação do efeito das atividades de manutenção sobre o custo de manutenção por faturamento.

Finalmente, os custos de compra/reposição e venda são úteis por dar uma visão da aquisição do equipamento ou sua venda, em relação aos custos das atividades de manutenção realizadas.

A determinação das faixas de valor e classificações é tarefa difícil a ser realizada, visto que os dados referentes aos índices não são divulgados publicamente pelas usinas geradoras de energia elétrica. Além disso, os valores-limites a serem adotados são particulares para cada empreendimento, dependendo do seu porte e sua gestão. Apesar disso, é possível dar certo direcionamento a fim de facilitar a determinação destes valores e a sua classificação.

Alguns valores podem ser obtidos no estudo realizado pela ABRAMAN, um documento nacional intitulado de “A situação da manutenção no Brasil” (2005). Neste documento pode-se retirar alguns valores de referência (âmbito nacional, sem distinção de atividade da empresa, indicados na Tabela 4.38, para os custos de manutenção).

Tabela 4. 38 – Valores divulgados pela ABRAMAN de empresas no Brasil.

Ano	Custo Total da Manutenção/Faturamento Bruto	Composição dos Custos de Manutenção			
		Pessoal	Material	Serviços Contratados	Outros
2005	4,10%	32,53%	33,13%	24,84%	9,50%
2003	4,27%	33,97%	31,86%	25,31%	8,86%
2001	4,47%	34,41%	29,36%	26,57%	9,66%
1999	3,56%	36,07%	31,44%	23,68%	8,81%
1997	4,39%	38,13%	31,10%	20,28%	10,49%
1995	4,26%	35,46%	33,92%	21,57%	9,05%
Média	4,18%	35,10%	31,80%	23,71%	9,40%

Fonte: ABRAMAN (2005)

Logo, é possível definir alguns valores aproximados para os índices selecionados. A faixa adequada para o índice relativo ao custo total da manutenção por faturamento e sua respectiva classificação pode ser vista na Tabela 4.39, enquanto valores normalmente encontrados para a composição de custos podem ser visualizados na Tabela 4.40.

Tabela 4. 39 – Classificação do índice “Custo Total da Manutenção por Faturamento Bruto”.

Classificação	Custo Total da Manutenção/ Faturamento Bruto
Bom	Menor que 4%
Regular (valor de referência)	4% a 5%
Ruim	Maior que 5%

Tabela 4. 40 – Valores encontrados para composição de custos

	Pessoal	Material	Serviços Contratados	Outros
Valor de referência	35,10%	31,80%	23,71%	9,40%

Fonte: ABRAMAN (2005)

Os índices que se referem a valores monetários como o Custo Global, Custo Médio Anual da Manutenção Preventiva e Corretiva, de Exploração do Equipamento e Custo Acumulado de Falha são altamente dependentes da administração do empreendimento, sendo um valor particular para cada empresa e ramo de atividade.

Em artigo publicado na revista digital “*Plant Services – The Digital Resource of Plant Services Magazine*”, Smith (2006) levanta alguns “*Key Performance Indicators (KPI)*” – do português “Indicadores Chaves de Desempenho” – a serem utilizados na gestão de uma instalação industrial, os quais são indicados na Tabela 4.41. Dentre eles, o autor fornece níveis-alvo de “classe mundial” para alguns de seus indicadores, sendo dois deles os mesmo utilizados por este trabalho.

Tabela 4. 41 – Classificação e faixas de valor para os índices.

Classificação	Custo de Manutenção/Custo de produção	Custo de Manutenção/Total de vendas
Bom	Menor que 10%	Menor que 6%
Regular (valor de referência)	10% a 15%	6% a 8%
Ruim ou Péssimo	Maior que 15%	Maior que 8%

Fonte: Adaptado de Smith (2006)

Enfim, estes são os índices, classificações e faixas de valores possíveis de serem determinados, com algumas ressalvas referentes a abordagem tomada (valores gerais e não específicos às usinas termelétricas a ciclo combinado) e ao porte do empreendimento, sendo então apenas como base para uma análise inicial do negócio. Alguns valores podem ser utilizados na forma de comparação ao longo dos anos, que é o caso dos índices com valores monetários, medindo-se então a evolução ao longo do tempo. Os índices que não foram detalhados (o Custo de Manutenção pelo Valor de Reposição, por exemplo) devem ser analisados caso a caso, dentro do contexto específico ao qual está inserido o empreendimento.

4.6 ÍNDICES DE DESEMPENHO FINANCEIRO

4.6.1 Aspectos Gerais

Existem diversos índices que são capazes de mostrar o desempenho financeiro de uma empresa. Da literatura, Gitman (2005) detalha índices financeiros e cria uma divisão entre eles, que facilita a compreensão e organiza os valores calculados. As categorias apresentadas por este autor são em número de cinco, listadas e explicadas a seguir:

- **Índices de Liquidez**: é a medida da capacidade do cumprimento das obrigações de curto prazo à medida que estes vencem. Corresponde à facilidade com que a empresa pode pagar suas contas.
- **Índices de Atividade**: mede a velocidade com que as contas são convertidas em vendas ou caixa – entradas ou saídas. Medem a atividade (liquidez) de contas específicas como contas circulantes mais importantes, incluindo estoques, contas a receber e contas a pagar. Também é possível medir a eficiência com a qual os ativos totais são utilizados.
- **Índices de Endividamento**: indica o volume de dinheiro de terceiros usado para gerar lucros. Como é necessário saldar as obrigações com os credores antes de distribuir os lucros aos acionistas, os acionistas atuais e futuros prestam muita atenção na capacidade de pagamento de dívidas da empresa.
- **Índices de Rentabilidade**: esta medição permite ao analista avaliar os lucros da empresa em relação a certo nível de vendas, a certo nível de ativos ou ao volume de capital investido pelos proprietários. Sem lucros, uma empresa não poderia atrair capital externo. Os proprietários, credores e administradores preocupam-se muito com o aumento do lucro, por isso é visto como algo muito importante no mercado.
- **Índices de Valor de mercado**: relacionam o valor de mercado da empresa, medido pelo preço corrente da ação, a certos valores contábeis. Esses índices mostram quão bem os investidores acham que a empresa está

> funcionando, em termos de risco e retorno. Eles tendem a refletir, em termos relativos, a avaliação de todos os aspectos do desempenho passado e do esperado para o futuro pelos acionistas. Consideramos aqui dois índices conhecidos de valor de mercado, um que se preocupa com o lucro, e outro, com valores contábeis.

De modo geral, os índices de liquidez, atividade e endividamento medem risco, enquanto os de rentabilidade medem retorno e os de valor de mercado abrangem tanto risco como retorno.

Através de seu estudo do desempenho econômico-financeiro das operadoras de planos de saúde brasileira, Soares (2006) também levanta alguns índices de desempenho financeiro, dividido em quatro tipos distintos:

- **Indicadores de liquidez:** mede a capacidade que a operadora tem de honrar seus compromissos de curto e longo prazo.
- **Indicadores de estrutura de capital:** representa o monitoramento do grau de endividamento, o nível de imobilização, e também avalia a capacidade financeira da operadora. A dependência do capital de terceiros ou da venda de ativos permanentes contribuem de forma indireta em uma baixa liquidez.
- **Indicador de rentabilidade:** mostra a atratividade financeira do setor, indicando se os riscos incididos na operação estão sendo adequadamente remunerados. Caso contrário haverá dificuldades na obtenção de financiamentos e aportes de capital por parte de investidores.
- **Indicadores de custos assistenciais:** medem a capacidade da empresa se manter em operação no longo prazo. Caso as despesas sejam superiores às receitas, haverá um risco iminente de insolvência da operadora.

Estes índices foram apresentados baseando-se em indicadores utilizados em análises econômico-financeiras recomendados por diversos autores, relacionados ou não, com o ramo de atuação de Soares (2006).

Em artigo de Bonizio (2007), é abordado um estudo da qualidade do serviço e desempenho financeiro de distribuidoras de energia no Brasil. O autor utiliza índices como o Retorno sobre o Ativo Total (ROA, do inglês “*Return on Assets*”) e o Retorno sobre o Investimento (ROI, do inglês “*Return on Investiments*”). O ROA mede o

retorno produzido pelo total de aplicações realizadas por uma empresa em seus ativos, enquanto o ROI é uma medida alternativa ao ROA, considerando o retorno dos investimentos feitos pela empresa, aplicados em seus negócios.

Partindo pela mesma linha de estudos em companhias de grande porte, Alencar Filho et al. (2004) apresentaram um documento técnico-científico a respeito de um modelo de avaliação de desempenho de companhias de saneamento básico, na concepção da criação de valor. A avaliação de desempenho é feito através da metodologia do Valor Econômico Agregado (EVA, do inglês "*Economic Value Added*"), que é um indicativo da maneira como o capital é empregado nas atividades empresariais através da criação ou não de valor, considerando o custo de oportunidade do capital.

Pode-se ver também que em apresentações e relatórios que empresas de grande porte apresentam aos diretores, presidentes e acionistas, há a utilização de índices financeiros. No Relatório de Administração da Furnas Centrais Elétricas S.A. de 2005, pode-se ver a utilização de diversos índices associados ao desempenho corporativo da empresa. São eles:

- Rendimento Líquido;
- Remuneração dos Acionistas;
- Receita Operacional Líquida;
- Custos e Despesas Operacionais;
- "*Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization*" (EBITDA);
- Taxas Apropriadas e Encargos Setoriais;
- Liquidez Corrente e Total;
- Endividamento a Curto Prazo e Total;
- Lucro no Período (Rendimento Líquido/Patrimônio Líquido).

Enfim, são inúmeros os índices de desempenho financeiros existentes, sendo então necessário selecioná-los conforme o estudo a ser realizado.

4.6.2 Detalhamento do Assunto

O estudo se baseará nos índices levantados por Gitman (2005), por apresentar de maneira mais geral o assunto e abranger grande parte dos aspectos desejados para o trabalho. Os outros índices serão complementados à medida que mostrarem condizentes com o estudo.

Assim, utilizando a divisão por categorias de Gitman (2005), inicia-se retirando da análise os índices de atividade, por não serem apropriados e medirem dados não interessantes ao trabalho em questão. Como regra geral, os dados necessários para a realização de uma análise financeira adequada incluem, no mínimo, a demonstração do resultado do exercício e o balanço patrimonial.

4.6.2.1 Índices de liquidez

Conforme dito anteriormente, a liquidez de uma empresa é medida por sua capacidade de cumprir as obrigações de curto prazo à medida que vencem. Corresponde à solvência da posição financeira geral da empresa. Como uma liquidez baixa ou em declínio é um precursor comum de dificuldades financeiras e falência, estes índices são vistos como bons indicadores de problemas de fluxo de caixa. As duas medidas básicas de liquidez são o índice de liquidez corrente e o índice de liquidez seca.

4.6.2.1.1 Índice de liquidez corrente

O índice de liquidez corrente, um dos índices financeiros mais freqüentemente utilizados, mede a capacidade da empresa de saldar suas obrigações de curto prazo. É definido pela eq.**(57)**:

$$Índice\ de\ valor\ corrente = \frac{ativo\ circulante}{passivo\ circulante} \qquad \textbf{(57)}$$

Em geral, quanto mais alto o valor do índice de liquidez corrente, mais a empresa é considerada líquida, ou seja, mais facilmente pode cumprir com suas obrigações de curto prazo. Além disso, pode-se ver que quanto mais previsíveis forem os fluxos de caixa de uma empresa, mais baixo será o índice de liquidez corrente aceitável.

4.6.2.1.2 Índice de liquidez seca

O índice de liquidez seca é semelhante ao índice de liquidez corrente, exceto pelo fato de que exclui os estoques, geralmente os ativos circulantes menos líquidos de todos. A comum baixa liquidez dos estoques resulta basicamente de dois fatores: muitos tipos de estoques não podem ser vendidos com facilidade porque são itens parcialmente acabados e/ou têm finalidades específicas; o produto estocado é normalmente vendido a prazo, o que significa que se transforma em contas a receber antes de ser convertido em caixa. O índice de liquidez seca é calculado de acordo com a eq.**(58)**:

$$Índice\ de\ liquidez\ seca = \frac{ativo\ circulante - estoques}{passivo\ circulante} \qquad \textbf{(58)}$$

Como o estoque praticamente é líquido no caso em estudo, o índice de liquidez corrente será a medida preferível de liquidez.

4.6.2.2 Índices de endividamento

O índice de endividamento de uma empresa indica a parcela do dinheiro de terceiros utilizado para gerar lucros. Em geral, deve-se analisar cuidadosamente as dívidas de longo prazo, por comprometerem a empresa com uma série de pagamentos por muitos anos. Como é necessário saldar as obrigações com os credores antes de distribuir os lucros aos acionistas, os acionistas atuais e futuros prestam muita atenção na capacidade de pagamento de dívidas da empresa. O endividamento da empresa desperta interesse em muitos envolvidos, desde

fornecedores de recursos financeiros até os administradores, sendo então uma medida importante para a empresa.

Quanto menor a dependência de capital de terceiros[30], mais solvente se encontra a empresa, ou seja, mais é capaz de cumprir com suas obrigações correntes e de apresentar uma situação patrimonial e uma expectativa de lucros que garantam a sobrevivência desta no futuro. No entanto, o endividamento é uma fonte de recurso importante para a empresa e na maioria das vezes possui um custo de captação inferior ao capital próprio.

Além disso, em geral, quanto mais capital de terceiros é usado por uma empresa em relação a seus ativos totais, maior sua alavancagem financeira, isto é, há a ampliação do risco e do retorno introduzida pelo uso do financiamento a custo fixo, como o obtido com a emissão de títulos de dívida e ações preferenciais. Quanto mais uma empresa servir-se de dívidas a custo fixo, maiores serão o risco e o retorno dela esperados.

4.6.2.2.1 Índice de endividamento geral

O índice de endividamento geral mede a proporção dos ativos totais financiada pelos credores da empresa. Quanto mais alto o valor desse índice, maior o volume relativo de capital de outros investidores usado para gerar lucros na empresa. Ele é calculado em conformidade com a eq.**(59)**:

$$Índice\ de\ endividamento\ geral = \frac{passivo\ exigível\ total}{ativo\ total} \qquad \textbf{(59)}$$

Vale lembrar que o capital de terceiros é representado como passivo exigível total no balanço patrimonial, que é a soma do passível a curto prazo e o passível a longo prazo. Quanto mais alto o valor desse índice, maior o grau de endividamento da empresa e mais elevado seu grau de alavancagem financeira.

[30] Capital de terceiros é a fonte de recursos provenientes de agentes que não são sócios da empresa. O patrimônio líquido é fonte de recursos de capital próprio, ou seja, dos acionistas.

4.6.2.2.2 Índice de cobertura de juros

O índice de cobertura de juros mede a capacidade de efetuar os pagamentos contratuais de juros. Geralmente, quanto mais alto for o valor desse índice, maior é a capacidade da empresa de liquidar suas obrigações com juros. Ele é calculado pela relação indicada na eq.**(60)**:

$$Índice\ de\ cobertura\ \ de\ \ juros = \frac{lucro\ \ antes\ de\ \ juros\ e\ imposto\ de\ renda}{juros} \qquad \textbf{(60)}$$

O valor obtido para o lucro antes de juros e imposto de renda corresponde ao resultado operacional representado na demonstração de resultado da empresa.

4.6.2.2.3 Índice de cobertura de pagamentos fixos

O índice de cobertura de pagamentos fixos mede a capacidade da empresa de satisfazer todas as obrigações de pagamentos fixos, tais como o pagamento de juros dos empréstimos e principal, pagamento de amortização e aluguéis, e os dividendos de ações preferenciais.

Analogamente ao índice de cobertura de juros, quanto maior o valor do índice de cobertura de pagamentos fixos, maior é a capacidade da empresa de liquidar seus pagamentos. A expressão para o cálculo desse índice pode ser vista na eq.**(61)**:

$$\begin{matrix} Índice\ de\ cobertura \\ de\ \ pagamentos\ \ fixos \end{matrix} = \frac{\begin{pmatrix} lucro\ \ antes\ de\ \ juros\ e \\ imposto\ \ de\ \ renda + aluguéis \end{pmatrix}}{juros + aluguéis + \left\{ \begin{pmatrix} Amortizações + \\ + dividendos \\ preferenciais \end{pmatrix} * \left[\frac{1}{(1-T)} \right] \right\}} \qquad \textbf{(61)}$$

onde *T* é a alíquota de imposto de renda de pessoa jurídica incidente sobre o lucro da empresa. O termo $1/(1-T)$ é incluído para levar os pagamentos de amortização e dividendos preferenciais (depois do imposto) a uma base antes do imposto de renda, a fim de torná-los coerentes com os valores de todos os outros termos, que são medidos antes do imposto de renda.

Assim como o índice de cobertura de juros, este índice mede o risco. Quanto mais baixo o valor desse índice, maior o risco do não cumprimento de suas obrigações, tanto para credores como para acionistas; quanto mais elevado seu valor, menor o risco. Este índice permite que interessados avaliem a capacidade de pagamento de obrigações fixas adicionais pela empresa, sem que a mesma seja obrigada a ir à falência.

4.6.2.3 Índices de rentabilidade

Existem muitas formas de se medir a rentabilidade de uma empresa. Cada uma delas relaciona-se com um tipo de retorno da empresa, como por exemplo, o volume de suas vendas, o valor de seus ativos, o patrimônio líquido e o valor de suas ações. Como um todo, essas medições permitem a avaliação dos lucros da empresa em relação a certo nível de vendas, a certo nível de ativos ou ao volume de capital investido pelos proprietários. Se não há lucro, uma empresa não consegue atrair capital externo. Devido o aumento do lucro ser algo visado pelos proprietários, credores e administradores, a rentabilidade da empresa é vista como algo muito importante no mercado.

4.6.2.3.1 Demonstrações de resultado de tamanho comum

Para a avaliação de rentabilidade em relação a vendas, pode-se utilizar como ferramenta a demonstração de resultado de tamanho comum. Devido à diferença de tamanho entre empresas, é praticamente impossível comparar diretamente as demonstrações financeiras de duas empresas por causa das diferenças de tamanho. Inicialmente deve-se, então, padronizar de alguma forma as demonstrações financeiras. Uma maneira muito comum e útil é trabalhar com porcentagens ao invés de valores monetários. Assim, cada um dos itens dessa demonstração é expresso sob a forma de porcentagem das vendas. Ela é especialmente útil não só na comparação entre empresas diferentes, como também na comparação de desempenho em anos diferentes. Com isso, três índices freqüentemente citados de rentabilidade, encontrados diretamente na demonstração de resultado de tamanho

comum, são: a margem de lucro, a margem de lucro operacional e a margem de lucro líquido.

4.6.2.3.2 Margem de lucro bruto

A margem de lucro bruto mostra a porcentagem de cada valor monetário de venda que restou após o pagamento das obrigações pela empresa. É basicamente o quociente do lucro bruto sobre as vendas. Quanto mais alta essa relação, melhor, pois o custo relativo dos produtos vendidos é menor. É expresso pela eq.**(62)**:

$$Mar\ gem\ de\ lucro\ bruto = \frac{\left(R\,eceita\ \ de\ \ vendas - Custo\ \ dos\ \ produtos\ \ vendidos\right)}{R\,eceita\ \ de\ \ vendas} = \frac{Lucro\ \ Bruto}{R\,eceita\ \ de\ \ vendas} \quad \textbf{(62)}$$

4.6.2.3.3 Margem de lucro operacional

A margem de lucro operacional representa a proporção de cada unidade monetária de receita de vendas que permanece após a redução de todos os custos e despesas, não incluindo juros, impostos e dividendos de ações preferenciais. Representa o que muitas vezes se denomina “lucro puro”, ganhos em cada valor monetário de vendas feitas pela empresa. Uma margem de lucro operacional elevada é um bom resultado para a empresa. Ela é calculada pela eq.**(63)**:

$$Ma\ rgem\ \ de\ \ lucro\ \ operaciona\ l = \frac{R\,esultado\ \ \ operaciona\ l}{R\,eceita\ \ de\ \ vendas} \quad \textbf{(63)}$$

4.6.2.3.4 Margem de lucro líquido

A margem de lucro líquido indica a proporção de cada valor monetário de receita de vendas restante após a dedução de todos os custos e despesas, incluindo juros, impostos e dividendos de ações preferenciais. É um dos índices mais utilizados pelos analistas, por ser este o índice que revela o sucesso da empresa em termos

de lucratividade sobre vendas. Logo, quanto mais alta a margem de lucro líquido, melhor. Ela é calculada através da eq.**(64)**:

$$Margem\ de\ lucro\ líquido = \frac{Lucro\ disponível\ aos\ acionistas\ ordinários}{Receita\ de\ vendas} \quad \textbf{(64)}$$

4.6.2.3.5 Lucro por ação (LPA)

Geralmente, o lucro por ação (LPA) de uma empresa é importante para os investidores atuais e potenciais e para a administração. O LPA representa o montante de lucro obtido no período para cada ação ordinária emitida. Ele é calculado com a eq.**(65)**:

$$Lucro\ por\ ação = \frac{Lucro\ disponível\ para\ os\ acionistas}{Número\ de\ ações\ ordinárias} \quad \textbf{(65)}$$

4.6.2.3.6 Retorno de ativo total (ROA)

O retorno de ativo total ("*Return on total Assets*" – ROA) mede a eficácia global da administração quanto à obtenção de lucros com seus ativos disponíveis. Quanto mais alto for, melhor. Ele é calculado de acordo com a eq.**(66)**:

$$Retorno\ do\ ativo\ total = \frac{Lucro\ disponível\ para\ os\ acionistas\ ordinários}{ativo\ total} \quad \textbf{(66)}$$

4.6.2.3.7 Retorno de capital próprio (ROE)

O retorno do capital próprio ("*Return on common Equity*" – ROE) avalia o retorno obtido no investimento do capital dos acionistas ordinários da empresa. Em geral, quanto mais alto o ROE, melhor para os acionistas. Ele é calculado através do emprego da eq.**(67)**:

$$Retorno\ do\ capital\ próprio = \frac{Lucro\ disponível\ para\ os\ acionistas\ ordinários}{patrimônio\ dos\ acionistas\ ordinários} \quad \textbf{(67)}$$

4.6.2.4 Índices de valor de mercado

Os índices de valor de mercado relacionam o valor de mercado da empresa, medido pelo preço corrente da ação, a certos valores contábeis. Estes índices mostram, em termos de risco e retorno, quão bem os investidores acham que a empresa está funcionando. Eles tendem a refletir, em termos relativos, a avaliação de todos os aspectos do desempenho anterior e posterior esperado para o futuro pelos acionistas. Considerou-se aqui dois índices conhecidos de valor de mercado, um que se preocupa com o lucro, e outro, com valores contábeis.

4.6.2.4.1 Índice preço/lucro (P/L)

O índice preço/lucro é comumente utilizado para medir a opinião dos investidores quanto ao valor da ação. Esse índice representa a quantia que os investidores estão dispostos a pagar por dólar de lucro da empresa, e mostra a confiança que os investidores depositam no desempenho futuro da empresa. Quanto mais alto o P/L, maior a confiança na empresa. Seu cálculo é feito com o emprego da eq.**(68)**:

$$Índice\ de\ preço/lucro\ (P/L) = \frac{Preço\ de\ mercado\ da\ ação\ ordinária}{lucro\ por\ ação} \quad \textbf{(68)}$$

4.6.2.4.2 Índice preço/valor patrimonial (P/V)

O índice preço/valor patrimonial expressa como os investidores vêem o desempenho da empresa. Ele relaciona o valor de mercado das ações a seu valor contábil. Para calcular esse índice, primeiramente é necessário encontrar o valor patrimonial da ação ordinária com o uso da eq.**(69)**:

$$Valor\ \ patrimonia\ l\ \ da\ \ ação\ \ ordinária\ = \frac{Patrimônio\ \ dos\ \ acionistas\ \ ordinários}{número\ \ de\ \ ações\ \ ordinárias} \quad \textbf{(69)}$$

Assim, a fórmula do índice preço/valor patrimonial é (eq.**(70)**):

$$Índice\ \ de\ \ preço\ /\ valor\ \left(P\ /\ V\right) = \frac{P\ reço\ \ de\ \ mercado\ \ da\ ação\ \ ordinária}{valor\ \ \ patrimonia\ l\ \ da\ \ ação\ \ ordinária} \quad \textbf{(70)}$$

Índices P/V mais altos estão associados a ações de empresas das quais se espera um bom desempenho (crescimento do lucro, aumento de sua participação no mercado ou o lançamento de produtos bem-sucedidos), e costumam ser negociadas a índices mais altos do que as ações com perspectivas menos atraentes. Simplificando, as empresas que esperam obter rentabilidade elevadas, em relação a seus níveis de risco, recebem índices P/V mais altos. Como os índices P/L, os índices P/V costumam servir como medidas de comparação entre empresas, do risco e do retorno da empresa em confronto com outras semelhantes.

4.6.3 Valores Tolerados/Encontrados

Utilizando documentos como demonstrações de resultados, balanços patrimoniais e até informações anuais de uma usina termelétrica, pode-se traçar um estudo sobre os índices de desempenho financeiros, analisando os valores calculados e interpretando a situação deste mercado, a fim de traçar as linhas gerais sobre o assunto. O modo mais simples para se adquirir estes dados é, a priori, através da escolha de uma empresa controladora de usinas termelétricas de capital aberto, pois esta divulga todos os dados em relatórios ou no próprio site da Comissão de Valores Mobiliários (CVM). Logo, são de fácil acesso e possuem outros documentos a respeito dos acontecimentos de impacto na empresa, o mercado, as mudanças, entre outros pontos relevantes para a análise.

Para tal, a empresa selecionada para o estudo dos índices de desempenho financeiros foi a Termopernambuco S.A. (TERMOPE). É uma sociedade anônima de capital aberto, com sede na cidade de Ipojuca, Complexo Portuário de Suape, no Estado de Pernambuco. A Termopernambuco S.A., empresa com 100% de participação do Grupo Neoenergia e constituída em abril de 2000, teve iniciadas as obras para construção da usina em maio de 2001 e iniciou sua operação comercial em 15 de maio de 2004, conforme Despacho ANEEL n°. 398 de 12 de maio de 2004.

Segundo documento "Descrição do Processo Produtivo" da CVM (2006), a usina termelétrica é movida a gás natural e trabalha com a tecnologia de ciclo combinado de modo a obter um melhor rendimento na sua produção e, em paralelo, minimizar o impacto no meio ambiente. A usina é constituída por 2 grupos geradores movidos a gás natural, acoplados a 2 caldeiras de recuperação de calor, que produzem o vapor utilizado para mover o grupo gerador a vapor, além dos sistemas auxiliares. Juntas, as 3 turbinas são capazes de gerar uma potência elétrica de 532 MW. A condensação do vapor é realizada por meio de um circuito aberto de refrigeração com um sistema de captação e bombeamento de água do mar e posterior descarte da mesma, por meio de um emissário de 800 m de extensão.

Maiores detalhes da estrutura da empresa, de seu histórico e de seu processo produtivo, podem ser vistos nos Anexos H e G. Todas as informações aqui expostas foram obtidas nas Demonstrações Financeiras Padronizadas (DFP), Informações Anuais (IAN), e nos documentos anexos a eles (histórico, processo de produção e produto, entre outros).

Para a empresa em questão, foram tomados dados do Balanço Patrimonial[31] e Demonstração de Resultado[32] do DFP, e do Capital Social[33] do IAN, ambos para o ano de 2006. Estes dados completos podem ser vistos na seção "*Anexos*" (Anexos J e L respectivamente).

[31] Segundo Junckes (1998), balanço patrimonial é a demonstração que mostra todos os bens, direitos e obrigações da empresa em determinada data. É uma fotografia da empresa tirada numa certa data em que aparecem os valores: de todos os bens e direitos (Ativo); de todas as dívidas e compromissos a pagar (Passivo); total de recursos pertencentes aos proprietários (Patrimônio Líquido).

[32] Demonstração do Resultado do Exercício é um resumo do movimento de certas entradas e saídas do balanço, que mostra o resultado (lucro ou prejuízo) do período ou exercício social, além de ter também a função de mostrar detalhadamente ou os passos de como chegar ao referido resultado.

[33] É o valor previsto em contrato ou estatuto, que forma a participação (em dinheiro, bens ou direitos) dos sócios ou acionistas na empresa.

4.6.4 Determinação dos Índices de Desempenho

Os índices selecionados para análise são indicados na Tabela 4.42.

Tabela 4. 42 - Relação dos índices de desempenho financeiro escolhidos para análise no trabalho.

Tipo do Índice	Detalhamento (por Gitman)
Índices de Liquidez	
Índice de Liquidez corrente	$\frac{ativo\ circulante}{passivo\ circulante}$
Índice de liquidez seca	$\frac{ativo\ circulante - estoques}{passivo\ circulante}$
Índices de endividamento	
Índice de endividamento geral	$\frac{passivo\ exigível\ total}{ativo\ total}$
Índice de cobertura de juros	$\frac{lucro\ antes\ de\ juros\ e\ imposto\ de\ renda}{juros}$
Índice de cobertura de pagamentos fixos	$\frac{\left(\begin{array}{l} lucro\ antes\ de\ juros\ e \\ imposto\ de\ renda + aluguéis \end{array}\right)}{juros + aluguéis + \left\{\left(\begin{array}{l} Amortizações + \\ + dividendos \\ preferenciais \end{array}\right) * \left[\frac{1}{(1-T)}\right]\right\}} +$
Índices de rentabilidade	
Demonstrações de resultado de tamanho comum	Tabela 4.43
Margem de lucro bruto	$\frac{(Receita\ de\ vendas - Custo\ dos\ produtos\ vendidos)}{Receita\ de\ vendas}$ ou $\frac{Lucro\ Bruto}{Receita\ de\ vendas}$
Margem de lucro operacional	$\frac{Resultado\ operacional}{Receita\ de\ vendas}$
Margem de lucro líquido	$\frac{Lucro\ disponível\ aos\ acionistas\ ordinários}{Receita\ de\ vendas}$
Lucro por ação (LPA)	$\frac{Lucro\ disponível\ para\ os\ acionistas}{Número\ de\ ações\ ordinárias}$
Retorno de ativo total (ROA)	$\frac{Lucro\ disponível\ para\ os\ acionistas\ ordinários}{ativo\ total}$

Retorno de capital próprio (ROE)	$\frac{Lucro\ disponível\ para\ os\ acionistas\ ordinários}{patrimônio\ dos\ acionistas\ ordinários}$
Índices de valor de mercado	
Índice preço/lucro (P/L)	$\frac{Preço\ de\ mercado\ da\ ação\ ordinária}{lucro\ por\ ação}$
Índice preço/valor patrimonial (P/V)	$\frac{Preço\ de\ mercado\ da\ ação\ ordinária}{valor\ patrimonial\ da\ ação\ ordinária}$

Tabela 4. 43 - Demonstrações de resultado de tamanho comum para a Termopernambuco.

	Exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2006		Avaliação[34]
	2006	2005	2005-2006
Receita de vendas	100,0%	100,0%	igual
Menos: custo dos produtos vendidos	49,1%	49,7%	melhor
(1) Margem de lucro bruto	50,9%	50,3%	melhor
Menos: despesas operacionais			
Despesas de venda	0,0%	0,0%	igual
Despesas gerais e administrativas	5,2%	4,6%	melhor
Despesas de aluguel	0,3%	0,3%	igual
Depreciação	11,7%	10,1%	pior
Total de despesas operacionais	17,2%	15,0%	pior
(2) Margem de lucro operacional	45,8%	45,8%	igual
Menos: despesas financeiras	18,7%	7,8%	pior
Lucro Líquido antes do imposto de renda	27,1%	38,0%	pior
Menos: Imposto de renda	7,1%	11,5%	melhor
Lucro líquido depois do imposto de renda	20,0%	26,5%	pior
Menos: dividendos de ações preferenciais	0,0%	2,6%	melhor
(3) Margem de lucro líquido	20,0%	29,1%	pior

Fonte: Dados CVM (2007)

Antes de seguir realizando os cálculos, deve-se ressaltar uma diferença entre a forma de se calcular alguns índices baseando-se na Demonstração de Resultado da CVM e a utilizada por Gitman (2005). Há uma utilização de nomenclatura diferenciada entre as duas bases. O “lucro antes de juros e impostos de renda” do autor refere-se ao que ele chama de “resultado operacional” em sua demonstração de resultado. Consiste basicamente no seguinte cálculo: o “lucro bruto” é o “faturamento” (“receita de vendas”) subtraído o “custo dos produtos vendidos”. Se forem retiradas as “despesas operacionais”, que são a soma das “despesas de

[34] Avaliações subjetivas com base nos dados fornecidos.

venda", "despesas gerais e administrativas", "despesas de aluguel" e "depreciação", obtém-se o "resultado operacional". Ao serem retiradas agora as "despesas financeiras", tem-se o "lucro líquido antes do imposto de renda". Pode-se ver uma tabela prática utilizada pelo autor reproduzida na Tabela 4.44.

Tabela 4. 44 – Cálculo para obtenção do lucro líquido antes do imposto de renda.

Receita de vendas
Menos: Custo dos produtos vendidos
Lucro bruto
Menos: despesas operacionais
Despesas de venda
Despesas gerais e administrativas
Despesas de aluguel
Depreciação
Total de despesas operacionais
Resultado operacional
Menos: despesas financeiras
Lucro Líquido antes do imposto de renda

Fonte: Gitman (2005)

Utilizando os dados contidos na Demonstração de Resultados da CVM, define-se "resultado operacional" como sendo o "resultado bruto" ("receita de vendas – custo do produto vendido") menos as "despesas operacionais", que se referem às "despesas com vendas", "despesas gerais e administrativas" e "despesas financeiras". Ou seja, o "resultado operacional" das duas fontes de informações diverge, sendo então necessário estar atento nos cálculos que utilizam este dado, os quais são listados na Tabela 4.45.

Tabela 4. 45 – Cálculo para obtenção do resultado operacional.

Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços
Menos: Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos
Resultado Bruto
Menos: Despesas/Receitas Operacionais[35]
Com Vendas
Gerais e Administrativas
Financeiras
Outras Receitas Operacionais
Outras Despesas Operacionais
Resultado da Equivalência Patrimonial
Total de Despesas/Receitas Operacionais
Resultado operacional

Fonte: CVM (2006)

4.6.5 Detalhamento dos Índices, Faixas de Valores e suas Classificações

Em decorrência dos valores dos índices variarem de acordo com o setor em estudo, foi feita uma estimativa de possíveis faixas para o trabalho. O mais adequado a ser realizado com estes valores calculados é analisar internamente e externamente a empresa, no setor em que se encontra ("*benchmarking*"). Como isso não foi possível por falta de informações, desenvolveu-se uma análise mais geral.

Assim, avaliando possíveis faixas e posteriormente calculando-se os índices, foram montadas as Tabelas 4.46 e 4.47:

[35] Retira-se do resultado bruto as despesas, mas se forem receitas, o valor é somado. Nos Demonstrativos da CVM os valores possuem sinais, logo, todos os valores resultantes são somados.

Tabela 4. 46 – Índices com faixa estimada e detalhamento da mesma.

Tipo do Índice	Faixa estimada
Índices de Liquidez	
Índice de liquidez corrente	O ideal é acima de 1, sem grandes problemas em ser bem próximo do número, em decorrência do setor em estudo. Não se aconselha que ele seja muito alto, pois indica um possível desperdício de ativos.
Índice de liquidez seca	Assim como o índice de liquidez corrente, o ideal é ser maior que 1, para assegurar-se que existe dinheiro suficiente para se pagar as contas e ainda permanecer no negócio.
Índices de endividamento	
Índice de endividamento geral	São aceitos valores altos devido às características particulares das redes de infra-estrutura, como a necessidade de grandes volumes de capital imobilizado, longo prazo de maturação dos projetos e a existência de elevados riscos associados aos retornos financeiros.
Índice de cobertura de juros	Valor aceitável, no mínimo 3 e de preferência próximo de 5.
Índice de cobertura de pagamentos fixos	Pelo menos, maior que 1.
Índices de rentabilidade	
Margem de lucro bruto	Depende de quanto a empresa está interessada. Geralmente é utilizada em comparações com anos anteriores.
Margem de lucro operacional	Depende de quanto a empresa está interessada. Geralmente é utilizada em comparações com anos anteriores.
Margem de lucro líquido	Depende de quanto a empresa está interessada. Geralmente é utilizada em comparações com anos anteriores.
Lucro por ação (LPA)	Normalmente é analisado por crescimento ao longo dos anos. Os investidores tendem a se interessar por negócios os quais possuem essa relação em ascensão.
Retorno de ativo total (ROA)	É o retorno que a empresa considera adequado.
Retorno de capital próprio (ROE)	É o retorno que a empresa considera adequado.
Índices de valor de mercado	
Índice preço/lucro (P/L)	Uma companhia com P/L alto (>20) é uma companhia em que o mercado antecipa um rápido crescimento e está disposto a pagar um preço maior por suas ações que o justificável por seu histórico de lucros. Uma companhia com um P/L Baixo (<5) é uma companhia que está fora-de-moda, ou que está no fundo de seu ciclo industrial, e que o Mercado vê pouca excitação. O ideal é que sua ação possua P/Ls que se situem entre 7 e 10
Índice preço/valor patrimonial (P/V)	Valores maiores do que 1 significa que as empresas estão sendo bem avaliadas pelo mercado

Tabela 4. 47 – Valores dos índices calculados para a usina Termopernambuco.

Tipo do Índice	Valores calculados	Interpretação
Índices de Liquidez		
Índice de liquidez corrente	1,063	A empresa possui $1,063 de ativo circulante para cada $1 de passivo circulante, ou o passivo circulante é coberto 1,063 vezes. O valor é aceitável por ser uma empresa prestadora de serviços de utilidade pública.
Índice de liquidez seca	1,057	Os estoques retirados do ativo circulante não comprometem a capacidade da empresa satisfazer suas obrigações no curto prazo, na data do vencimento. Normalmente o valor aceitável é acima de 1,0 no mínimo, e usam como regra geral o valor de 1,5.
Índices de endividamento		
Índice de endividamento geral	67,32%	A empresa financia mais de 60% de seus ativos com dívidas. Alto grau de endividamento e elevado grau de alavancagem financeira. Isto é tolerável uma vez que as usinas demandam alto investimento, e muitas vezes a geração interna não é suficiente.
Índice de cobertura de juros	3,076	Apresenta valor aceitável (entre 3 e 5), a empresa pode encolher até 67% [(3,076-1,0)/3,076] que continuará sendo capaz de pagar seus juros.
Índice de cobertura de pagamentos fixos	1,706	Como os lucros disponíveis são 1,7 vezes maior que as obrigações fixas de pagamento, a empresa poder ser capaz de saldar essas obrigações.
Índices de rentabilidade		
Margem de lucro bruto	58,90%	Cerca de 59% de cada unidade monetária de vendas resulta em lucro bruto após o pagamento do custo dos produtos vendidos.
Margem de lucro operacional	45,76%	Cerca de 45% de cada unidade monetária de receita de vendas permanece após a redução de todos os custos e despesas, não incluindo juros, impostos e dividendos de ações preferenciais
Margem de lucro líquido	20,02%	Cerca de 20% de cada unidade monetária de receita de vendas resta após a dedução de todos os custos e despesas, incluindo juros, impostos e dividendos de ações preferenciais
Lucro por ação (LPA)	R$ 0,293	R$ 0,293 de lucro obtido no período

		para cada ação ordinária
Retorno de ativo total (ROA)	8,09%	Indica que a empresa obteve 8,09 centavos por dólar de investimentos em ativos.
Retorno de capital próprio (ROE)	24,77%	Indica lucro de 24,77 centavos de retorno obtido para cada dólar de capital dos acionistas ordinários da empresa
Índices de valor de mercado		
Índice preço/lucro (P/L)	3,41	Investidores estão dispostos a pagar $ 3,41 por $ 1 de lucro da empresa
Índice preço/valor patrimonial (P/V)	0,85	Indica que os investidores estão pagando atualmente $ 0,85 para cada $ 1 de valor patrimonial da ação da empresa

Pode-se ver que a empresa está bem, sendo capaz de quitar suas dívidas e possuindo bom retorno financeiro, apesar de possuir alta alavancagem financeira. Os investidores confiam no desempenho futuro da empresa, apesar da empresa não apresentar perspectiva de crescimento considerável avaliada pelo mercado.

Assim, pode-se ver que é possível realizar uma análise de usinas termelétricas através de índices de desempenho financeiro, baseando-se em informações da empresa e compreensão da medição realizada. É importante levar em conta o setor em que a empresa se encontra, para compreender corretamente os índices e não ser surpreendido pelos valores calculados.

5 CONCLUSÃO

As termelétricas no Brasil ainda possuem participação no mercado de geração de energia elétrica muito pequena, comparativamente às usinas hidrelétricas. Com a necessidade de mais energia elétrica em decorrência do crescimento da demanda e com o esgotamento dos melhores potenciais hidráulicos, o interesse pelas usinas termelétricas cresceu, uma vez que sua instalação é mais rápida e menos dispendiosa, tendo como contrapartida o alto custo de manutenção.

O estudo baseou-se no ciclo combinado (que produz maior eficiência para o sistema), operando com gás natural. Foi possível analisar e verificar o crescimento da utilização deste combustível, as vantagens em sua utilização e o ciclo completo.

Concluiu-se que os índices ambientais podem ser definidos baseados nas Resoluções do CONAMA, em dados do EPA, nas normas NBR e em regulamentações emitidas pela CETESB, sendo basicamente focados no controle das emissões de NO_x, CO, Material Particulado e SO_x, além dos efluentes como a água residual do processo e do ruído. As emissões mais representativas são as três primeiras, ficando em segundo plano o controle dos óxidos de enxofre, uma vez que o combustível utilizado a priori produz quantidade reduzida deste poluente. Assim, este é controlado através de valores de referências e faixas do índice de qualidade do ar aplicado a populações próximas a fontes poluidoras (ou seja, o volume de controle analisado é estendido até as cidades, não se concentrando apenas nas proximidades da usina termelétrica). Enfim, foram definidas classificações e faixas de valor para cada um dos itens.

Conforme citado anteriormente, os índices da abordagem operacional foram baseados na norma IEEE 762-1987, complementando-os com a abordagem termodinâmica, relativa às eficiências do equipamento e sistema. Assim, alguns cálculos foram realizados e comparados aos que normalmente são determinados por instituições tanto internas quanto externas ao país. Os valores definidos são para referência, uma vez que há particularidades que devem ser levadas em conta nos dados utilizados. Assim, faixas de valor são dificilmente bem definidas em decorrência das inúmeras análises que podem ser feitas, considerando o tamanho

do empreendimento, como é realizada a manutenção, o tempo de uso do equipamento, entre outros pontos.

Os índices de manutenção foram determinados segundo Tavares (1999), partindo-se para a linha de custos de manutenção. Assim, diversos percentuais relativos ao custo de manutenção, faturamento da empresa, produção, reposição e revenda foram definidos e posteriormente estimados a partir de valores da ABRAMAN, sendo que os valores referentes somente a custos como, por exemplo, o Custo Global e o Custo Médio Anual da Manutenção Preventiva não foram determinados, uma vez que é informação particular para cada empreendimento.

Finalmente, os índices financeiros possuem equacionamento dados por Gitman (2005), sendo então aplicados a uma usina termelétrica a ciclo combinado operando com gás natural, como um estudo de caso. Os valores foram calculados e estudados considerando a faixa de valores definida, podendo-se então analisar cada um dos índices e avaliar a situação financeira a qual se encontra o empreendimento. Alguns valores são particulares a cada empresa, sendo então responsabilidade da desta definir os valores desejados, para então ser possível realizar o acompanhamento da usina através dos índices.

Em suma, os índices propostos foram definidos com o intuito de propiciar uma visão macro da situação de uma usina termelétrica a ciclo combinado, em torno das quatro abordagens, não somente considerando a empresa individualmente, mas se preocupando também na análise de outras empresas do gênero (mercado), na forma de um “*benchmarking*”. A escolha dos índices foi feita de forma a abranger os pontos principais do funcionamento de uma usina termelétrica, tendo a preocupação em não haver redundância entre os índices. As faixas foram determinadas de maneira geral, certas vezes utilizando as médias dos valores, com a preocupação em definir de maneira clara e objetiva quais foram as condições levadas em consideração para sua determinação. Enfim, a classificação das faixas foi até certo ponto simples, considerando-se apenas o valor de referência ou faixa como uma estimativa de valor médio e adequado, complementando a classificação com valores fora desta faixa, considerando o impacto positivo ou negativo destes sobre a usina termelétrica.

Deste modo, os índices foram claramente determinados e podem ser utilizados para proporcionar maior controle e conhecimento da usina termelétrica para a gerência do empreendimento.

Ao longo do trabalho a obtenção dos dados referentes aos índices mostrou-se difícil, uma vez que as usinas termelétricas brasileiras não disponibilizam essas informações publicamente. Isso refletiu muitas vezes na utilização de informações de instituições internacionais, como forma de solucionar este problema. Apesar disso os indicadores foram claramente determinados, levando-se em conta as ressalvas citadas ao longo do trabalho, e podem ser utilizados para proporcionar maior controle e conhecimento da usina termelétrica para a gerência do empreendimento.

Como sugestão para trabalhos futuros, pode-se realizar um estudo mais aprofundado de todos os índices em âmbito nacional, sem a utilização de dados de outros países, tornando a análise mais próxima da realidade brasileira. Isso pode ser realizado através de uma pesquisa mais profunda nas instituições de pesquisa (ANEEL, ABRAMAN, CONAMA), preocupando-se em obter informações nacionais e gerais e realizar um “*benchmarking*” entre as usinas termelétricas brasileiras.

ANEXOS

Anexo A – Usinas Termelétricas a Gás Natural em Operação

(Situação em 07/11/07)

Atualizado em: 09/11/2007

Legenda	
SP	Serviço Público
PIE	Produção Independente de Energia
APE	Autoprodução de Energia

Matriz Energética do Brasil - Gás Natural

USINAS do tipo Gás em Operação			
Usina	**Potência Fiscalizada (kW)**	**Destino da Energia**	**Município**
Alto do Rodrigues	11.800	APE	Alto do Rodrigues - RN
Asfor	3.350	APE	Fortaleza - CE
Camaçari	250.400	PIE	Camaçari - BA
Energy Works Kaiser Pacatuba	5.552	PIE	Pacatuba - CE
Globo	5.160	APE-COM	Duque de Caxias - RJ
Aureliano Chaves (Ex-Ibirité)	226.000	PIE	Ibirité - MG
Juiz de Fora	87.048	PIE	Juiz de Fora - MG
Norte Fluminense	868.925	PIE	Macaé - RJ
CTS-Central Termelétrica Sul (Ex Rhodia Santo André)	11.000	APE	Santo André - SP
Solvay	12.600	APE	Santo André - SP
Suape, CGDc, Koblitz Energia Ltda.	4.000	PIE	Cabo de Santo Agostinho - PE
Suzano	38.400	APE	Suzano - SP
Celpav IV	139.424	APE-COM	Jacareí - SP
Uruguaiana	639.900	PIE	Uruguaiana - RS
Cuiabá	529.200	PIE	Cuiabá - MT
CTE II	235.200	APE-COM	Volta Redonda - RJ
Modular de Campo Grande (Willian Arjona)	206.350	PIE	Campo Grande - MS
Energy Works Kaiser Jacareí	8.592	PIE	Jacareí - SP
Santa Cruz	766.000	SP	Rio de Janeiro - RJ
Celso Furtado (Ex Termobahia Fase I)	185.891	PIE	São Francisco do Conde - BA
Brahma	13.080	PIE	Rio de Janeiro - RJ
UGPU (Messer)	7.700	PIE	Jundiaí - SP
Araucária	484.150	PIE	Araucária - PR
PROJAC Central Globo de Produção	4.950	APE	Rio de Janeiro - RJ

Governador Leonel Brizola (Ex TermoRio)	1.058.300	PIE	Duque de Caxias - RJ
Unidade de Geração de Energia -Área II	6.000	APE	Limeira - SP
Camaçari	346.803	SP	Dias d'Ávila - BA
Campos (Roberto Silveira)	30.000	SP	Campos dos Goytacazes - RJ
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletrobolt)	379.000	PIE	Seropédica - RJ
Rhodia Paulínia	12.098	APE	Paulínia - SP
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas)	258.319	PIE	Três Lagoas - MS
Iguatemi Fortaleza	4.794	APE	Fortaleza - CE
Vitória Apart Hospital	2.100	APE	Serra - ES
Cesar Park Business Hotel/Globenergy	2.100	APE	Guarulhos - SP
Bayer	3.840	APE	São Paulo - SP
CTE Fibra	8.812	APE	Americana - SP
Mário Lago (Ex. Macaé Merchant)	922.615	PIE	Macaé - RJ
Termopernambuco	532.755,70	PIE	Ipojuca - PE
Termo Norte II	349.950	PIE	Porto Velho - RO
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	160.572,60	PIE	Canoas - RS
Iguatemi Bahia	8.316	APE	Salvador - BA
EnergyWorks Corn Products Mogi	30.775	PIE	Mogi Guaçu - SP
EnergyWorks Corn Products Balsa	9.199	PIE	Balsa Nova - PR
Petroflex	25.000	APE	Duque de Caxias - RJ
Shopping Taboão	2.855	APE	Taboão da Serra - SP
Fernando Gasparian (Ex-Nova Piratininga)	386.080	PIE	São Paulo - SP
Ponta do Costa	4.000	APE	Cabo Frio - RJ
Rômulo Almeida Unidade I (EX: Usina de Cogeração Camaçari - FAFEN Energia)	138.020	PIE	Camaçari - BA
CINAL/TRIKEM	3.187,50	APE	Marechal Deodoro - AL
Carioca Shopping	3.200	APE-COM	Rio de Janeiro - RJ
Metalurgia Caraíba	18.000	APE	Dias d'Ávila - BA
Termocabo	48.000	PIE	Cabo de Santo Agostinho - PE
IGW/Service Energy	2.825	APE	São Paulo - SP
Stepie Ulb	3.300	PIE	Canoas - RS
Fortaleza	346.630	PIE	Caucaia - CE
Termoceará	242.000	PIE	Caucaia - CE
Inapel	1.120	COM	Guarulhos - SP
Eucatex	9.800	PIE	Salto - SP
Vulcabrás	4.980	APE-COM	Horizonte - CE
Casa de Geradores de Energia Elétrica F-242	9.000	PIE	São José dos Campos - SP
Latasa	5.088	APE-COM	Cabo de Santo Agostinho - PE
Atalaia	4.600	APE	Aracaju - SE
Millennium	4.781	APE	Camaçari - BA
Contagem	19.299	APE	Contagem - MG
Paraibuna	2.000	APE	Juiz de Fora - MG
Souza Cruz Cachoeirinha	2.952	APE	Cachoeirinha - RS
Weatherford	334	APE	Caxias do Sul - RS
Operadora São Paulo Renaissance	1.720	APE	São Paulo - SP
Sesc Senac-Cass	1.600	APE	Rio de Janeiro - RJ

Pamesa	4.072	APE-COM	Cabo de Santo Agostinho - PE
Cenu	4.000	APE	São Paulo - SP
Aeroporto de Maceió	790	PIE	Maceió - AL
Central de Co-geração Shopping - Aracaju	2.600	APE	Aracaju - SE
Crylor	8.000	APE	São José dos Campos - SP
Shopping Recife	6.000	APE	Recife - PE
GE Celma Ltda.	1.063	APE	Petrópolis - RJ
Porto do Pecém	5.250	APE	São Gonçalo do Amarante - CE
Centro Operacional Região Metropolitana de São paulo	334	APE	São Paulo - SP
Total: 108 Usina(s)	Potência Total: 11.344.479,80 kW		

Anexo B – Usinas Termelétricas a Gás Natural em Construção

(Situação em 07/11/07)

Legenda	
SP	Serviço Público
PIE	Produção Independente de Energia
APE	Autoprodução de Energia

Matriz Energética do Brasil - Gás Natural

USINAS do tipo UTE em Construção			
Usina	**Potência Outorgada (kW)**	**Destino da Energia**	**Município**
Euzébio Rocha (Ex Cubatão - CCBS)	249.900	PIE	Cubatão - SP
Jesus Soares Pereira (Ex - Vale do Açú)	367.920	PIE	Alto do Rodrigues - RN
Camaçari Ambev	5.256	PIE	Camaçari - BA
Jaguariúna	7.902	PIE	Jaguariúna - SP
Jacareí	10.500	PIE	Jacareí - SP
Imcopa	7.000	APE	Araucária - PR
Itatérmica Pernambuco	8.700	APE	Goiana - PE
Aeroporto de Congonhas	4.110	PIE	São Paulo - SP
Total: 22 Usina(s)	Potência Total: 1.440.998 kW		

Anexo C - Usinas Termelétricas a Gás Natural em Outorga

(Situação em 07/11/07)

Legenda	
SP	Serviço Público
PIE	Produção Independente de Energia
APE	Autoprodução de Energia

Matriz Energética do Brasil - Gás Natural

USINAS do tipo UTE em Outorga			
Usina	**Potência Outorgada (kW)**	**Destino da Energia**	**Município**
Paulínia	491.791	PIE	Mogi Guaçu - SP
S. A. V. - Unisinos	4.600	APE	São Leopoldo - RS
Central de Cogeração Capuava	271.830	PIE	Santo André - SP
Carioba II	1.111.120	PIE	Americana - SP
Praia da Costa	3.646	APE	Vila Velha - ES
Paraíba	137.530	PIE	João Pessoa - PB
DSG Mogi Mirim	985.386	PIE	Mogi Guaçu - SP
Paracambi (Ex-Cabiúnas)	511.200	PIE	Paracambi - RJ
Salinas Perynas	3.000	APE-COM	Cabo Frio - RJ
Rio de Janeiro Refrescos Coca Cola	4.800	APE	Rio de Janeiro - RJ
Termosergipe (Fases I e II)	135.000	PIE	Carmópolis - SE
Polibrasil Globenergy	23.080	APE	Mauá - SP
Santa Branca	1.112.480	PIE	Santa Branca - SP
CEG	4.984	APE-COM	Rio de Janeiro - RJ
CENPES-Petrobrás	3.200	APE	Rio de Janeiro - RJ
Engevix-Blu 1	3.000	PIE	Blumenau - SC
Klabin Piracicaba	15.045	APE	Piracicaba - SP
Termoalagoas	143.176	PIE	Messias - AL
Klotz Corumbá	176.000	PIE	Corumbá - MS
Klotz Campo Grande II	242.590	PIE	Campo Grande - MS
Termopantanal (Ex-MPX Termo)	241.250	PIE	Corumbá - MS
Microturgn	80	APE	Campo Grande - MS
Geração Própria de Energia Elétrica - GPEE	6.000	APE	Rio de Janeiro - RJ
Cogeradora Biancogrês	4.915	APE-COM	Serra - ES
Enersisa	168.800	PIE	Silves - AM
Ulianópolis	1.800	SP	Ulianópolis - PA
Porto do Pecém	50	APE	São Gonçalo do Amarante - CE
Total: 125 Usina(s)	Potência Total: 9.957.537,30 kW		

Anexo D – Controle de emissão de NO_x em outros países

Segundo Kehlhofer et al (1999), regulamentos locais em algumas partes dos Estados Unidos e no Japão requerem emissões de NO_x bem abaixo de 25 ppm (15% de O_2 seco). Nestes casos, é geralmente necessário instalar o sistema de redução no HRSG. Conhecido como Redução Catalítica Seletiva (SCR), estes sistemas injetam amônia (NH_3) dentro dos gases de exaustão em contra corrente de um catalisador e pode desta forma remover aproximadamente 85% de NO_x dos gases de exaustão que deixam a turbina a gás. As reações químicas envolvidas são as seguintes:

$$4\ NO + 4\ NH_3 + O_2 \leftrightarrow 4\ N_2 + 6\ H_2O$$
$$6\ NO_2 + 8\ NH_3 \leftrightarrow 7\ N_2 + 12\ H_2O$$

Tecnicamente estes são os sistemas bem provados, mas eles acarretam nas seguintes desvantagens:

- Custos de investimento são altos; o HRSG é 10-30% mais caro;
- O uso de amônia é necessário, com uma fração de amônia passando através do SCR (decaimento de amônia);
- Resultado de potência e eficiência de plantas de potências são reduzidas por aproximadamente 0,3% devido ao aumento da pressão de retorno de turbinas a gás;
- Quando queima óleo nas turbinas a gás, enxofre do combustível reage para formar “amoniabisulfato”, que precipita no final frio do HRSG e aumenta mais a pressão de retorno da turbina a gás. Resultado de potência e eficiência de plantas é mais reduzida;
- O HRSG exige limpeza periódica, o desperdício pode ser disposto de;
- O catalisador deve ser instalado na seção do evaporador no HRSG desde que a reação aconteça somente na faixa de temperatura de 300 a 400ºC;
- Custos de substituição são altos.

A Figura D.1 mostra um típico sistema SCR instalado em um HRSG.

Níveis de NO_x menores que 5 ppm (15% de O_2 seco) podem ser atingidos aplicando um sistema SCR em conjunto com uma turbina a gás equipada com um queimador de baixo NO_x seco.

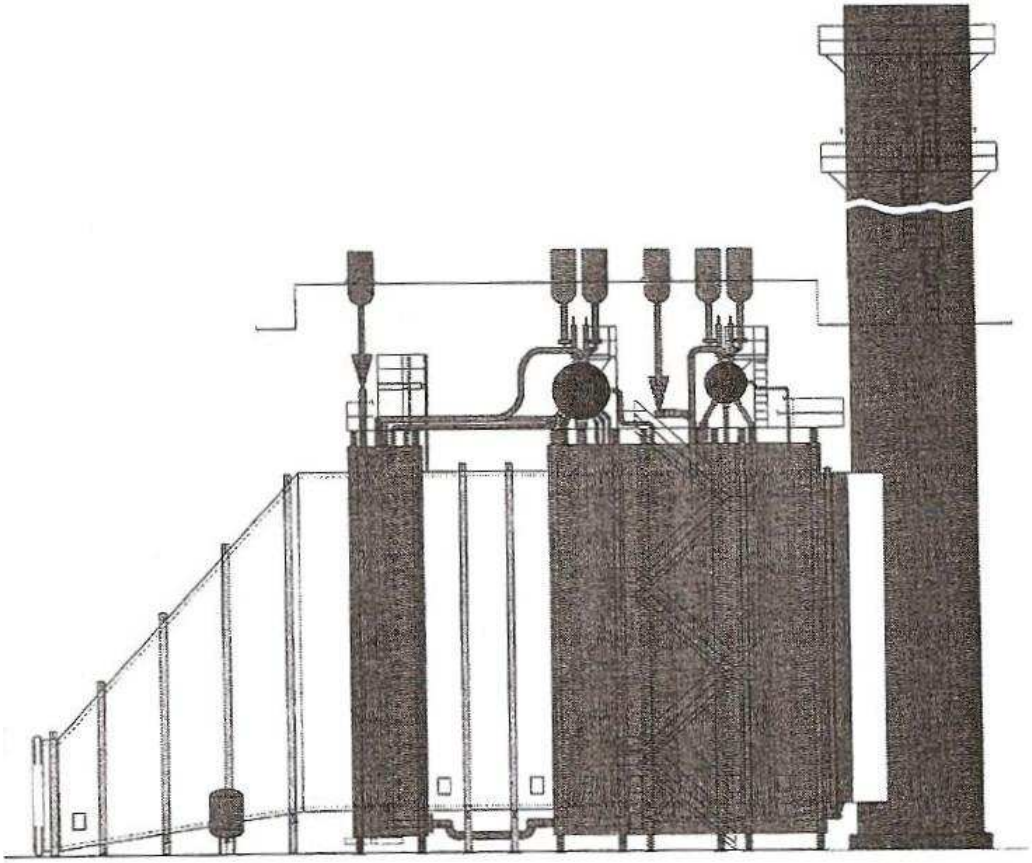


Figura D. 1. – Caldeira de Recuperação com Redução Seletiva Catalítica. Fonte: Kehlhofer et al, 1999.

Anexo E – Índices Associados do *Global Report Initiative*

- **Aspecto: Materiais**

EN1 – TOTAL

Uso total de materiais por tipo (exceto água). Fornecer as definições usadas para os tipos de material. Relatar em toneladas, quilogramas ou volume.

- **Aspecto: Água**

EN20 – Fontes Afetadas

Fontes de água e ecossistemas/habitats significativamente afetados pelo consumo de água. Incluir as zonas úmidas[36] listadas pela Convenção Ramsar[37] e a contribuição geral para as tendências ambientais resultantes.

EN20 – Águas de Superfície

Remoção anual de águas de superfície e subterrâneas em relação à quantidade anual renovável de água disponível. Apresentação em porcentagem, por região.

- **Aspecto: Biodiversidade**

EN25 - Áreas Protegidas e Sensíveis

Impactos das atividades e operações sobre áreas protegidas ou sensíveis. Por exemplo, sítios do patrimônio mundial, reservas da biosfera, áreas protegidas nas categorias 1 - 4 da IUCN (União Internacional para Conservação da Natureza[38]).

EN29 – Unidades em Áreas Sensíveis ou Protegidas

Unidades de negócios operando ou planejando operações em áreas protegidas ou sensíveis, ou ao seu redor.

---

[36] São áreas de pântano, charco, turfa ou água, natural ou artificial, permanente ou temporária, com água estagnada ou corrente, doce, salobra ou salgada, incluindo áreas de água marítima com menos de seis metros de profundidade na maré baixa.

[37] Convenção sobre Zonas Úmidas realizada na cidade de Ramsar, Irã, em 1971. É um tratado intergovernamental que busca a cooperação para a conservação e o uso racional das zonas úmidas.

[38] A mais importante organização internacional dedicada à conservação da natureza, cujos objetivos são, entre outros, estimular e apoiar as sociedades mundiais a conservar a biodiversidade do meio ambiente e assegurar que a utilização dos recursos naturais seja feita de modo eqüitativo e ecologicamente sustentável. As categorias da IUCN representam: Reserva Natural Integral - Categoria I da IUCN, o Parque Nacional - Categoria II, o Monumento Natural - Categoria III, a Área Protegida para Gestão de Habitats ou Espécies - Categoria IV, a Área de Paisagem Protegida - Categoria V e a Área Protegida para Gestão de Recursos - Categoria VI.

- **Aspecto: Emissões, Efluentes e Resíduos**

EN10 – Óxidos

NO_x, SO_x e outras emissões atmosféricas significativas, pelo tipo. Incluir emissões de substâncias reguladas por:

– Controle e leis locais;

– Convenção de Estocolmo sobre poluentes orgânicos persistentes;

– Convenção de Roterdã sobre Procedimento de Conhecimento Prévio Informado;

– Protocolos de Helsinque, Sófia e Genebra para a Convenção sobre Poluição Atmosférica Transfronteiriça a Longa Distância.

EN11 – Resíduos

Quantidade total de resíduos por tipo e destino. “Destino” refere-se ao método pelo qual o resíduo é tratado, incluindo composição, reutilização, reciclagem, recuperação, incineração ou aterro. Explicar o método de dissociação e de estimativa.

EN12 – Efluentes

Descargas significativas na água (especificar por tipo).

- **Aspecto: Produtos e Serviços**

EN14 - Impactos Ambientais

Impactos ambientais significativos dos principais produtos e serviços. Descrever e quantificar quando relevante.

Anexo F – Detalhes da Usina Termelétrica de Uruguaiana

A cidade de Uruguaiana foi escolhida estrategicamente para suprir o abastecimento de energia no centro-oeste do Rio Grande do Sul

A AES venceu, em 1997, a concorrência pública no Rio Grande do Sul e obteve a concessão para a construção e operação, por 20 anos, de uma usina termoelétrica a ciclo combinado. As obras iniciaram em outubro de 1998, com dois focos distintos:

- A construção da usina em si, que opera com três turbinas: duas a gás natural e uma a vapor.
- A construção do sistema de transmissão associado à usina, que interliga com a subestação Uruguaiana 5 e a subestação Alegrete 2, ambas transferidas para a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), com extensão total de 136 km na tensão de transmissão de 230 kV.

Com investimento aproximado de US$ 310 milhões em recursos próprios, a construção da usina durou dois anos, abrangendo uma área de 44 hectares (80.000 m2), e visou garantir uma produção de 600 MW, equivalente a 19% do consumo efetivo de energia do Rio Grande do Sul—ou seja, capaz de iluminar uma cidade do tamanho de Porto Alegre, com 1,5 milhão de habitantes.

A operação comercial iniciou em 13 de dezembro de 2000, sendo a primeira usina a operar a gás natural no País. O início da operação coincidiu com o momento crítico para as economias nacional e regional, que ingressavam em um período de racionamento de energia. Este fato transformou a UTE Uruguaiana em um importante pilar para a solução dos problemas de abastecimento de energia do Rio Grande do Sul, colocando em operação emergencial uma das turbinas alimentadas a combustível líquido, por solicitação da Secretaria Estadual de Energia do Rio Grande do Sul, no final de janeiro de 2000. Essa operação garantiu o fornecimento de 175 MW adicionais de energia para todo o Estado durante três meses.

Em 2005, devido a problemas de fornecimento do gás natural por parte da Argentina, a AES Uruguaiana interrompeu a geração de energia da UTE em dois períodos: de 16 de fevereiro a 22 de março e de 16 de abril a 28 de setembro, descontando ainda o período reservado para a manutenção anual realizada nos meses de junho/julho. Entre 22 de março e 16 de abril, a usina gerou apenas 50%

da carga. Por fazer parte do Sistema Interligado Nacional (SIN), a companhia pôde comprar energia de outras usinas pertencentes ao Sistema para honrar os contratos de venda originais, sem necessidade de atendê-los com sua efetiva geração.

A AES Uruguaiana é subsidiária do grupo norte-americano AES Corporation, ue atua em 26 países e possui capacidade de geração de 44.000 MW, operando ainda 14 distribuidoras, com capacidade para servir 100 milhões de pessoas. Até dezembro de 2005, registrou um quadro funcional composto por 49 profissionais, além de prestadores de serviços fixos para manutenção geral e vigilância patrimonial.

A Usina Termoelétrica de Uruguaiana (UTE) opera em ciclo combinado, sendo basicamente um conjunto de obras e equipamentos cuja finalidade é a geração de energia elétrica, através de um processo que combina a operação de duas turbinas a gás, movidas pela queima de gás natural, diretamente acopladas a um gerador. Os gases de escape das turbinas a gás, devido à temperatura, promovem a transformação da água em vapor para o acionamento de uma turbina a vapor.

No ciclo simples não acontece o reaproveitamento dos gases de exaustão para geração de vapor. A água que é usada no processo precisa ser tratada inicialmente para corrigir o seu pH. O tratamento para a separação dos sais utiliza hipoclorito de sódio, ácido sulfúrico e soda cáustica. No final das atividades, o efluente é encaminhado para lagoa de resfriamento antes de ser descartado.

Anexo G – Informações do GADS (NERC)

Anos	Índices												
	AGE	**NCF**	**SF**	**NOF**	**AF**	**EAF**	**FOR**	**EFOR**	**EFORd**	**SOF**	**FOF**	**SR**	**ART**
1999	16,89	48,62	60,15	74,72	87,82	82,91	5,20	8,28	6,32	8,89	3,30	98,32	45,61
2000	15,64	54,68	69,32	73,86	89,72	84,21	3,62	7,77	6,36	7,67	2,61	98,65	61,49
2001	15,32	54,40	64,18	76,70	87,65	82,50	3,27	6,89	5,56	10,18	2,17	97,37	66,09
2002	13,61	48,08	57,26	73,91	89,32	85,54	3,47	7,10	5,27	8,63	2,06	96,29	49,17
2003	12,01	29,83	44,04	65,81	89,95	86,65	4,55	7,45	4,99	7,95	2,10	97,67	46,20
1999-2003		44,76	57,35	72,79	89,00	84,65	4,00	7,48	5,57	8,61	2,39	97,56	52,31

Legenda:

AGE	Número de anos em que a unidade tem estado em serviço comercial
NCF	Fator de Capacidade Líquida
SF	Fator de Serviço (Despacho)
NOF	Fator de Produção Líquida
AF	Fator de Disponibilidade
EAF	Fator de Disponibilidade Equivalente
FOR	Taxa de Desligamentos Forçados
EFOR	Fator de Desligamentos Forçados Equivalentes
EFORd	Taxa da demanda de Desligamentos Forçados Equivalentes
SOF	Fator de Desligamento Planejado
FOF	Fator de Desligamento Forçado
SR	Confiabilidade Inicial
ART	Tempo Médio de Execução

Informações		Anos					
		1999	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**1999-2003**
Idade da Unidade		70,00	63,67	69,17	94,25	107,00	404,08
Capacidade Máxima (MW)	Bruta	166	187	200	215	227	203
	Líquida	161	180	195	209	221	197
Capacidade Confiável (MW)	Bruta	164	184	198	214	224	201
	Líquida	158	178	193	208	219	195
Geração Real (MWh)	Bruta	712.337	897.956	970.147	910.694	595.532	801.048
	Líquida	684.236	864.585	928.979	879.026	577.163	771.625
Número de Tentativas de Partida		117,51	100,30	87,40	105,81	85,36	98,41
Número de Partidas Reais		115,54	98,95	85,10	101,88	83,37	96,01
Horas de Serviço (Despacho)		5.269,40	6.084,38	5.623,95	5.009,69	3.851,37	5.022,43
Horas de Desligamento de Reserva		2.423,50	1.790,61	2.057,28	2.805,00	4.015,63	2.771,67
Número de Ocorrências		64,00	61,38	77,25	73,22	72,86	70,35
Horas de Bombeamento		-	-	-	-	-	-
Horas de Concentração Síncrona		-	-	-	-	-	-
TOTAL DE HORAS DISPONÍVEIS		7.692,74	7.874,86	7.681,33	7.814,73	7.867,01	7.794,08
Horas de Desligamento Forçado		288,97	228,64	190,06	180,14	183,73	209,28
Número de Ocorrências		9,64	9,41	10,47	10,96	9,28	9,96
Desligamentos Planejados:							
Horas de Desligamento Planejado		526,74	517,13	561,15	401,17	505,55	496,22
Número de Ocorrências		1,59	1,55	2,10	1,38	1,41	1,57
Horas de Desligamento Planejado Ext.		3,50	5,46	61,37	31,53	5,03	20,66
Número de Ocorrências		0,01	0,05	0,04	0,15	0,04	0,06
Desligamentos de Manutenção:							
Horas de Desligamento de Manutenção		248,11	151,01	269,73	301,85	184,50	232,20
Número de Ocorrências		4,51	4,71	5,41	4,64	4,18	4,64
Horas de Desligamento de Manutenção Ext.		-	-	-	20,36	0,10	4,78
Número de Ocorrências		-	-	-	0,06	0,02	0,02

TOTAL DE HORAS INDISPONÍVEIS	1.067,34	902,15	1.082,24	935,02	878,83	963,09
TOTAL DE HORAS DO PERÍODO	8.760,01	8.776,92	8,763,18	8.749,61	8.745,69	8.757,00
Horas de Parada Forçada Equivalente	174,31	263,80	214,76	190,83	118,52	184,41
Horas de Parada Agendada Equivalente	123,44	149,49	172,72	88,42	94,31	120,1
Horas de Parada Forçada Equivalente durante o Desligamento de reserva	36,98	20,76	58,23	31,88	20,91	32,62
Horas de Redução da Carga Sazonal Equivalente	131,89	70,27	64,33	50,76	76,1	76,92
TOTAL DE HORAS COM REDUÇÃO DA CARGA EQUIVALENTE	297,74	413,29	387,48	279,25	212,83	304,51

Anexo H – Histórico da Termopernambuco

A Termopernambuco é uma sociedade anônima de capital aberto, com sede na cidade de Ipojuca, Complexo Portuário de Suape Estado de Pernambuco, tendo por objeto social (i) estudar, projetar, construir e explorar sistemas de produção, transmissão, transformação e comercialização de energia elétrica ou termelétrica, de gás, vapor e água, bem como prestar os serviços associados a esta atividade; (ii) constituir subsidiárias, incorporar, participar ou representar outras sociedades, comerciais ou civis, nacionais ou estrangeiras, quaisquer que sejam seus objetos sociais; e (iii) praticar todos e quaisquer dos demais atos necessários para a realização de seu objetivo social.

A Companhia foi criada em decorrência da privatização da CELPE em fevereiro de 2000, cujo processo previa a obrigação de instalação de usina termelétrica a gás no Estado de Pernambuco. Sua constituição ocorreu em 25 de abril de 2000 como uma companhia de capital fechado, cujo capital social era detido majoritariamente pela CELPE e, como acionista minoritário, pela Guaraniana, atual Neoenergia.

Em 15 de dezembro de 2000, a Termopernambuco obteve a autorização da ANEEL para estabelecer-se como Produtor Independente de energia elétrica, autorização esta que vigorará por 30 anos.

Em virtude do racionamento de energia elétrica no ano de 2001, a Companhia foi incluída no PPT em 15 de agosto de 2001, por meio da Resolução da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica nº. 36.

As obras para a construção da usina termelétrica de ciclo combinado com capacidade instalada de 532.756 kW, iniciaram-se em junho de 2001, após a assinatura do contrato de construção (Engineering Procurement and Construction Contract – EPC) com o consórcio das empresas Construtora Norberto Odebrecht S.A., Promon Engenharia Ltda e a Inepar S.A. Indústria e Construções. A Inepar deixou de fazer parte do consórcio construtor em 2001, a ilha de energia foi fornecida pela General Electric International, Inc., utilizando turbinas de tipo GE 7FA.

A estrutura financeira do projeto Termopernambuco foi planejada para ser composta por capital dos acionistas (30% do total de investimentos); empréstimo do BID no valor de até US$ 202.4 milhões; além de empréstimo do BNDES no valor de até R$ 264 milhões. Nesta estrutura, os credores perfazeriam, conjuntamente, 70% do investimento inicial no projeto.

Os investimentos necessários desde o início da construção até agosto de 2002, foram cobertos inteiramente com recursos dos acionistas. A partir de então, o projeto teve aportes do BID que totalizaram US$ 130 milhões. Além do capital aportado pelo BID, em 2002, a Termopernambuco recebeu aportes de capital e empréstimos subordinados da Neoenergia e CELPE, sendo que esses empréstimos subordinados foram realizados para cobrir a falta do empréstimo do BNDES, cuja aprovação se deu apenas em 2004 e o primeiro desembolso do BNDES foi realizado em agosto de 2005, no valor de R$ 83 milhões, e foi totalmente utilizado para liquidar o empréstimo subordinado da CELPE. Até o momento o BNDES já liberou para a Termopernambuco R$ 273.901, os quais estão sendo corrigidos mediante juros de 6,625% a.a. (a título de Spread), acima da TJLP.

Em 16 de outubro de 2003, a CELPE transferiu para a Guaraniana, atual Neoenergia a totalidade das ações que detinha de emissão da Emissora, em cumprimento à determinação da ANEEL no âmbito da desverticalização das empresas distribuidoras de energia elétrica.

A Companhia iniciou sua operação comercial em 15 de maio de 2004, conforme Despacho ANEEL n°. 398 de 12 de maio de 2004. A par tir desta data, tornaram-se eficazes os contratos de venda de energia elétrica, firmados com as distribuidoras CELPE e COELBA, com montantes contratados de 390 MW médios e 65 MW médios, respectivamente, totalizando 455 MW médios e o contrato de fornecimento de gás natural (firmado com Copergás com interveniência da Petrobras), com quantidade contratada de 2.150.000 m³/dia.

Apesar da indisponibilidade de gás natural verificada na região nordeste, com o “Termo de Acordo de Recomposição de Lastro das Térmicas do PPT do Nordeste”, assinado pela Petrobras e pelas térmicas envolvidas, incluindo a Termopernambuco, foi possível recompor o lastro de venda das térmicas do Nordeste por meio de geração das térmicas da Petrobras localizadas na Região Sudeste, sem nenhum prejuízo para a Companhia. Tal solução para o fornecimento de energia da Companhia continuará até que ocorra (a) a normalização do fornecimento de gás natural na região Nordeste; (b) a conversão, a critério exclusivo de cada termelétrica, para a operação bi-combustível; ou (c) até dezembro de 2007, o que ocorrer primeiro.

Anexo I – Descrição do Processo Produtivo da Termopernambuco

A UTE Termopernambuco é uma usina de ciclo combinado em configuração 207FA, com tecnologia da General Electric (GE) norte-americana, com uma potência instalada de 532 MW.

A instalação consta de duas unidades geradoras a gás natural, modelo 7FA da GE, de 160 MW cada (em condições locais), e uma unidade a vapor, modelo D11 da GE, de 212 MW.

A operação comercial da usina começou em 15 de maio de 2004, sendo que todos os equipamentos, portanto, são novos e contam com uma vida útil esperada de 25 anos. Os equipamentos têm uma degradação prevista inferior a 0,7% nas primeiras 10.000 horas de operação. O percentual médio já depreciado para máquinas e equipamentos foi de 8,48% até setembro de 2005.

Em operação a plena carga, o consumo de gás natural combustível aproximado é de 2,15 milhões de metros cúbicos por dia. Por problemas próprios do fornecedor de gás (Petrobras/Copergas) o fornecimento diário tem sido inferior à quantidade necessária para que a usina funcione a plena carga. As relações de fornecimento de gás são previstas nos contratos celebrados de modo que estas ocorrências não impactam negativamente o caixa da Companhia.

O esquema de operação permite que aproximadamente 70% das manutenções possam ser efetuadas sem afetar a operação da usina, o que permite adaptar a disponibilidade da instalação à oferta de gás. Assim, a indisponibilidade por manutenção para o ano 2005, prevista originalmente em 6%, alcança, até final de setembro valores inferiores a 1%.

O processo de produção inicia-se da queima de gás natural nas turbinas a gás. Cada uma delas possui um gerador com uma capacidade de 160 MW. Os gases de combustão são encaminhados a uma caldeira de recuperação, com três níveis de pressão e capacidade de 200 t/h de vapor sobre-aquecido de alta pressão (104 bar). Os circuitos de vapor estão constituídos de maneira que permitam a operação independente de cada uma das duas caldeiras. Cada caldeira possui, adicionalmente, queima suplementar para aumentar a produção de vapor e compensar, nos 25 anos de vida prevista, a degradação máxima de 5% esperada nas turbinas a gás.

A turbina de vapor tem uma capacidade de 212 MW. A turbina consta de três etapas com pressões de 104, 26 e 4 bar. O vapor de baixa pressão passa a um condensador de tubos de titânio. O resfriamento do condensador de vapor se realiza com água do mar em circuito aberto.

A planta possui uma estação de tratamento e desmineralização de água para preparar a água do ciclo a partir de água bruta, com uma capacidade de 35 metros cúbicos por hora. Esta água bruta é fornecida pela concessionária estadual, Compesa, que a capta em um açude próximo à UTE Termopernambuco.

O sistema de combustão das turbinas a gás garante emissões muito baixas de NOx. Além disso, em cada uma das chaminés das caldeiras se efetua controle contínuo das emissões (NOx, SO2, CO e opacidade). No extremo mais distante das chaminés, dentro dos terrenos da usina, está instalada uma estação de medição de qualidade de ar, com medição contínua de NOx, CO, CO2, O3 e material particulado.

A operação e manutenção da usina está contratada com as empresas Iberdrola Generación (Espanha) e Iberdrola Energia do Brasil (Brasil). As empresas dispõem de pessoal técnico recrutado entre engenheiros e técnicos de nível médio formados no Brasil e muitos deles com treinamento e especialização nas unidades da Iberdrola na Espanha. Além disso a Iberdrola dispõe de um moderno Centro de Monitoramento, Diagnóstico e Simulação (CMDS) localizado em Castellón, Espanha que monitoriza em tempo real a operação das turbinas da Termopernambuco e fornece suporte técnico avançado. O treinamento e a mobilização do pessoal técnico de operação e manutenção foi custeado pela Termopernambuco. Atualmente, trabalham na Operação e Manutenção - O&M cerca de 60 pessoas da própria Iberdrola e de suas sub-contratadas.

Anexo J – Demonstrações Financeiras Padronizadas - Termopernambuco

Grupo 1 - Dados da Empresa - 01 - Identificação

1 - Código CVM	2 - Denominação Social
01985-2	TERMOPERNAMBUCO S.A
3 - CNPJ	4 - NIRE
03.795.050/0001-09	26300011573

Grupo 1 - Dados da Empresa - 02 - Sede

1 - Endereço Completo			2 - Bairro	
AV. PORTUÁRIA S/N			COMP PORT SUAPE	
3 - CEP	4 - Município			5 - UF
55590-972	IPOJUCA			PE
6 - DDD	7 - Telefone	8 - Telefone	9 - Telefone	10 - Telex
81	3527-6500			
11 - DDD	12 - Fax	13 - Fax	14 - Fax	
81	3527-6565			
15 - E-mail				
termope@termope.com.br				

Grupo 1 - Dados da Empresa - 03 - Diretor de Rel. com Investidores

1 - Nome do Diretor				
ERIK DA COSTA BREYER				
2 - Endereço para Correspondência			3 - Bairro ou Distrito	
PRAIA DO FLAMENGO, 78 - 3º ANDAR			FLAMENGO	
4 - CEP	5 - Município			6 - UF
22210-030	RIO DE JANEIRO			RJ
7 - DDD	8 - Telefone	9 - Telefone	10 - Telefone	11 - Telex
21	3235-9800			
12 - DDD	13 - Fax	14 - Fax	15 - Fax	
21	3235-9882			
16 - E-mail do Diretor				

ebreyer@neoenergia.com

Grupo 1 - Dados da Empresa - 04 - Referência/Auditor

Exercício	1 - Data de Início do Exercício Social	2 - Data de Término do Exercício Social
1 - Último	01/01/2006	31/12/2006
2 - Penúltimo	01/01/2005	31/12/2005
3 - Antepenúltimo	01/01/2004	31/12/2004

Auditor

4 - Nome/ Razão Social	**5 - Código CVM**
DELOITTE TOUCHE TOHMATSU	00385-9
6 - Nome do Responsável Técnico	**7 - CPF do Responsável Técnico**
JOSÉ LUIZ SANTOS VAZ SAMPAIO	399.500.505-53

Grupo 1 - Dados da Empresa - 05 - Composição do Capital

Número de Ações (Unidade)	1 - 31/12/2006	2 - 31/12/2005	3 - 31/12/2004
Do Capital Integralizado			
1 - Ordinárias	294.570.319	294.570.319	289.570.319
2 - Preferenciais	0	0	0
3 - Total	294.570.319	294.570.319	289.570.319
Em Tesouraria			
4 - Ordinárias	0	0	0
5 - Preferenciais	0	0	0
6 - Total	0	0	0

Grupo 1 - Dados da Empresa - 06 - Características da Empresa

1 - Tipo de Empresa

- (●) Empresas Comerciais, Industriais e Outras
- ( ) Instituições Financeiras
- ( ) Seguradoras

2 - Tipo de Situação

( ) Pré-Operacional	( ) Falida	( ) Em Liquidação
(●) Operacional	( ) Liquidação Extrajudicial	( ) Recuperação Judicial
( ) Concordatária	( ) Paralisada	( ) Recuperação Extrajudicial

3 - Natureza do Controle Acionário

◉ Privada Nacional	○ Estrangeira	○ Estatal Holding
○ Estatal	○ Nacional Holding	○ Estrangeira Holding

4 - Código Atividade

1120 - Energia Elétrica

5 - Atividade Principal

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

6 - Tipo de Consolidado

○ Total	◉ Não Apresentado	○ Parcial

Grupo 02 - Balanço Patrimonial - 01 - Ativo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	31/12/2006	31/12/2005	31/12/2004
1	Ativo Total	1.239.403	1.324.648	1.168.944
1.01	Ativo Circulante	219.737	209.907	98.436
1.01.01	Disponibilidades	124.332	97.385	22.716
1.01.01.01	Numerário Disponível	47	67	6.771
1.01.01.02	Aplicação Financeira	124.285	97.318	15.945
1.01.02	Créditos	93.971	112.306	75.368
1.01.02.01	Clientes	70.092	79.162	63.793
1.01.02.01.01	Contas a Receber	70.092	79.162	63.793
1.01.02.02	Créditos Diversos	23.879	33.144	11.575
1.01.02.02.01	Tributos e Contribuições Sociais	10.179	18.808	753
1.01.02.02.02	Benefício Fiscal - Ágio Incorporado	4.092	4.714	5.314
1.01.02.02.03	Despesas Pagas Antecipadamente	9.608	9.622	5.508
1.01.03	Estoques	1.200	0	0
1.01.04	Outros	234	216	352
1.02	Ativo Não Circulante	1.019.666	1.114.741	1.070.508
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	69.090	109.171	39.495
1.02.01.01	Créditos Diversos	69.089	109.084	39.236
1.02.01.01.01	Fundos Vinculados	30.991	45.066	0
1.02.01.01.02	Depósitos Judiciais	5.621	5.621	5.621
1.02.01.01.03	Tributos e Contribuições Sociais	0	23.963	0
1.02.01.01.04	Benefício Fiscal - Ágio Incorporado	24.809	28.901	33.615
1.02.01.01.05	Despesas Pagas Antecipadamente	7.668	5.533	0
1.02.01.02	Créditos com Pessoas Ligadas	1	87	0
1.02.01.02.01	Com Coligadas e Equiparadas	1	87	0
1.02.01.02.02	Com Controladas	0	0	0
1.02.01.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	0	0	0

1.02.01.03	Outros	0	0	259
1.02.02	Ativo Permanente	950.576	1.005.570	1.031.013
1.02.02.01	Investimentos	1.315	950	250
1.02.02.01.01	Participações Coligadas/Equiparadas	0	0	0
1.02.02.01.02	Participações Coligadas/Equiparadas-Ágio	0	0	0
1.02.02.01.03	Participações em Controladas	0	0	0
1.02.02.01.04	Participações em Controladas - Ágio	0	0	0
1.02.02.01.05	Outros Investimentos	1.315	950	250
1.02.02.02	Imobilizado	789.193	830.884	841.330
1.02.02.02.01	Imobilizado Líquido	789.193	830.884	841.330
1.02.02.03	Intangível	32	851	855
1.02.02.03.01	Intangível Líquido	32	851	855
1.02.02.04	Diferido	160.036	172.885	188.578
1.02.02.04.01	Diferido Líquido	160.036	172.885	188.578

Grupo 02 - Balanço Patrimonial - 02 - Passivo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	31/12/2006	31/12/2005	31/12/2004
2	Passivo Total	1.239.403	1.324.648	1.168.944
2.01	Passivo Circulante	206.685	246.713	248.596
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	29.869	31.124	27.329
2.01.01.01	Empréstimos, Financiamentos e Encargos	29.869	31.124	27.329
2.01.02	Debêntures	46.811	17.922	0
2.01.02.01	Debêntures e Encargos	46.811	17.922	0
2.01.03	Fornecedores	24.218	36.320	104.879
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	1.875	1.784	16.915
2.01.04.01	Tributos e Contribuições Sociais	1.875	1.784	16.915
2.01.05	Dividendos a Pagar	95.310	157.542	73.069
2.01.05.01	Dividendos	65.210	125.042	40.569
2.01.05.02	Juros sobre o Capital Próprio	30.100	32.500	32.500
2.01.06	Provisões	0	0	0
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0	0
2.01.08	Outros	8.602	2.021	26.404
2.01.08.01	Taxas Regulamentares	7.255	78	0
2.01.08.02	Obrigações Estimadas	1.346	1.942	172
2.01.08.03	Cauções em Garantia a pagar	0	0	26.231
2.01.08.04	Outras Contas a Pagar	1	1	1
2.02	Passivo Não Circulante	627.710	695.122	582.504
2.02.01	Passivo Exigível a Longo Prazo	627.710	695.122	582.504
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	223.516	242.646	315.864
2.02.01.02	Debêntures	396.480	438.480	0
2.02.01.02.01	Debêntures e Encargos	396.480	438.480	0

2.02.01.03	Provisões	0	0	0
2.02.01.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0	266.640
2.02.01.04.01	Contrato de Mútuo	0	0	266.640
2.02.01.05	Adiantamento para Futuro Aumento Capital	0	0	0
2.02.01.06	Outros	7.714	13.996	0
2.02.01.06.01	Taxas Regulamentares	2.093	8.375	0
2.02.01.06.02	Tributos e Contribuições Sociais	5.621	5.621	0
2.02.02	Resultados de Exercícios Futuros	0	0	0
2.04	Patrimônio Líquido	405.008	382.813	337.844
2.04.01	Capital Social Realizado	294.570	294.570	289.570
2.04.02	Reservas de Capital	93.710	76.531	44.429
2.04.02.01	Ágio Incorporado Líquido	44.429	44.429	44.429
2.04.02.02	Incentivo Fiscal - ADENE	49.281	32.102	0
2.04.03	Reservas de Reavaliação	0	0	0
2.04.03.01	Ativos Próprios	0	0	0
2.04.03.02	Controladas/Coligadas e Equiparadas	0	0	0
2.04.04	Reservas de Lucro	16.728	11.712	3.845
2.04.04.01	Legal	16.728	11.712	3.845
2.04.04.02	Estatutária	0	0	0
2.04.04.03	Para Contingências	0	0	0
2.04.04.04	De Lucros a Realizar	0	0	0
2.04.04.05	Retenção de Lucros	0	0	0
2.04.04.06	Especial p/ Dividendos Não Distribuídos	0	0	0
2.04.04.07	Outras Reservas de Lucro	0	0	0
2.04.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	0	0	0
2.04.06	Adiantamento para Futuro Aumento Capital	0	0	0

Grupo 03 - Demonstração do Resultado - 01 - Demonstração do Resultado

(**Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	01/01/2006 a 31/12/2006	01/01/2005 a 31/12/2005	01/01/2004 a 31/12/2004
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	520.081	561.202	355.208
3.02	Deduções da Receita Bruta	(18.983)	(20.484)	(29.581)
3.02.01	PIS	(3.381)	(3.648)	(5.277)
3.02.02	COFINS	(15.602)	(16.836)	(24.304)
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	501.098	540.718	325.627
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(245.913)	(268.642)	(181.211)
3.04.01	Energia Elétrica Comprada - CCEE	(88.375)	(41.500)	(28.421)
3.04.02	Encargo do Uso do Sistema de Transmissão	(26.086)	(22.979)	(11.732)
3.04.03	Combustível p/Prod. de Energia Elétrica	(40.014)	(114.000)	(102.148)
3.04.04	Serviço de Terceiros	(40.371)	(36.635)	(15.034)
3.04.05	Taxa de Fiscalização - TFSEE	(883)	(1.294)	0
3.04.06	Depreciação e Amortização	(38.251)	(34.751)	(20.049)

3.04.07	Pesquisa e Desenvolvimento	(5.046)	(9.164)	0
3.04.08	Arrendamento e Aluguéis	(1.699)	(1.628)	(395)
3.04.09	Outros Custos Operacionais	(5.188)	(6.691)	(3.432)
3.05	Resultado Bruto	255.185	272.076	144.416
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(149.610)	(85.138)	(72.132)
3.06.01	Com Vendas	0	0	0
3.06.02	Gerais e Administrativas	(25.885)	(24.882)	(39.830)
3.06.03	Financeiras	(123.725)	(74.774)	(32.302)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	27.198	87.752	67.117
3.06.03.01.01	Renda de Aplicações Financeiras	21.244	5.558	1.524
3.06.03.01.02	Juros, Comissões e Acréscimos Moratórios	5.175	5.102	0
3.06.03.01.03	Variação Cambial	668	74.012	64.657
3.06.03.01.04	Operações com Swap	0	1.501	0
3.06.03.01.05	Outras Receitas Financeiras	111	1.579	936
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(150.923)	(162.526)	(99.419)
3.06.03.02.01	Encargos da Dívida	(100.671)	(71.947)	(46.020)
3.06.03.02.02	Variação Monetária	(4.715)	(1.958)	(12.587)
3.06.03.02.03	Variação Cambial	(447)	(18.701)	(1.063)
3.06.03.02.04	Operações com Swap	0	(9.616)	(936)
3.06.03.02.05	Juros sobre o Capital Próprio	(30.100)	(32.500)	(32.500)
3.06.03.02.06	Outras Despesas Financeiras	(14.990)	(27.804)	(6.313)
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	0	14.518	0
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	0	0	0
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	0	0	0
3.07	Resultado Operacional	105.575	186.938	72.284
3.08	Resultado Não Operacional	6	(7)	4
3.08.01	Receitas	19	0	4
3.08.02	Despesas	(13)	(7)	0
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	105.581	186.931	72.288
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(35.355)	(62.091)	(27.874)
3.10.01	Imposto de Renda - Corrente	(22.372)	(41.480)	(6.023)
3.10.02	Contribuição Social - Corrente	(8.269)	(15.297)	(16.351)
3.10.03	Amortização Ágio e Reversão PMIPL	(4.714)	(5.314)	(5.500)
3.11	IR Diferido	0	0	0
3.12	Participações/Contribuições Estatutárias	0	0	0
3.12.01	Participações	0	0	0
3.12.02	Contribuições	0	0	0
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	30.100	32.500	32.500
3.15	Lucro/Prejuízo do Período	100.326	157.340	76.914

Grupo 03 - Demonstração do Resultado - 02 - Lucro ou Prejuízo por Ação

	Último Exercício 01/01/2006 a 31/12/2006	Penúltimo Exercício 01/01/2005 a 31/12/2005	Antepenúltimo Exercício 01/01/2004 a 01/01/2004
Nº Ações, Ex-Tesouraria (Unidade)	294.570.319	294.570.319	289.570.319
Lucro por Ação (Reais)	0,34058	0,53413	0,26561
Prejuízo por Ação (Reais)			

Anexo L – Informativo Anual - Termopernambuco

Grupo 4 - Capital Social - 01 - Composição

1 - Data da Última Alteração	**20/07/2005**

2 - Item	3 - Espécie das Ações	4 - Normativa ou Escritural	5 - Valor Nominal (Reais)	6 - Quantidade de Ações (Mil)	7 - Subscrito (Reais Mil)	8 - Integralizado (Reais Mil)
01	**ORDINÁRIAS**	Nominativa	1,00	342.594.327	342.594,00	294.570,00
02	**PREFERENCIAIS**		0,00	0	0,00	0,00
03	**PREFERENCIAIS CLASSE A**		0,00	0	0,00	0,00
04	**PREFERENCIAIS CLASSE B**		0,00	0	0,00	0,00
05	**PREFERENCIAIS CLASSE C**		0,00	0	0,00	0,00
06	**PREFERENCIAIS CLASSE D**		0,00	0	0,00	0,00
07	**PREFERENCIAIS CLASSE E**		0,00	0	0,00	0,00
08	**PREFERENCIAIS CLASSE F**		0,00	0	0,00	0,00
09	**PREFERENCIAIS CLASSE G**		0,00	0	0,00	0,00
10	**PREFERENCIAIS CLASSE H**		0,00	0	0,00	0,00
11	**PREFER. OUTRAS CLASSES**		0,00	0	0,00	0,00
99	**TOTAIS**		0,00	342.594.327	342.594,00	294.570,00

REFERÊNCIAS

AES URUGUAIANA. **Relatório de Sustentabilidade 2005**, 44 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil 2005**, 2ª Edição. Brasília, 2005, 243 p.

ALENCAR FILHO, F. M.; MOREIRA, T. B. S.; LOUREIRO, P. R. A. **Modelo de Avaliação de Desempenho de Companhias de Saneamento Básico na Concepção da Criação de Valor**. Documento Técnico-Científico. Revista Econômica do Nordeste, Fortaleza, v. 35, nº 1, Janeiro - Março. 2004, 19 p.

AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE/ THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS INC. – ANSI/IEEE. **IEEE Standard Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity:** ANSI/IEEE Std 762-1987. New York, USA, 1986, 30 p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS GRANDES EMPRESAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – ABRAGE. **Unidades Geradoras**. Março de 2004, 9 p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **NBR 10.151** – Avaliação do Ruído em Áreas Habitadas visando o conforto da comunidade.

_____. **NBR 10.152** – Níveis de Ruído para Conforto Acústico.

_____. **NBR ISO 14031:2004** – Gestão Ambiental – Diretrizes para Avaliação do Desempenho Ambiental.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE MANUTENÇÃO – ABRAMAN. **A Situação da Manutenção no Brasil**. Outubro de 2005, 30 slides. Documento Nacional 2005.

BALDRIGDE NATIONAL QUALITY PROGRAM. **2007 Criteria for performance excelence**. Gaithersburg, 2006, 84 p.

BANDEIRA, A. A. **Rede de indicadores de desempenho para gestão de uma usina hidrelétrica**. 1997. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1997, 165 p.

BONIZIO, R. C. **Qualidade de Serviço e Desempenho Financeiro:** Evidências nas Distribuidoras de Energia Elétrica do Brasil. Artigo Técnico do 7º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade, 2007, Ribeirão Preto. 7º Congresso USP de Controladoria e Contabilidade, 2007.

BRANCO, F. P. **Análise Termoeconômica de uma Usina Termelétrica a Gás Natural Operando em Ciclo Aberto e em Ciclo Combinado**. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira da Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", 2005, 179 p.

BRICK, E. S.; COPLE, D.G. **Modelos para Geração de Eventos em Análise de Custo e Vida Útil de Sistemas Técnicos**. Relatório de Pesquisa em Engenharia de Produção da Universidade Federal Fluminense – Núcleo de Logísticas Integrada e Sistemas (LOGIS), Niterói, 2005. Volume 5, 14 p.

CARAZAS, F. J. G.; KONDO, N. N.; SOUZA, G. F. M.; PATIÑO, C. E. **Método para Evaluación de Disponibilidad en Sistemas de Generación de Energía Eléctrica** – Aplicado a Turbinas de Gás. Artigo Técnico da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo apresentado ao 8º. Congreso Iberoamericano de Ingenieria Mecânica. Cusco, 23 al 25 de Octubre de 2007, 8 p.

CARAZAS, F. J. G.; SOUZA, G. F. M. **Desenvolvimento de Método de Análise de Disponibilidade de Sistemas de Geração de Energia:** Comparação entre Sistemas de Geração de Energia Baseados em Usinas Hidrelétricas e Termelétricas. Relatório Técnico - Projeto ANEEL, 2004.

CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE – CONAMA (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE). **Resolução CONAMA 003-1990:** Resolução nº.003 de 28 de Junho de 1990.

_____. **Resolução CONAMA 008-1990**: Resolução nº.008 de 06 de Dezembro de 1990.

_____. **Resolução CONAMA 357-2005:** Resolução nº.357 de 17 de Março de 2005.

_____. **Resolução CONAMA 382-2006:** Resolução nº.382 de 26 de Dezembro de 2006.

FUNDAÇÃO NACIONAL DA QUALIDADE. **Critérios de Excelência 2007:** Avaliação e diagnóstico da gestão organizacional. São Paulo: 2006, 52 p.

GLOBAL REPORTING INITIATIVE – GRI. **Diretrizes para Relatório de Sustentabilidade**. 2006.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, (Ministério de Minas e Energia). **Balanço Energético Nacional 2007:** Ano Base 2006, Resultados Preliminares. Rio de Janeiro, 2007, 192 p.

_____. **Balanço Energético Nacional 2007:** Ano Base 2006, Relatório Final. Rio de Janeiro, 2007, 48 p.

_____. **Mercado de Energia Elétrica 2006-2015**. Rio de Janeiro: 2005. 380 p.

_____. **Plano Nacional de Energia 2030:** Gás Natural. Brasília, 2006, 33 slides.

FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. **Relatório de Administração 2005**, 43 p.

GITMAN, L. J. **Princípios de Administração Financeira** (10ª edição), Pearson Education do Brasil, 2005. Tradução técnica: Antonio Zoratto Sanvicente – São Paulo: Addison Wesley, 2004, 745 p.

Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA; Petróleo Brasileiro SA - PETROBRÁS. **Geração Termelétrica a Gás Natural** – Questões Conceituais. Documento técnico-científico exposto no Workshop “Geração Termelétrica a Gás Natural” em Porto Alegre, de 25 a 28 de junho de 2001, 38 p.

JUNCKES, N. M. **O Nível de Utilização das Técnicas Financeiras pelas Micro e Pequenas Empresas do Setor Têxtil do Estado de Santa Catarina.** 1998. Dissertação (Mestrado) – Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas: Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

KEHLHOFER, R. H.; BACHMANN, R.; NIELSEN, H.; WARNER, J. **Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants**. Tulsa: PennWell Publishing Company, 1999. 298 p.

LEMOS, A. **Cana de açúcar e energia**: uma contribuição para a solução do apagão. Jornal do IE, São Paulo, nº. 30, p. 13, 2007.

LIMA, W. S. **Criação de Valor na Avaliação de Projetos Termelétricos sob Condições de Risco no Mercado Brasileiro de Energia Elétrica.** 2002. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003, 280p.

LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. **Geração Termelétrica**: Planejamento, Projeto e Operação. Rio de Janeiro: Interciência, 2004. Volume 1. 2 v, 1-632 p.

_____. **Geração Termelétrica**: Planejamento, Projeto e Operação. Rio de Janeiro: Interciência, 2004. Volume 2. 2 v, 633-1265 p.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; COLABORAÇÃO EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica: 2006-2015**. Brasília: MME: EPE, 2006. 304 p.

MOREIRA, L. B. C. **Avaliação dos Aspectos Ambientais da Geração de Energia através de Termoelétricas a Gás Natural**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2005, 190 p.

MOSCI, A. S.; DINIZ, J. L. C. P. **Estudo da Exposição ao Ruído**: Impacto no Policial Militar do Batalhão de Trânsito. Belo Horizonte, 1997.

NAGAO, S. K. **Manutenção Industrial** – Análise, Diagnóstico e Propostas de Melhoria de Performance em Indústrias e Processo. 1998. Dissertação (Mestrado) – Departamento de Engenharia de Produção da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 1998, 212 p.

NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY COUNCIL – NERC. **Generating Availability Reports** (Generating Availability Data System – GADS). Janeiro de 2005.

_____. **Generation Unit Statistical Brochure** – 2006 only (Generating Availability Data System – GADS). Novembro de 2007.

OLIVEIRA, P. C. **Sistemas e Máquinas**. Núcleo de Tecnologia do Gás da Universidade para o Desenvolvimento do Estado e da Região do Pantanal – UNIDERP, 66 p.

REIS, M. M. **Custos Ambientais Associados à Geração Elétrica**: Hidrelétricas x Termelétricas a Gás Natural. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001, 200 p.

RODRIGUES, M. **Manutenção Industrial em Curitiba e Cidades Circunvizinhas**: Um diagnóstico Atual. 2003. Dissertação (Mestrado) – Centro Federal de Educação Tecnológica do Paraná – Programa de Pós-Graduação em Tecnologia, Curitiba, 2003, 151 p.

ROSA, E. B. **Indicadores de Desempenho e Sistema ABC**: O Uso de Indicadores para uma Gestão Eficaz do Custeio e das Atividades de Manutenção. 2006. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006. Volume 1. 2v, 530 p.

SINK, D. S. **Productivity management:** Planning, Measurement and Evaluation, Control and Improvement. New York: John Wiley, 1985. 518 p.

SLACK, N. **Vantagem competitiva em manufatura:** atingindo competitividade nas operações industriais. Trad. Sônia Maria Corrêa. São Paulo: Atlas, 1993. 200 p.

SMITH, R. **Use leading KPIs to spot trouble**. Revista Digital “Plant Services – The Digital Resource of Plant Services Magazine”, 08 de Junho de 2006, 3 p.

SOARES FILHO, S. **Programando a energia do dia seguinte**. Jornal da UNICAMP, 27 de junho a 10 de julho de 2005, p. 4.

SOARES, M. A. **Análise de Indicadores para Avaliação de Desempenho Econômico-Financeiro de Operadoras de Planos de Saúde Brasileiras:** Uma Aplicação da Análise Fatorial. 2006. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Administração, Economia e Contabilidade da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006, 130 p.

TAVARES, L. A. **Administração Moderna da Manutenção**. Rio de Janeiro: Novo Pólo Publicações, 1999. 208 p.

VILLELA, I. A. C.; SILVEIRA, J. L. **Ecological efficiency in thermoelectric power plants**. Artigo Técnico, Applied Thermal Engineering 27, 2006. pp. 840–847.

WYLEN, G. T. V.; SONNTAG, R. E.; BORGNAKKE, C. **Fundamentos da Termodinâmica**. Tradução de Euryale de Jesus Zerbini. 6. ed. São Paulo: Edgard Blücher Ltda, 2003. 577 p.

YANAGIHARA, J. I. **Máquinas Térmicas** – Turbinas a Gás. Notas de Aula da Disciplina PME 2479 – Máquinas Térmicas.

Sites Pesquisados

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL
Site: www.aneel.gov.br
Visitado em: 03/04/07

Alstom Power
Site: www.alstompower.com
Visitado em: 25/05/07

Banco de Informações de Geração – BIG 2007 (da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL)
Site: http://www.aneel.gov.br/15.htm
Visitado em: 07/11/07

Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental - CETESB
Site: www.cetesb.sp.gov.br
Visitado em: 29/10/07

Comissão de Valores Mobiliários - CVM
Site: www.cvm.gov.br
Visitado em: 04/09/07

Conselho Nacional do Meio Ambiente – CONAMA
Site: http://www.mma.gov.br/conama/
Visitado em: 04/04/07

Energy Industries Council - EIC
Site: http://www.the-eic.com/News/Archive/2007/Jun/Article3693.htm
Visitado em: 01/11/07

Energy Solutions Center
Site: http://www.energysolutionscenter.org/DistGen/Tutorial/TutorialFrameSet.htm
Visitado em: 01/11/07

Fundação Nacional da Qualidade - FNQ
Site: www.fnq.org.br
Visitado em: 26/03/07

GásNet – O site do Gás Natural – GNV
Site: www.gasnet.com.br
Visitado em: 02/11/07

Ministério de Minas e Energia - MME
Site: www.mme.gov.br
Visitado em: 04/04/07

NIST National Quality Program -- Malcom Baldridge National Quality Program
Site: www.quality.nist.gov
Visitado em: 26/03/07

Siemens
Site: www.siemens.com.br
Visitado em: 25/05/07

Catálogo Utilizado

Catálogo Hitachi: H-25 Gas turbine (heavy duty)