

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI**

**LUCIANO LOPES PINTO**

**Determinação de critérios indicativos para análise da  
viabilidade de serviços de modernização de grupos  
geradores de Centrais Hidrelétricas**

**Dissertação apresentada à  
Universidade Federal de Itajubá como  
requisito para obtenção do Título de  
Mestre em Engenharia da Energia.**

**Itajubá**

**2009**

**LUCIANO LOPES PINTO**

**Determinação de critérios indicativos para análise da  
viabilidade de serviços de modernização de grupos  
geradores de Centrais Hidrelétricas**

**Dissertação apresentada à  
Universidade Federal de Itajubá como  
requisito para obtenção do Título de  
Mestre em Engenharia da Energia.**

**Área de Concentração:  
Exploração do Uso Racional de  
Recursos Naturais e Energia.**

**Orientador:  
Prof. Dr. Geraldo Lucio Tiago Filho**

**Itajubá  
2009**

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –  
Bibliotecária Margareth Ribeiro – CRB\_6/1700

**P659d**

Pinto, Luciano Lopes

Determinação de critérios indicativos para análise da viabilidade de serviços de modernização de Grupos Geradores de Centrais Hidrelétricas / Luciano Lopes Pinto. – Itajubá, (MG) : [s.n.], 2009.

153 p. : Il.

Orientador: Prof. Dr. Geraldo Lúcio Tiago Filho.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Critérios Indicativos para Análise da Viabilidade. 2. Modernização de Grupos Geradores de Centrais Hidrelétricas. 3. Recapacitação de Centrais Hidrelétricas. I. Tiago Filho, Geraldo Lúcio, orient.. II. Universidade Federal de Itajubá. III. Título.

**CDU 621.311.2(043)**

**Ao meu querido e saudoso pai, que com seu exemplo de amor, lealdade e bondade, foi capaz de forjar meu caráter, ensinando-me os duros caminhos da vida.**

## **AGRADECIMENTOS**

Impossível seria, relacionar todos que, de uma forma ou de outra contribuíram para a realização deste trabalho, mas que ao lerem esta dedicatória certamente irão perceber seus nomes nas entrelinhas.

Ao amigo e orientador Prof. Dr. Geraldo Lucio Tiago Filho, pelas diretrizes seguras e permanente incentivo.

À Furnas Centrais Elétricas, na pessoa do Eng<sup>o</sup> Clóvis H.D. Ribeiro, pela oportunidade disponibilizada para meu aperfeiçoamento e crescimento profissional.

E , principalmente, a minha esposa Fernanda, e meus filhos Luciana, João Gabriel, e pequena Maria, meus maiores incentivadores, que com uma grande dose de amor e paciência puderam me manter motivado para atingir a difícil meta proposta, apesar de todos os obstáculos encontrados em meu caminho.

## RESUMO

De forma a avaliar a modernização de Centrais Hidrelétricas como opção para o atendimento das necessidades parciais de expansão do parque gerador nacional, pretende-se, determinar, de forma consistente, critérios que possibilitem a análise dos aspectos técnicos, comerciais e ambientais envolvidos no estudo de viabilidade de modernização de grupos geradores, tendo em vista o cenário de demanda atual de energia, impulsionada pelo crescimento do Produto Interno Bruto (PIB), resultante da elevada competitividade da cadeia produtiva do país. Tal processo se apresenta como uma alternativa atraente e promissora, para a recomposição da eficiência produtiva, visto que, grande parte das centrais em operação, apresenta idade tecnológica superior a 30 (trinta) anos. O cenário de expansão da oferta de energia, em que se incorpora às obras de modernização, está aqui apresentado, bem como a tomada de consciência da produção eficiente de energia, agregada ao histórico das modernizações já executadas ou em execução e suas perspectivas. Os aspectos operacionais, técnicos, econômicos e ambientais, são avaliados, fornecendo informações para a elaboração do diagnóstico técnico, que deve evidenciar os fatores relevantes dos estudos de viabilidade, subsidiando à tomada de decisões quanto a implantação ou não de empreendimentos de modernização, que têm como objetivo maior o aumento da eficiência e da produtividade das centrais, com incrementos no rendimento e no fator de capacidade, otimizando custos de manutenção e melhorando sua performance ambiental. O diagnóstico é avaliado, à luz das mais modernas soluções de engenharia para a comprovação dos ganhos de capacidade de geração e melhoria da performance operativa, contextualizados sob o aspecto econômico do empreendimento, ratificando assim a acertividade ou não da estratégia adotada. A dissertação apresenta também, o resultado de estudo avaliador da viabilidade de modernizações em andamento ou concluídas, realizado por empresa geradora de energia, que servirá de base comparativa, para a efetiva confirmação das hipóteses propostas. Além do cumprimento da formalidade acadêmica, esta dissertação tem a pretensão de disponibilizar conhecimentos que possam auxiliar na tomada de decisões, quando de novos estudos de viabilidade para modernização de empreendimentos hidrelétricos.

## **ABSTRACT**

In the way to evaluate the modernization of Central Hydroelectric offices as option for the attendance of the partial necessities of expansion of the national generating park, it is intended, to make available in a consistent form, criteria that make possible the analysis of technical, commercial and environmental aspects involved in the viability of such workmanships, in view of the scene of current demand stimulated by the growth of “Producto Interno Bruto (PIB)”, resultant of the raised competitiveness of the productive chain of the country. This process present as attractive and promising alternative, for the resetting of the productive efficiency, since great part of the central offices in operation, have technological age superior to 30 (thirty) years. The scenery of expansion of energy offers, which incorporates the workmanships modernization, is presented, as well as the taking of conscience of the efficient production of energy, added to the description of the already executed modernizations or in execution and his perspectives. The operational, technical, economical and environmental aspects are evaluated supplying information for the elaboration of the technician diagnosis, who must evidence the relevant factors of the feasibility studies, subsidizing the taking of decisions for the implantation or not of modernization enterprises, that have as greater objective the increase of the efficiency and the productivity of the central offices, with increments in the income and in the factor of capacity, optimizing maintenance costs and improving its environmental performance. The diagnosis is evaluated to the light of the most modern solutions of engineering, for the evidence of the profits of capacity of generation and improvement of the operative performance, contextualized under the economic aspect of the enterprise, thus ratifying the rightness or not of the adopted strategy. The monograph also presents the study result appraiser of the viability of modernizations concluded or in progress, carried through by an energy generating company, which will serve of comparative base for the effective confirmation of the proposed hypotheses. Beyond the fulfillment of the academic formality, this monograph has the pretension to available knowledge that can assist in the taking of decisions, to new feasibility studies for modernization of hydroelectric enterprises.

## LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1.1</i> – Descrição dos Benefícios da Energia .....	22
<i>Figura 1.2</i> – A Modernização de uma Planta Hidrelétrica.....	23
<i>Figuras 1.3</i> – Diagrama de colina .....	29
<i>Figura 1.4</i> – Curvas de rendimento relativo de geradores .....	30
<i>Figura 1.5</i> – Histograma e Polígono de Frequência.....	33
<i>Figura 2.1</i> – Degradação da Condição de Vida da Unidade/Instalação.....	37
<i>Figura 3.1</i> – Evolução do Fator de Utilização $C$ .....	46
<i>Figura 3.2</i> – Queda das perdas dos materiais magnéticos .....	46
<i>Figura 4.1</i> – Matriz Elétrica Brasileira – Empreendimentos em Operação .....	54
<i>Figura 4.2</i> – Estimativa de Vida Útil de Equipamentos e Sistemas.....	57
<i>Figura 4.3</i> – Período de Operação Comercial - Sistema FURNAS .....	59
<i>Figura 4.4</i> – Matriz Elétrica Brasileira- Situação .....	66
<i>Figura 4.5</i> - Contribuição dos diferentes gases de efeito estufa ao aquecimento .....	67
<i>Figura 4.6</i> – O mapa do Crédito de Carbono .....	70
<i>Figura 5.1</i> – Indicadores para Tomada de Decisão.....	79
<i>Figura 5.2</i> – Gráfico “ % Disponibilidade x Período” .....	80
<i>Figura 5.3</i> – Substituição da Excitatriz Dinâmica por Excitatriz Estática.....	86
<i>Figura 5.4</i> – Reavaliação Hidrodinâmica do Rotor da Turbina .....	89
<i>Figura 5.5</i> – Corte Típico de Grupo Turbina/Gerador com Pontos de Reparo.....	91
<i>Figura 5.6</i> – Evolução do Fator de Utilização dos Geradores .....	94
<i>Figura 5.7</i> – Reisolamento das Bobinas do Estator de Classe B para Classe F .....	95
<i>Figura 5.8</i> – Fluxograma: Procedimento de Avaliação da Modernização .....	96
<i>Figura 6.1</i> – Perdas de Receita por Indisponibilidade de uma UG de 100MW.....	105
<i>Figura 7.1</i> – Curva de Permanência dos $F_{cp}$ e $F_{disp}$ .....	109
<i>Figura 7.2</i> – Curva de Correlação entre $F_{cp}$ e $F_{disp}$ .....	110
<i>Figura 7.3</i> – Inflexão da Curva de Correlação entre $F_{cp}$ e $F_{disp}$ .....	111
<i>Figura 8.1</i> – Curva de Frequência dos Fatores de Capacidade .....	118
<i>Figura 8.2</i> – Curva de Frequência dos Fatores de Disponibilidade .....	118
<i>Figura 8.3</i> – Curva “ $F_{cp}$ x $F_{disp}$ ” .....	120
<i>Figura 8.4</i> – Fator de Disponibilidade de Equilíbrio ( $F_{disp}$ Equilíbrio).....	121



## LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 2.1</i> – Matriz de Oferta de Energia Elétrica .....	35
<i>Tabela 3.1</i> – Elevação de Temperatura para diversas Classes.....	48
<i>Tabela 3.2</i> – Estado da Arte dos Geradores.....	50
<i>Tabela 4.1</i> – Empreendimentos em Operação .....	53
<i>Tabela 4.2</i> – Indicadores de Projeção da Demanda.....	55
<i>Tabela 4.3</i> – Avaliação de Jupiá – Capacidade Instalada ( $\overline{MW}$ ) e Fator de Capacidade .....	58
<i>Tabela 4.4</i> – Potência Instalada / Tempo de Operação - Sistema FURNAS.....	59
<i>Tabela 4.5</i> – Usinas Hidrelétricas com mais de 20 anos de Histórico Operacional ...	60
<i>Tabela 4.6</i> - Matriz Elétrica Brasileira – Empreendimentos em Operação .....	65
<i>Tabela 4.7</i> - Linha de Base para o Subsistema Sul-Sudeste.....	76
<i>Tabela 5.1</i> – Incremento de Eficiência no Reparo de Turbinas Iberdrola.....	93
<i>Tabela 6.1</i> – Custo Médio de Modernização de Componentes .....	103
<i>Tabela 7.1</i> – Fatores de Capacidade Médios Mensais.....	112
<i>Tabela 7.2</i> – Fatores de Disponibilidade Médios Mensais.....	112
<i>Tabela 7.3</i> – Fatores de Capacidade e Disponibilidade de mesma Permanência .....	114
<i>Tabela 8.1</i> – Resumo das Principais Indisponibilidades Forçadas .....	123
<i>Tabela 8.2</i> – Resultados do Estudo de Viabilidade .....	128

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<b>ABNT</b>	Associação Brasileira de Normas Técnicas
<b>AHE</b>	Aproveitamento Hidrelétrico
<b>AND</b>	Autoridade Nacional Designada
<b>ANEEL</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<b>AOD</b>	Autoridade Operacional Designada
<b>BL</b>	Máximo Benefício Líquido (R\$/MWh)
<b>BM</b>	Benefício Marginal (R\$/MWh)
<b>BNDES</b>	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
<b>CCEE</b>	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
<b>CER</b>	Certificados de Emissões Reduzidas
<b>CESP</b>	Companhia Energética de São Paulo
<b>CM</b>	Custo Marginal (R\$/MWh)
<b>CONAMA</b>	Conselho Nacional de Meio Ambiente
<b>DCP</b>	Documento de Concepção de Projeto
<b>ELETROBRAS</b>	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
<b>EPE</b>	Empresa de Pesquisa Energética
<b>FURNAS</b>	Furnas Centrais Elétricas S.A.
<b>GEE</b>	Gases de Efeito Estufa
<b>GCH</b>	Grandes Centrais Hidrelétricas
<b>GG</b>	Grupo Gerador
<b>IEEE</b>	Institute of Electrical and Electronic Engineer
<b>MDL</b>	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
<b>O&amp;M</b>	Operação e Manutenção
<b>ONS</b>	Operador Nacional do Sistema Elétrico
<b>ONU</b>	Organização das Nações Unidas
<b>PCH</b>	Pequena Central Hidrelétrica
<b>PDE</b>	Plano Decenal de Expansão de Energia
<b>PIB</b>	Produto Interno Bruto
<b>R&amp;M</b>	Recapitação e Modernização

<b>SIN</b>	Sistema Interligado Nacional
<b>SPOT</b>	Mercado Livre
<b>TEAM</b>	Esforços Térmicos, Elétricos, Ambientais e Mecânicos
<b>TH</b>	Turbina Hidráulica
<b>UHE</b>	Usina Hidrelétrica
<b>UTE</b>	Usina Termelétrica

## SIMBOLOGIA

### C

---

**C** fator de utilização de geradores.

### D

---

**D** diâmetro interno do estator.

**DO%** disponibilidade operacional.

### F

---

**f<sub>c</sub>** fator de carga do sistema.

**f<sub>cp</sub>** fator de capacidade.

**f<sub>pt</sub>** fator de perda total do sistema.

**f<sub>pT</sub>** fator de perdas do sistema de transmissão no horário de ponta.

**f<sub>rg</sub>** fator de reserva girante do sistema.

**F<sub>i</sub>** distribuição de frequência acumulada relativa.

**FP** fator de potência.

### G

---

**g** aceleração da gravidade.

### H

---

**H** queda disponível; amplitude.

**H<sub>x</sub>** queda, índice **x**: **B**bruta.

**H<sub>1/1</sub>** queda com o distribuidor da TH todo aberto.

**HD<sub>i</sub>** horas de disponibilidade da UG<sub>i</sub>.

**HP** horas de período.

## I

---

**IO%** indisponibilidade operacional.

## L

---

**L** comprimento do núcleo do estator.

## M

---

**MC** margem de construção.

**MO** margem de operação.

## N

---

**n<sub>i</sub>** frequência absoluta.

**n** rotação, número total de dados de uma amostra.

**N<sub>i</sub>** frequência absoluta acumulada.

## P

---

**pu** por unidade.

**P** potência disponível, instalada ou nominal.

**P<sub>e</sub>** potência no eixo da TH.

**P<sub>i</sub>** potência efetiva da UG<sub>i</sub>.

**P<sub>el</sub>** potência elétrica.

**P<sub>eln</sub>** potência elétrica nominal.

$\overline{P}_{el}$  potência elétrica média.

**PTFE** politetrafluorathile.

## Q

---

**Q** vazão em geral, vazão de projeto.

**QE** quantidade de energia produzida por uma central.

## T

---

**TH** Turbina Hidráulica.

**TIR** taxa interna de retorno.

## V

---

**v** velocidade média da água.

**VPL** valor presente líquido.

## $\alpha$

---

**$\alpha$**  ângulo; ângulo entre as direções das velocidades tangencial e absoluta do escoamento do rotor da TH; coeficiente de dilatação linear; posição do distribuidor da TH; fator de tipo de TH no que se refere à variação da potência com a queda.

## $\eta$

---

**$\bar{\eta}$**  rendimento médio.

**$\eta$**  rendimento do, índice  $x$  : **g**GE; **i**interno; **m**mecânico; **t**total da TH; **a**paproveitamento; **e**lelétrico; **o**perativo da instalação; **a**ssistima de admissão.

## $\mu$

---

**$\mu$**  coeficiente de atrito.

## $\rho$

---

**$\rho$**  massa específica da água.

# SUMÁRIO

<b>RESUMO</b> .....	i
<b>ABSTRACT</b> .....	ii
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	iii
<b>LISTA DE TABELAS</b> .....	iv
<b>LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS</b> .....	v
<b>SIMBOLOGIA</b> .....	vi
<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	18
<b>1.1 Objetivo</b> .....	19
<b>1.2 Definições</b> .....	21
<b>1.3 Conceitos</b> .....	25
<b>1.3.1 Energia produzida</b> .....	26
<b>1.3.2 Potência instalada</b> .....	27
<b>1.3.3 Fator de disponibilidade</b> .....	31
<b>1.3.4 Distribuição de freqüência acumulada</b> .....	32
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	35
<b>3. ASPECTOS TECNOLÓGICOS DA MODERNIZAÇÃO DE HIDROGERADORES</b> .....	45
<b>3.1 O Estado da Arte</b> .....	45
<b>3.1.1 Aquecimento de máquinas síncronas</b> .....	47
<b>3.1.2 Evolução tecnológica dos materiais magnéticos e de isolamento do estator</b> . 48	
<b>3.1.3 Evolução dos sistemas de ventilação</b> .....	51
<b>3.1.4 Sistema de excitação estática</b> .....	51
<b>3.1.5 Evolução das técnicas de projeto</b> .....	51

<b>4. CENÁRIO INSTITUCIONAL DAS MODERNIZAÇÕES DE CENTRAIS HIDRELÉTRICAS</b> .....	53
4.1 O Setor Elétrico e a Modernização .....	53
4.2 História e Situação .....	56
4.3 Perspectivas da Modernização de Centrais Hidrelétricas .....	60
4.4 Avaliação dos Impactos Ambientais.....	64
4.4.1 Introdução .....	64
4.4.2 Impactos na geração de energia hidrelétrica .....	66
4.4.3 Os impactos ambientais nos empreendimentos de modernização .....	68
4.4.4 Os MDLs e a modernização .....	69
4.4.4.1 Linha de base .....	74
4.4.4.2 Linha de base de uma UHE sendo modernizada no sistema interligado - Subsistema Sul-Sudeste .....	74
<b>5. ANÁLISE DE PARÂMETROS INDICATIVOS PARA A MODERNIZAÇÃO DE CENTRAIS HIDRELÉTRICAS</b> .....	77
5.1 Levantamento de Dados, Estudos, Avaliações e Diagnóstico .....	77
5.1.1 Indisponibilidade forçada .....	79
5.1.2 Fator de disponibilidade .....	80
5.1.3 Avaliação hidroenergética .....	81
5.1.4 Avaliação do circuito hidráulico .....	81
5.1.5 Diagnóstico da turbina e equipamentos associados .....	82
5.1.6 Diagnóstico do gerador e equipamentos associados .....	84
5.1.7 Sistema de transformação e transmissão .....	87
5.1.8 Diagnóstico geral .....	87
5.2 Modernização da Turbina, Gerador e Equipamentos Associados .....	89
5.2.1 Modernização da turbina .....	89
5.2.2 Modernização do gerador .....	93
5.3 Consolidação dos Critérios Técnicos .....	96



<b>6. ANÁLISE DA ATRATIVIDADE DO PROCESSO DE MODERNIZAÇÃO</b>	97
6.1 Regulamentação, Oportunidades e Atratividade da Modernização	97
6.1.1 Análise institucional	97
6.1.2 Obstáculos e dificuldades presentes no modelo energético nacional	97
6.1.3 Oportunidades de negócio	100
6.2 Atratividades	102
6.2.1 Custos preliminares	103
6.2.2 Custo da modernização	104
6.2.3 Considerações sobre viabilidade	104
6.2.4 Consolidação dos aspectos econômicos	106
6.2.4.1 Custos adicionais	106
6.2.4.2 Custo da energia produzida	107
<b>7. METODOLOGIA</b>	108
7.1 Introdução	108
7.2 Curvas de Frequência Aplicadas à Avaliação de Fatores de Capacidade e Disponibilidade	108
7.3 Curva de Correlação entre $F_{cp}$ e $F_{disp}$	109
7.4 Aplicação da Metodologia Proposta	112
7.4.1 Avaliação das séries históricas de $F_{cp}$ e $F_{disp}$	112
7.4.2 Curvas de permanência de $F_{cp}$ e $F_{disp}$	113
7.4.3 Curva de correlação entre as grandezas $F_{cp}$ e $F_{disp}$	113
7.4.4 Obtenção do ponto de inflexão da curva $F_{cp} \times F_{disp}$	115
7.4.5 Comentários	115
<b>8. ESTUDO DE CASOS</b>	117
8.1 Dados gerais da GCH 1	117
8.2 Validação das Hipóteses Propostas	117
8.2.1 Histograma de fatores de capacidade e disponibilidade	117
8.2.2 Curvas de frequência de fatores de capacidade e disponibilidade	117
8.2.3 Curva “ $F_{cp} \times F_{disp}$ ”	119

<b>8.3</b>	<b>Condições operacionais anteriores à modernização</b>	122
<b>8.3.1</b>	<b>Indisponibilidade forçada</b>	122
<b>8.3.2</b>	<b>Fator de disponibilidade</b>	123
<b>8.4</b>	<b>Resultados Obtidos</b>	123
<b>8.4.1</b>	<b>Avaliação da viabilidade econômica</b>	127
<b>9</b>	<b>CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES</b>	129
<b>10</b>	<b>BIBLIOGRAFIA</b>	132
	<b>APÊNDICES</b>	135
	<b>ANEXOS</b>	141

## 1. INTRODUÇÃO:

Segundo PRICHETT (1942) apud VEIGA (2001), um estudioso da gestão integrada de recursos,

*[...]o barramento de um rio cria um ambiente físico completamente novo. Napoleão teria dito que não há autoridade maior do que o controle sobre as águas que cobrem o planeta Terra. Aquele que lidera a destruição de um vale através de sua inundação, brinca de ser Deus, e acaba assumindo responsabilidades tão grandes quanto. Decorre, então, uma gama de conseqüências, e um novo equilíbrio deve ser moldado de modo a substituir aquele que foi destruído.*

A perspectiva de Prichett (1942), ilustra de forma atual e verdadeira o cenário que envolve os empreendimentos hidrelétricos, e como devemos buscar a utilização múltipla dos recursos hídricos, contribuindo para o desenvolvimento sustentável. Cabe aos Órgãos gestores dos recursos hídricos buscar e encontrar um equilíbrio apropriado entre os múltiplos usos da água, tais como processos industriais, abastecimento, geração de energia, irrigação e conservação ambiental.

Desregulamentação e reestruturação, custos de licenciamento, competição crescente, aumento das pressões sócio-ambientais e orçamentos cada vez mais restritos, criam um futuro de incerteza para as empresas ligadas à geração hidráulica. Projetos hidrelétricos estão enfrentando cada vez mais pressões para aperfeiçoar a geração de energia, reduzir custos operacionais e de manutenção, e principalmente, prover uma série de benefícios ambientais e sociais que são vitais para o desenvolvimento econômico de uma região.

Dentro desse contexto, a modernização de centrais hidrelétricas assume um lugar de destaque no cenário de expansão da oferta de energia, se constituindo numa alternativa atrativa e promissora para as empresas do setor, podendo-se afirmar, de forma generalizada, que em centrais com vida útil acima de 30 anos e sem problemas estruturais graves em seus componentes e estruturas, sua modernização permite, otimizar as características operacionais possibilitando ganhos de potência sem impactos ambientais, recuperando seu fator de capacidade original, de forma a garantir

um novo período de operação dentro de padrões de rendimento compatíveis aos de empreendimentos novos, além de incrementar a disponibilidade de energia renovável com baixos índices de emissão de CO<sub>2</sub>.

## 1.1 Objetivo

Na atualidade, a modernização de antigos empreendimentos hidrelétricos é considerada uma importante alternativa para se agregar confiabilidade e incrementos de energia para o Sistema Elétrico Brasileiro.

O objetivo desse trabalho é confirmar tal afirmação, através da determinação de critérios que possibilitem a avaliação dos aspectos técnicos e operacionais disponíveis, de maneira a formular um diagnóstico, aplicável aos grupos geradores hidrelétricos com histórico operacional superior a trinta anos, considerando os seguintes parâmetros:

- ¾ Rendimento e performance;
- ¾ Fator de disponibilidade;
- ¾ Fator de capacidade;
- ¾ Aspectos hidrológicos;
- ¾ Aspectos estratégicos, tanto operacionais como de manutenção (indisponibilidade forçada).

Tendo como hipóteses preliminares os incrementos dos fatores de capacidade de projeto, observados durante as modernizações já executadas ou em execução, conjugados aos custos envolvidos, poder-se-á, após a consolidação do diagnóstico técnico-operacional, avaliar os ganhos reais de energia nos hidrogeradores, em função do nível de modernização executado, permitindo assim a contextualização do estudo básico de sua viabilidade.

Entretanto, deve-se também considerar, o aumento da confiabilidade agregada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), traduzida pela redução das ocorrências de

faltas e pela diminuição sensível dos tempos de reestabelecimento do fornecimento.

Faz-se importante ressaltar que, durante o desenvolvimento desta dissertação, foram verificados, além dos aspectos técnico-econômicos, as possíveis ocorrências de impactos ambientais. Ainda sob a aspecto ambiental, deve-se considerar as possibilidades de se agregar às obras de modernização os benefícios da certificação e comercialização de créditos de carbono, oriundos dos incrementos de rendimento desta fonte energética, obtidos através de tal intervenção. Esta metodologia específica vem sendo estudada por diversas empresas e especialistas do setor, e se encontra em fases distintas de desenvolvimento, podendo representar em curto espaço de tempo mais uma possibilidade de aporte de recursos para o financiamento destes empreendimentos.

A afirmativa inicial comprovar-se-á, se a modernização de antigas centrais hidrelétricas, considerando-se os parâmetros mencionados, se mostrar viável economicamente, dentro de uma avaliação focada nas oportunidades de negócio no mercado de energia, que segundo VEIGA (2001) pode ser resumida:

*[...] na prospecção de oportunidades de negócio que se faz, observando o mercado de energia pelo lado institucional, pelo lado financeiro e pelo lado puramente mercadológico, considerando-o como um todo. Desta forma, se o preço de comercialização da energia incremental somado aos custos evitados com as manutenções e paralisações de fornecimento superar os investimentos na execução das obras, a afirmativa se confirmará.*

Com base nas observações acima, pode-se concluir, a princípio, que as obras de modernização se apresentam como uma alternativa viável de negócio na grande maioria das avaliações e estudos de recuperação.

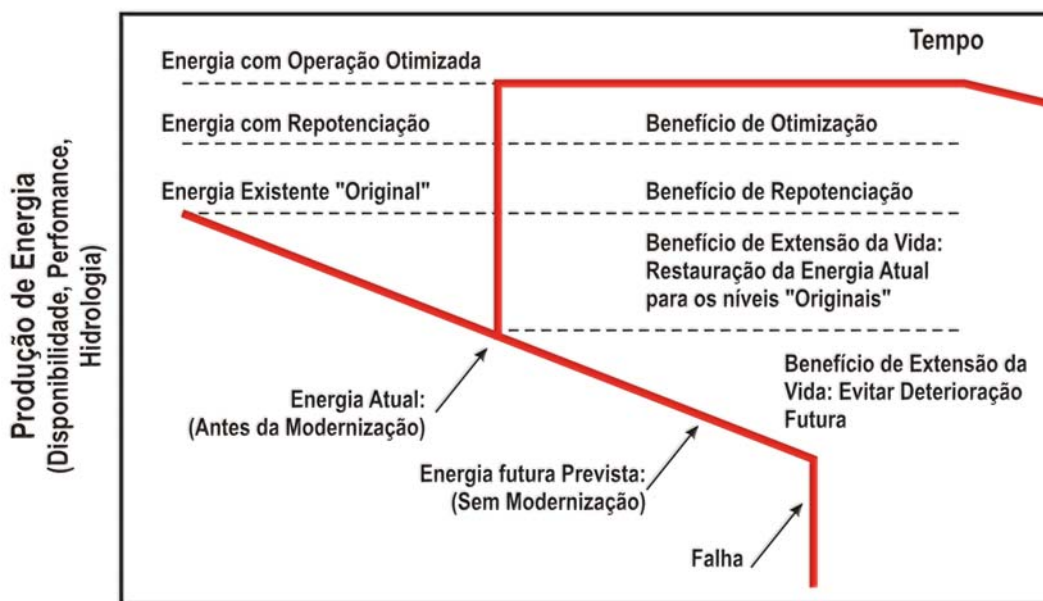
Entretanto, a confirmação final da aplicabilidade da avaliação desenvolvida, somente será alcançada, quando se alinharem os resultados obtidos nesse estudo com os desenvolvidos por empresas do setor, de onde foram levantados os dados comparativos, necessários para o desenvolvimento desta dissertação.

## 1.2 Definições:

Conforme as centrais hidrelétricas envelhecem e as condições operacionais se deterioram, há uma redução da energia produzida devido a diminuição das horas de disponibilidade dos equipamentos e a redução do desempenho. Uma vez verificada tal queda de performance é necessário que as empresas de geração estabeleçam uma avaliação criteriosa dos parâmetros operacionais, que poderão indicar a possibilidade de se modernizar parcial ou totalmente a central. Segundo a Voith Siemens Hydro (2001), para que se possa compreender os benefícios da modernização, é desejável defini-los segundo as categorias a seguir:

- ¾ **Reabilitação:** É a habilidade de evitar a deterioração futura, restaurando o desempenho dos equipamentos de geração aos níveis originais, de forma a estender sua vida útil, aliado a redução dos custos de manutenção;
- ¾ **Repotenciação:** É a habilidade de extrair energia adicional por meio da tecnologia moderna, produzindo maior rendimento e capacidade;
- ¾ **Otimização / Automação:** É a habilidade de produzir energia adicional pela operação da usina de forma mais eficiente.

Analisando as *Figuras 1.1 e 1.2* abaixo, entende-se que a modernização de uma central hidrelétrica pode ser considerada como a união sistêmica dos conceitos e procedimentos que envolvem a reabilitação e a repotenciação, ou seja: a modernização visa a melhoria e a extensão do prazo e da lucratividade global da geração de energia, sem a alteração dos parâmetros físicos básicos do aproveitamento, ou sejam, queda bruta e vazão.



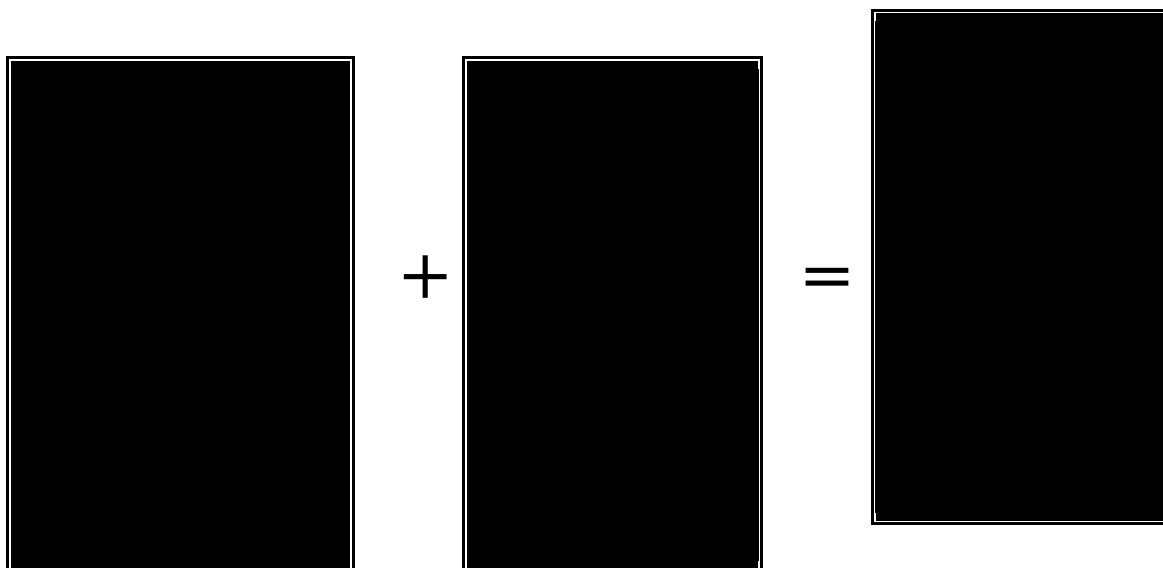
Fonte: Voith Siemens – Simpósio “Reequipamento e Otimização do Setor Elétrico Brasileiro” – 2000

**Figura 1.1** – Descrição dos Benefícios da Energia.

De forma objetiva, pode-se concluir que os benefícios esperados após a implementação de uma modernização devem ser:

- ¾ Baixo custo associado à extensão da vida útil e confiabilidade dos equipamentos;
- ¾ Incremento econômico da capacidade de geração com custos de manutenção reduzidos;
- ¾ Ausência de impactos ambientais adicionais;
- ¾ Melhorias significativas na geração de energia por meio da otimização operacional (automação/digitalização).

Posto isto, a partir destes benefícios, fica claro que o conceito agregado ao termo modernização pode representar o cenário exposto na *Figura 1.2* a seguir:



*Figura 1.2* – A Modernização de uma Planta Hidrelétrica.

Paralelamente a esta definição, pode-se ressaltar uma variedade de interpretações para o que significa modernizar um empreendimento hidrelétrico e seus equipamentos.

A definição clássica, simplificada, adotada por especialistas do setor é a de que a modernização corresponde a todas aquelas obras que visem repor o fator de capacidade da central produzindo energia adicional através da operação otimizada, gerando um ganho de rendimento.

Alinhada com a definição clássica exposta, está a idéia fundamental desta dissertação, que além da reposição do fator de capacidade e da produção de energia adicional através da otimização da operação, deve-se também associar ao processo os benefícios decorrentes do ganho de potência sem novos impactos ambientais.

Entre as várias opções de intervenções que se pode implementar em centrais antigas, existem, basicamente, quatro, que devem ser consideradas após a avaliação do desempenho integrado da central hidrelétrica e de seus componentes. Estas opções são:



- ¾ Desativação;
- ¾ Reparo e prosseguimento operacional;
- ¾ Reconstrução;
- ¾ Reabilitação;
- ¾ Modernização.

As duas primeiras são auto-explicativas e representam inconstância na disponibilidade futura da unidade geradora, isto é, baixa confiabilidade e baixo fator de capacidade, não justificando investimentos no equipamento.

A opção “*reconstrução*” envolve a construção de uma central essencialmente nova, com a total substituição dos principais componentes e de estruturas importantes para a otimização do recurso. Esta opção é mais aplicada a Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), e em Usinas Termelétricas (UTE).

A opção “*reabilitação*” deve resultar em extensão da vida útil, melhoria de rendimento, incremento da confiabilidade, redução da manutenção e simplificação da operação. Esta opção é mais aplicada em Grandes Centrais Hidrelétricas (GCH).

Assim sendo, pode-se considerar que a “*modernização*” consiste na utilização de novas tecnologias na operação das centrais, automatizando, até mesmo tornando-as “desassistidas”, através da digitalização e informatização de seus controles e comandos. A modernização está presente na reconstrução e reabilitação de usinas, podendo se constituir também numa repotenciação. A modernização pode ser entendida como a fusão dos conceitos e objetivos desenvolvidos na repotenciação, reabilitação e reconstrução.

Considerando-se a fase de modernização, ou atualização tecnológica mencionada acima, faz-se necessária a viabilização de um projeto, através do qual a implementação do processo de abordagem iniciado nas análises técnicas, comerciais e de planejamento, passando pelo projeto e execução, se finalize no recomissionamento e operação da planta. Essa abordagem estará fundamentada na parceria, em que os

objetivos da concessionária e do fornecedor tornam-se comuns e estão focados na otimização do retorno do investimento, podendo ser ordenada da seguinte maneira:

- ¾ **Fase 0 ¼ Diagnóstico do Projeto ou Sistema:** Envolve a avaliação da central para o fornecimento de uma estimativa econômica preliminar de modernização hidrelétrica;
- ¾ **Fase 1 ¼ Planejamento:** Com base na atratividade econômica desenvolvida na fase anterior, é elaborado um escopo detalhado e otimizado pela combinação dos conhecimentos. Isso inclui, tipicamente, a otimização do desempenho hidráulico e uma revisão da viabilidade econômica antes do prosseguimento a próxima fase;
- ¾ **Fase 2 ¼ Engenharia e Fornecimento:** Fornece uma engenharia detalhada dos componentes e o suprimento de equipamentos necessários conforme o escopo otimizado, definido na Fase 1;
- ¾ **Fase 3 ¼ Projeto:** Envolve o gerenciamento do tempo de parada da unidade geradora e a implementação na central das modificações e instalações requeridas pelo projeto;
- ¾ **Fase 4 ¼ Operação, Monitoramento e Diagnóstico:** Fornece o suporte necessário para atender às necessidades da Operação e Manutenção (O&M) da central.

Há quem diga que os empreendimentos de geração hidrelétrica passarão por todas estas fases, e que a história das centrais é sempre a mesma. Elas tiveram seus estudos de viabilidade, projetos básicos, projetos executivos e construção. Estão na fase de operação e manutenção e não escaparão da reabilitação, modernização e possivelmente da desativação.

### 1.3 Conceitos:

Como premissas essenciais para o bom entendimento do trabalho aqui proposto, deve-se considerar conceitualmente, os seguintes pontos:

### 1.3.1 Energia produzida:

A quantificação da energia produzida (QE) por uma central hidrelétrica, deve obedecer a expressão abaixo:

$$Q_E = P_{el} \cdot f_{cp} \cdot 8760 \quad [1.1]$$

onde:

$Q_E$  – quantidade de energia produzida [kWh]

$P_{el}$  – potência instalada [kW]

$f_{cp}$  – fator de capacidade

Segundo SOUZA (1999), o fator de capacidade ( $f_{cp}$ ) é definido, como a relação entre a potência média gerada e a potência instalada na central hidrelétrica.

$$f_{cp} = \overline{P_e} / P_{ln} \quad [1.2]$$

onde:

$f_{cp}$  – fator de capacidade

$P_{ln}$  – potência instalada [kW]

$\overline{P_e}$  – potência média gerada [kW]

Este mesmo fator, também pode ser estimado, de acordo com o mesmo autor, em função do mercado e do sistema elétrico interligado à CH, conforme a seguinte fórmula:

$$f_{cp} = f_c \cdot (1 - f_{pT}) \cdot (1 - f_{rg}) / (1 - f_{pt}) \quad [1.3]$$

$\frac{3}{4}$   $f_c$  – **fator de carga do sistema** que é a relação entre a energia elétrica consumida pela potência máxima demandada, posicionando-se usualmente entre 0,4 e 0,6.

$\frac{3}{4}$   $f_{pT}$  - **fator de perdas do sistema de transmissão no horário de ponta,**

cujo valor varia de 0,10, para pequenos sistemas, a 0,02, para grandes sistemas.

$\frac{3}{4}$  **f<sub>rg</sub>** - **fator de reserva girante do sistema**, com valor próximo a 15%.

$\frac{3}{4}$  **f<sub>pt</sub>** - **fator de perdas total do sistema**, variando entre 8 a 15%.

Analisando a equação da quantidade de energia produzida (QE), acima, deduz-se que qualquer incremento no fator de capacidade ou na potência instalada resulta em um aumento da quantidade de energia elétrica produzida, caracterizando as opções de reabilitação, repotenciação ou modernização. Por outro lado, entende-se que o reparo visa apenas recompor o fator de capacidade original e elevar o percentual de disponibilidade, através da redução das paradas para manutenção corretiva da central.

Desta forma, pode-se afirmar que a repotenciação pode estar inserida na reabilitação e modernização quando se obtém ganhos de potência e rendimento das unidades geradoras. Entretanto, no caso das obras de modernização, estas vêm atreladas à recuperação do fator de capacidade original das máquinas como conseqüência de sua implementação, onde a majoração deste parâmetro contribui para o aumento da geração e conseqüentemente para a amortização dos investimentos. Com base na afirmação acima, pode-se deduzir, preliminarmente, que a tendência de diminuição do fator de capacidade pode ser um indicativo da necessidade de se iniciar um processo de modernização.

### 1.3.2 Potência instalada:

Segundo SOUZA (1999), associado ao conceito de queda do fator de capacidade, observa-se também que, o incremento na potência instalada é diretamente proporcional às alterações de rendimento no grupo gerador, em se mantendo constantes os valores de vazão e queda bruta, de acordo com a expressão [1.4] abaixo:

$$P_{et} = g \cdot \rho \cdot 10^{-3} \cdot \eta_{sa} \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot Q \cdot H_B = g \cdot \rho \cdot 10^{-3} \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot Q \cdot H \quad [1.4]$$

$\frac{3}{4}$   **$\eta_{sa}$**  - **rendimento do sistema de admissão:**

$$\eta_{sa} = H / H_B \quad (0,95 \leq \eta_{sa} \leq 0,999) \quad [1.5]$$

$\frac{3}{4}$   $\eta_t$  - **rendimento total da turbina**, é definido pelas potências perdidas interna (atritos, turbulências, choques e fugas) e externamente à turbina (mancais, buchas, sistemas de vedação, acoplamentos, volantes, etc.) e expresso pela equação [1.6], a seguir:

$$\eta_t = \eta_i \cdot \eta_m \quad (0,75 \leq \eta_i \leq 0,97 \text{ e } 0,90 \leq \eta_m \leq 0,98) \quad [1.6]$$

$\frac{3}{4}$   $\eta_g$  - **rendimento total do gerador**, determinado através de ensaios de rendimento ( $0,70 \leq \eta_g \leq 0,98$ ).

$\frac{3}{4}$   $g$  - **aceleração da gravidade** ( $m/s^2$ );

$\frac{3}{4}$   $\rho$  - **massa específica da água** ( $kg/m^3$ );

$\frac{3}{4}$   $Q$  - **vazão** ( $m^3/s$ );

$\frac{3}{4}$   $H$  - **queda disponível** (m);

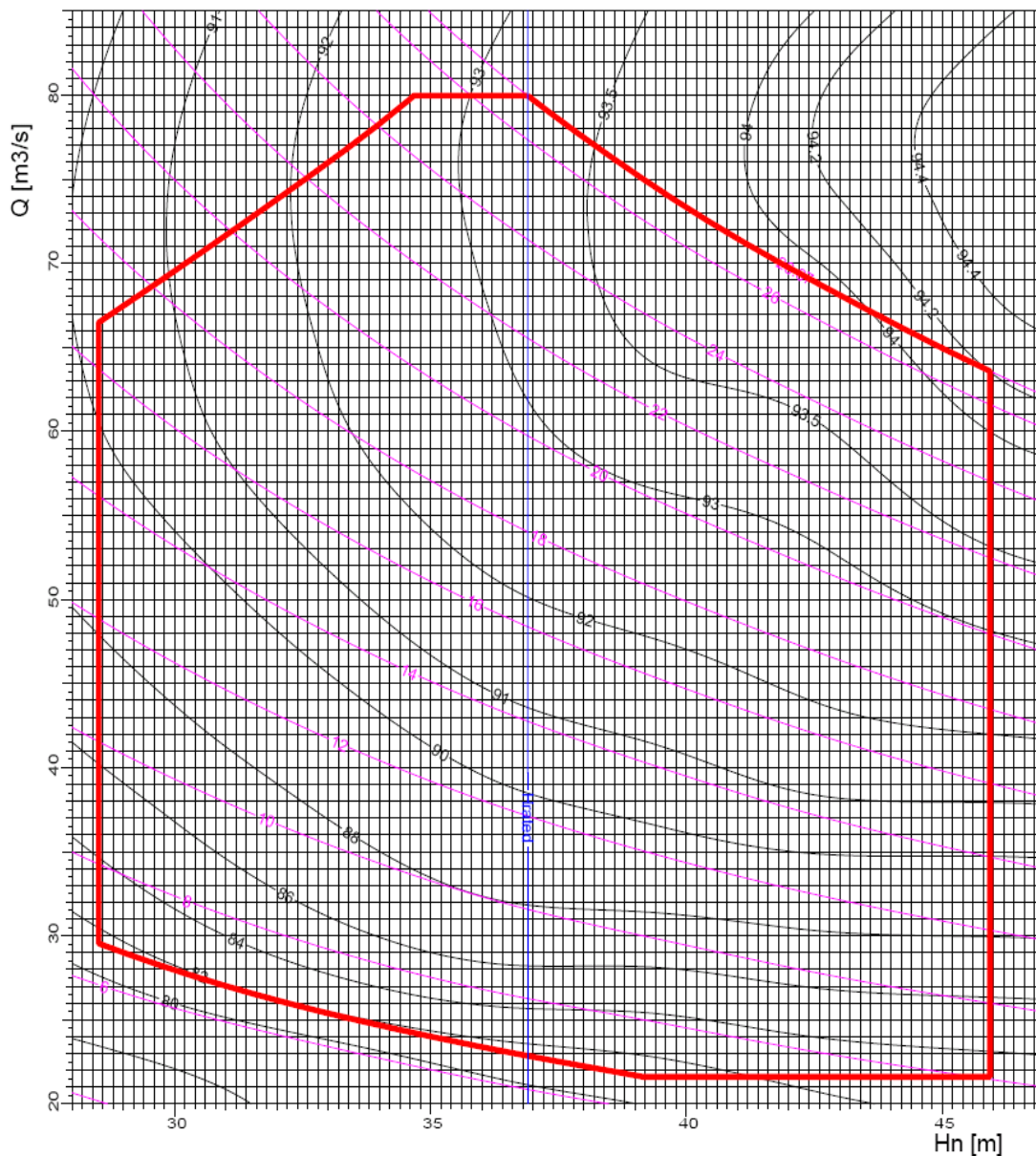
$\frac{3}{4}$   $H_B$  - **queda bruta** (m).

Na *Figura 1.3*, apresenta-se, um típico diagrama de colina relativo a uma Turbina Hidráulica (TH), normalmente obtido em laboratórios específicos através de ensaios de **modelos homólogos de TH**<sup>1</sup>.

Nesta mesma *Figura 1.3* tem-se, para uma TH com rotação constante, as curvas de rendimento relativo ( $\eta_t / \eta_{t \ 1/1}$ ), potência de saída [MW] ( $P_{el}/P_{el \ 1/1}$ ) e o intervalo operacional de máximo rendimento, no qual inexistem os efeitos colaterais de cavitação. A queda, vazão e potência no eixo nominais da turbina hidráulica correspondem ao **ponto de máximo rendimento total relativo**.

---

<sup>1</sup> **Modelo homólogo de TH** é um modelo geométrica e dinamicamente semelhante a TH protótipo e que tem a mesma rotação específica.



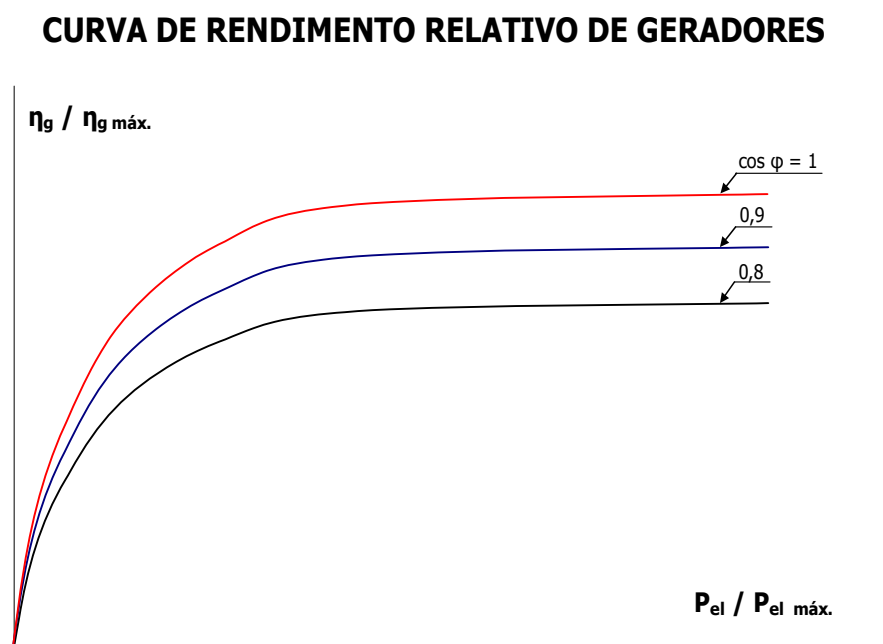
Fonte: Elaboração própria.

**Figura 1.3** – Diagrama de colina

Segundo SOUZA (1999), pode-se observar nestes campos a indicação das restrições operativas normais do grupo gerador com acoplamento direto, operando com rotação contante, isto é; limites de potência do gerador, de cavitação, formação de vórtice de núcleo (trança) e abertura máxima da turbina hidráulica, o que limita o

campo à área delimitada em vermelho. A potência máxima da turbina hidráulica, indicada na face superior direita, corresponde à potência nominal do gerador, relacionada à queda de referência  $H_n$ .

A *Figura 1.4*, abaixo, apresenta as curvas de rendimentos relativos –  $\eta_g / \eta_{g \text{ máx}}$  – do gerador em função das potências elétricas relativas –  $P_{el} / P_{el \text{ máx}}$  – para  $\cos \varphi$  **indutivos constantes**.



Fonte: Souza Z. - Estudos para Implantação de Centrais Hidrelétricas (1999) - Sem escalas

**Figura 1.4** – Curvas de rendimento relativo de geradores.

Conceitualmente, SOUZA (1999), entende que a potência instalada  $P_{el}$ , partindo-se de uma análise da expressão [1.4], considerando constantes, além da aceleração da gravidade, massa específica da água, queda bruta e vazão, resulta em uma função cuja única variável é o rendimento da unidade geradora, que juntamente com o incremento crescente do fator de indisponibilidade pode ser considerado como aspecto coadjuvante na análise indicativa das obras de modernização.

### 1.3.3 Fator de disponibilidade

Para que se possa compreender objetivamente o conceito de fator de disponibilidade, é importante conhecer o que vem a ser a *indisponibilidade operacional percentual*, ou simplesmente *indisponibilidade* de uma unidade geradora, ou seja, é o estado na qual uma unidade não é capaz de operar devido à falha de um componente ou sistema, restrição externa, teste, manutenção, ou outra condição adversa, podendo ser representada pela seguinte expressão:

$$IO\% = 100 - DO\% \quad [1.7]$$

De forma sintética, pode-se definir *disponibilidade*, como sendo a unidade de medida do tempo efetivo que uma unidade geradora ou linha de transmissão é capaz de estar em serviço, se exigido.

Conseqüentemente, *fator de disponibilidade*, ou disponibilidade operacional percentual pode ser entendido como índice expresso pela relação entre a medida de tempo em que a unidade geradora esteve “*disponível*” e o período total de tempo considerado (ex.: mês, ano, etc..), de acordo com a expressão:

$$DO\% = 100 \times \left[ \frac{\sum (P_i \times HD_i)}{\sum (P_i \times HP)} \right] \quad [1.8]$$

onde:

***P<sub>i</sub>*** - Potência efetiva da UG<sub>i</sub> (MW)

***HD<sub>i</sub>*** - Horas de disponibilidade da UG<sub>i</sub>

***HP*** - Horas do período

O processo de avaliação do momento mais oportuno para implantação de um empreendimento de modernização, pode ser considerado aleatório, e depende da evolução de diversos fatores técnicos, ao longo do tempo ou do espaço. Isso estabelece uma dificuldade básica no planejamento desta atividade. Tal dificuldade poderá ser minimizada com a interpretação dos resultados gráficos da correlação estabelecida entre os fatores de capacidade e de disponibilidade nos períodos anteriores e posteriores ao processo de modernização.



### 1.3.4 Distribuição de frequência acumulada

Paralelamente à avaliação da correlação entre os fatores de capacidade e disponibilidade, aplicar-se-ão conceitos relacionados com a teoria das probabilidades e da estatística, que tratam a aleatoriedade desses fatores e possibilitam a representação do processo através de um modelo teórico, de acordo com as definições apresentadas a seguir:

Para o devido entendimento da definição acima exposta, é necessário o conhecimento dos conceitos de probabilidade e estatística à ela associados, que de acordo com BALESTRASSI (1995), podem ser assim resumidos,:

¾ **Dados brutos** – É o conjunto de dados numéricos considerados e que ainda não foram organizados;

¾ **Rol** – É o arranjo dos dados brutos ordenados de forma crescente ou decrescente;

¾ **Amplitude (H)** – É a diferença entre o maior e o menor dos valores observados;

¾ **Frequência absoluta ( $n_i$ )** – É o número de vezes que um elemento aparece na amostra:

$$\sum_{i=1}^K n_i = n, \text{ onde } n \text{ é o número total de dados da amostra e } k \text{ é o número de valores diferentes da amostra.}$$

¾ **Frequência relativa ( $f_i$ ):**

$$f_i = n_i / n \text{ e } \sum_{i=1}^K f_i = 1$$

¾ **Frequência absoluta acumulada ( $N_i$ )** – É a soma da frequência absoluta da variável  $i$  com todas as frequências absolutas anteriores.

¾ **Classes** – As classes são um artifício utilizado para condensar o número de elementos diferentes de uma amostra

Desta forma, para a aplicação a que esta dissertação se propõe, deve-se considerar a *distribuição de frequência acumulada relativa ( $F_i$ )*, como sendo a

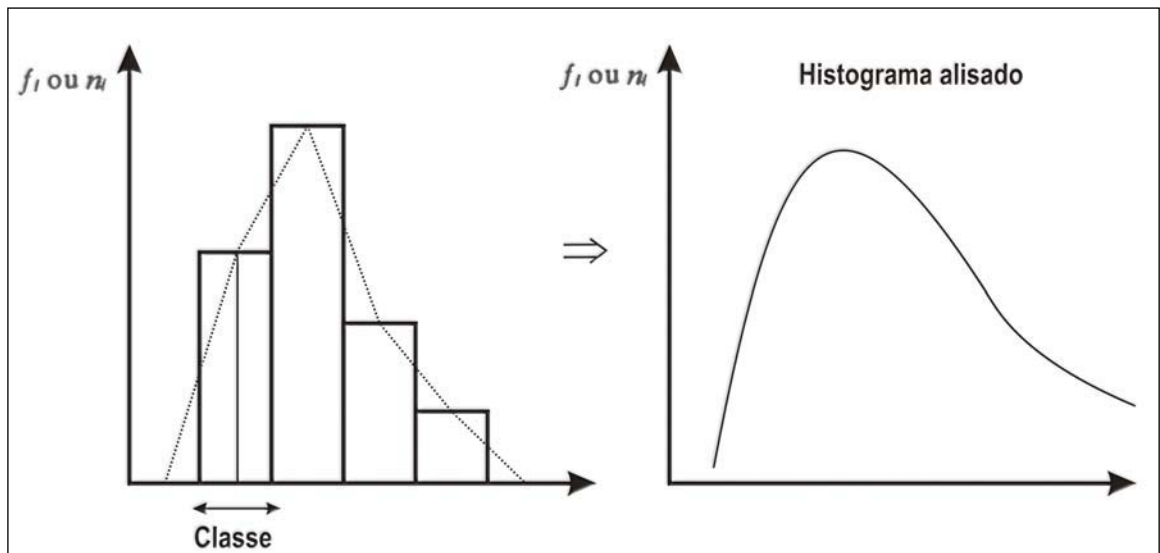
freqüência total de todos os valores superiores ou iguais ao limite inferior de cada intervalo de classe, dividida pelo total de todas elas. É, geralmente, expressa em porcentagem, e definida conforme a equação [1.9], abaixo,:

$$F_i = N_i / n \quad [1.9]$$

Já SPIEGEL (1984), define a distribuição de freqüência como:

*“[...]Quando se resumem grandes massas de dados brutos, costuma-se freqüentemente distribuí-los em classes ou categorias e determinar o número de indivíduos pertencentes a cada uma das classes, denominado freqüência da classe. Um arranjo tabular dos dados por classes, juntamente com as freqüências correspondentes, é denominado distribuição de freqüência ou tabela de freqüência”.*

Segundo BALESTRASSI (1995), tradicionalmente, uma análise descritiva dos dados se limita a calcular algumas medidas de posição e variabilidade, como média e variância, por exemplo, contrariamente a uma corrente mais moderna, liderada por Tukey, que utiliza representações pictóricas dos dados, conforme *Figura 1.5*, a seguir:



Fonte: BALESTRASSI (1995)

**Figura 1.5 – Histograma e polígono de freqüência**

As áreas dos retângulos da *Figura 1.5*, acima, são proporcionais às frequências e o polígono utiliza os pontos médios das classes. O histograma alisado é obtido quando o intervalo da classe é diminuído suficientemente para que uma curva contínua possa ser traçada. Tal curva é muito útil para ilustrar o comportamento que se espera para a distribuição de uma dada variável.

Desta forma, pode-se concluir que as representações gráficas das distribuições de frequência relativa, obtidas a partir do histograma de frequências, onde são plotados na ordenada cada diferente dado considerado e, na abscissa, o número de vezes que este é igualado ou superado, dividido pelo número total de dados, podem, perfeitamente, representar de forma satisfatória a variabilidade temporal dos fatores de capacidade das centrais, resultando em um gráfico do tipo “*fator de capacidade/tempo*”, onde os valores representados no eixo das abscissas são expressos em “*pu*”, e podem ser convertidos em valores percentuais, multiplicando-os por 100.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA:

Segundo SANTOS et al (1999), a questão maior da exploração dos recursos naturais, principalmente nos países em desenvolvimento, está focada, fundamentalmente, no suprimento e utilização da água com múltiplos propósitos, especialmente, como fonte de geração de energia. E o Brasil não está fora deste contexto.

Vislumbra-se num futuro próximo, que a parcela da população sem acesso às fontes de águas renováveis tende a se elevar. Isto exigirá dos Governos Federal e Estadual e da Sociedade como um todo, esforços no sentido de garantir a esta parcela significativa da população um aumento das disponibilidades, através da implantação de barragens e reservatórios, projetados para utilizações múltiplas, assegurando assim o desenvolvimento sustentável e racional das regiões.

De acordo com Banco de Informações de Geração da ANEEL – BIG (2008), a geração hidrelétrica representa algo em torno de 70,51% da oferta total de energia elétrica no Brasil, posicionando, de forma particularmente atrativa a modernização de antigas centrais, dentro do cenário de *uso múltiplo*, o que certamente possibilitará ao país a produção de incrementos de energia limpa a um baixo custo.

**Tabela 2.1 – Matriz de Oferta de Energia Elétrica**

<b>MATRIZ DE OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA (kW)</b>		
<b>ESPECIFICAÇÃO</b>	<b>Potência Instalada</b>	
	<b>kW</b>	<b>%</b>
HIDRO	77.339.979	70,51
NUCLEAR	2.007.000	1,83
GÁS	11.397.510	10,39
CARVÃO MINERAL	1.455.104	1,33
DERIVADOS DE PETRÓLEO	4.639.766	4,23
EÓLICA	247.050	0,22
BIOMASSA (b)	4.433.997	4,04
IMPORTAÇÃO	8.170.000	7,45
<b>TOTAL</b>	<b>109.690.406</b>	<b>100.00</b>

Fonte: ANEEL - Banco Informações de Geração - BIG (2008)

Os processos de recapacitação e modernização de centrais hidrelétricas consideradas desatualizadas tecnologicamente, estão acompanhados de uma série de atratividades comerciais, que baseados nas análises da relação custo/benefício permitem a incorporação de novas técnicas de reprojeto e reconstrução, com o beneficiamento de componentes e sistemas, possibilitando a conseqüente reentrada em operação comercial, com rendimento e performance próximos aos de centrais modernas.

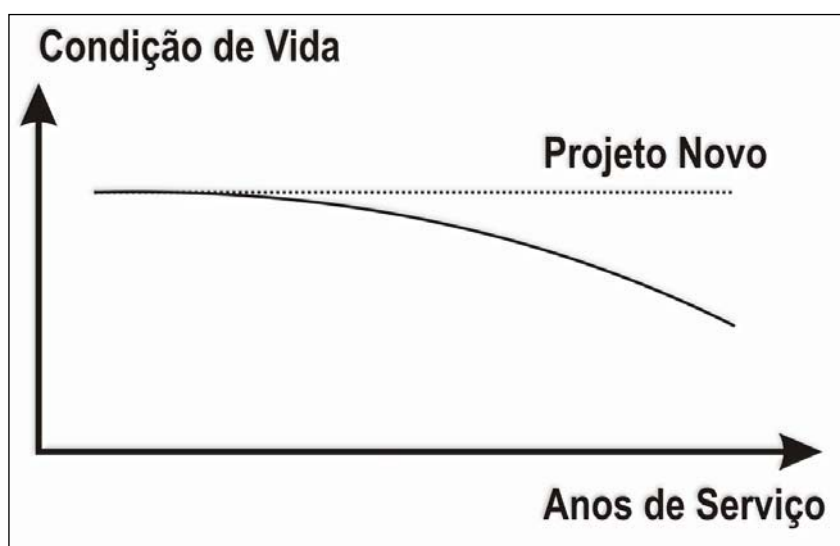
Dentre as alternativas técnicas e gerenciais disponíveis, para o adequado retorno do investimento do capital aplicado em centrais hidrelétricas antigas, pode-se destacar a manutenção (corretiva, preventiva e preditiva), a modernização, o redesenvolvimento e a reabilitação.

As ações que envolvem estratégias dentro da Manutenção e da Modernização serão, neste trabalho, chamadas de Recapacitação & Modernização – R&M, visto que seus objetivos são complementares podendo, representar conceitualmente, ambas as alternativas.

Sabe-se no entanto, que a modernização requer um adequado monitoramento das instalações e equipamentos em operação, bem como da inserção de avanços tecnológicos, objetivando uma elevação dos índices de produtividade e disponibilidade da instalação.

A questão primordial a ser definida, no tocante às ações de modernização, considerando o tempo de vida da instalação, é a de se determinar quando a reforma ou atualização da mesma, ou de seus componentes principais, torna-se necessária. Este momento é em geral muito difícil de ser determinado, devido aos processos de deterioração e desatualização tecnológica dos equipamentos e sistemas verificadas ao longo da vida dos componentes, caracterizando assim, na maioria das vezes, uma depreciação gradual em estágios, muitas vezes, não claramente definidas.

Pode-se verificar, através da *Figura 2.1*, onde considera-se que a ação dos reparos oriundos dos processos de manutenção aplicados, não reestabelece aos equipamentos/sistemas a condição de, *tão bom quanto novo*, visto que, na realidade o que ocorre é um processo de envelhecimento natural do equipamento ao longo do tempo. Desta forma, na medida que a intensidade das quedas de desempenho e performance vão se agravando, a vantagem econômica da instalação sobre outras alternativas, em cima das quais a instalação foi originalmente justificada, diminui e conseqüentemente conduz o negócio a uma perda de rendimento geral.



Fonte: SANTOS C.M.P.(1999) – Sem escalas

**Figura 2.1** – Degradação da Condição de Vida da Unidade/Instalação.

A decisão de se realizar a modernização em unidades hidrogeradoras, deve ser estabelecida em função de estratégias da empresa, justificada por análises técnicas-econômicas, que por sua vez são fundamentadas por fatores e/ou indicadores extraídos da instalação (monitoramento), dentro de uma visão de engenharia, que considera o equipamento ou sistema associado como um todo, isto é, avalia e monitora o equipamento em si e suas vizinhanças, bem como os avanços tecnológicos verificados. Tal monitoramento, com vistas à tomada de decisão, deve ser contínuo, e considerar um razoável horizonte de tempo em operação, no sentido de melhor definir tendências e comportamentos.

Conforme entendimento de NIELSEN (2002), as decisões dos agentes de geração, direcionadas pelo Planejamento Estratégico de Longo Prazo, devem ser o foco dos estudos de viabilidade dos empreendimentos de modernização, permitindo aos mesmos identificar e direcionar a aplicação dos recursos disponíveis para tais empreendimentos. Afirma ainda NIELSEN (2002), que tomar estas decisões requer informações técnicas e de mercado, confiáveis, associadas a um processo de coleta e armazenamento de dados otimizados e a uma metodologia abrangente.

Desta forma, entende-se por que a abordagem de SANTOS et al (1999), identifica algumas dificuldades de se evidenciar o momento mais adequado para a implantação do processo de modernização, entretanto, acredita-se que a associação de alguns parâmetros, como quedas do fator de capacidade e do rendimento do grupo gerador, ao longo da vida operacional da unidade, podem auxiliar na tomada de decisão.

Outro aspecto relevante, fruto da experiência adquirida por empresas do setor, é de que não só a decisão de quando modernizar é importante mas também qual a estratégia a ser adotada para viabilizar tecnicamente os serviços, visto que a central deverá permanecer em operação enquanto se realiza a intervenção em uma unidade geradora, e possivelmente, em sua subestação, sistemas auxiliares e componentes associados.

Dentro desta consideração ainda é importante ressaltar as interfaces operacionais com o órgão Operador Nacional do Sistema (ONS), que em função das disponibilidades energéticas do Sistema Interligado Nacional (SIN) pode retardar, e até mesmo não disponibilizar uma determinada unidade geradora para modernização. Este aspecto, associado às indefinições de cunho técnico, somente disponíveis após a desmontagem dos componentes, aumentam razoavelmente, o risco do empreendimento, podendo impossibilitar o retorno da unidade dentro dos prazos programados, influenciando negativamente sua rentabilidade, com conseqüente aumento do tempo de indisponibilidade da mesma.

Analisando o contexto acima apresentado, e comparativamente ao processo de manutenção de uma central hidrelétrica, onde muitos métodos sofisticados, de alta complexidade e custo, foram desenvolvidos para possibilitar sua avaliação de viabilidade e gestão, pode-se afirmar que o processo de modernização não possui, definida, de forma sistemática, uma metodologia específica para sua análise e avaliação, apesar de envolver, freqüentemente, despesas anuais, superiores àquelas gastas no processo rotineiro de manutenção.

Em face do cenário, inicialmente apresentado, entende-se que em um processo de modernização de uma central hidrelétrica, as decisões gerenciais estratégicas devem ser embasadas em metodologias eficazes de avaliação, a fim de proporcionar subsídios a decisões prudentes para investimentos na área, baseadas em confiáveis informações técnicas e de mercado, referentes aos seguintes aspectos:

- ¾ *Priorização dos Serviços* – Determinar quanto importante cada atividade é, e as conseqüências de não a executar;
- ¾ *Avaliação de Vida Útil* – Compreende a avaliação do desempenho do equipamento ao longo de seu histórico operacional;
- ¾ *Planejamento de Cenários* – Modelagem e simulação dos resultados do empreendimento dentro do mercado;
- ¾ *Projeções de Orçamento* – Avaliação dos resultados obtidos face ao orçamento previsto, e
- ¾ *Análise Global do Projeto* – Avaliação dos impactos decorrentes do empreendimento no “negócio” da empresa.

Sob outro enfoque, entende VEIGA (2001), que a modernização também consiste na utilização de novas tecnologias de operação, automatizando-as, e até mesmo tornando-as “tele-comandadas” ou parcialmente “desassistidas”, através da digitalização e informatização de seus controles e comandos. A modernização está presente na reconstrução e na reabilitação de centrais, mas não chega a se constituir numa repotenciação. Ainda segundo o mesmo autor, o processo de modernização é indicado para centrais com mais de 30 anos de atividade, o que abrange grande parte



do parque gerador nacional, onde aproximadamente 34.374 MW instalados são passíveis desta otimização.

Para RIBEIRO et al (2005), em casos específicos de modernização, o custo do MW modernizado representa aproximadamente 11% do custo do MW implantado para uma nova central, que absorvem mais de 60% dos investimentos somente com as obras civis. Outra vantagem apontada é o curto prazo de implantação que, mesmo assim, deve ser monitorado, pois sua extensão poderá impactar diretamente o custo da indisponibilidade da unidade geradora. Nesse caso, o acréscimo de geração torna-se atraente devido ao custo das obras de modernização serem de natureza incremental, não arcando com os investimentos em desapropriação, construção das estruturas hidráulicas, circuito de geração, fornecimento de equipamentos de movimentação de cargas, etc.. Além do que os custos ambientais são praticamente nulos. Outro detalhe importante é que o projeto e a fabricação dos equipamentos e sistemas, são feitos com a central em operação, sendo bastante limitada a necessidade de paradas extraordinárias.

VEIGA (2001) considera também, que a tomada de decisão deve envolver estudos preliminares sobre a vida útil da central e de seus equipamentos e sistemas, considerando a evolução de seu envelhecimento operacional e tecnológico. Esta análise definirá a extensão do empreendimento, seu orçamento, seus custos e benefícios, e devem considerar os seguintes parâmetros:

- ¼ Taxa de disponibilidade das unidades geradoras;
- ¼ Queda da eficiência operacional das unidades geradoras;
- ¼ Perspectivas de ganhos de potência e energia;
- ¼ Análise de sensibilidade das oportunidades de negócio para avaliação econômica e determinação do custo-benefício de cada alternativa.

Entretanto, a conceituação apresentada por VEIGA (2001), não se mostra abrangente ao afirmar que, contrariamente a repotenciação, num processo de modernização não existem incrementos na potência instalada. Esta afirmativa pode ser

complementada, analisando, por exemplo, os ganhos de rendimento e confiabilidade agregados ao gerador, decorrentes do constante aumento da relação *potência por volume*.

Sem dúvida, esse ganho de eficiência é o resultado de uma combinação de vários fatores, dos quais os de maior importância são; as melhorias nas propriedades magnéticas da chapa para fabricação do núcleo estatórico e o desenvolvimento de materiais isolantes com melhores propriedades térmicas e dielétricas. Estes ganhos, analisados sob o ponto de vista do envelhecimento operacional e tecnológico, podem também se configurar como parâmetros indicativos, necessários para definição do escopo do empreendimento.

Identicamente, SANTOS et al (1999) e VEIGA (2001) não consideram como fatores importantes no desenvolvimento das obras de modernização, as interfaces operacionais com o ONS, nem tão pouco as imprevisibilidades de projeto, perceptíveis somente após a desmontagem dos equipamentos e sistemas. Estes fatores, são na atualidade, comprovadamente importantes na avaliação dos riscos inerentes ao processo, podendo influenciá-lo significativamente.

No entendimento de COSTA (2006), a partir da constatação de que o parque gerador hidrelétrico nacional possui uma grande quantidade de centrais operando a mais de 40 anos, e sendo estas instalações de importância estratégica dentro do Sistema Interligado Nacional (SIN), torna-se imprescindível para os agentes de geração a manutenção e a melhoria do desempenho, performance e segurança operacionais de suas centrais, frente às dificuldades orçamentárias enfrentadas atualmente para concretização de projetos de energia nova.

Uma das formas de se promover a atualização tecnológica destas plantas, otimizando seu desempenho é através da implantação de um processo de modernização, que deve ser implementado de forma parcial ou total, constituindo-se na substituição total de componentes ou na recuperação dos mesmos.

De forma semelhante SANTOS et al (1999) e COSTA (2006), consideram

válida a necessidade de identificação de parâmetros técnicos, devidamente ponderados através da aplicação de uma metodologia centrada em conceitos/indicadores. Tal metodologia utiliza a estrutura conceitual de uma matriz de avaliação para a obtenção de um índice de modernização determinante, que indicará a necessidade ou não de se modernizar uma instalação. Entende-se que a aplicação de tal critério de avaliação apresenta um certo grau de subjetividade, uma vez que nem todos os parâmetros avaliados têm como base de dados, valores específicos originados do monitoramento de grandezas elétricas ou mecânicas mensuráveis.

Sob um outro ponto de vista, RIBEIRO et al (2005), *considera como modernização a substituição de tecnologias ultrapassadas*, ou seja; a troca de equipamentos de controle analógicos por equipamentos de controle digitais; a substituição dos componentes eletromecânicos antigos dos geradores e turbinas por novos componentes com tecnologias mais recentes; a substituição de componentes mecânicos por componentes hidráulicos, os quais irão proporcionar um aumento da segurança e da confiabilidade do sistema, sem que ocorra um acréscimo de potência instalada à central. Por outro lado, o mesmo autor entende que, a repotenciação pode ser considerada como a intervenção que proporcionará um aumento da potência instalada, acompanhada ou não de uma modernização. Atualmente e as repotenciações podem ser classificadas em três níveis:

- $\frac{3}{4}$  **mínima** – ganho de até 2,5% da capacidade instalada;
- $\frac{3}{4}$  **leve** – ganho de 10% a 20% da capacidade instalada;
- $\frac{3}{4}$  **pesada** – ganho acima de 20% da capacidade instalada.

A busca pela melhoria da confiabilidade dos equipamentos e o aumento de potência, tornam a modernização e a repotenciação, importantes alternativas de investimentos, com custos relativamente menores que os da construção de novas centrais. Tais estratégias devem ser avaliadas no atual cenário nacional, pois proporcionam um incremento na potência instalada no caso de repotenciação, e um aumento da energia gerada, ocasionada pela elevação da disponibilidade das unidades geradoras, a níveis do projeto original, ou do aumento, do fator de capacidade ( $f_{cp}$ ), no caso de modernização.

Cita-se dentre outros benefícios conseguidos com a modernização, a redução do número e da duração de paradas não programadas e de ações corretivas, a implementação de operação “*desassistida*”, bem como o aumento da vida útil dos equipamentos, possibilitando assim uma redução dos custos com manutenção e operação.

As considerações apresentadas por RIBEIRO (2005), se mostram acertadas e mais adequadas ao cenário atual das modernizações no país, visto que consideram as interfaces de projeto, as interferências com o ONS, bem como as imprevisibilidades técnicas que ocorrem durante a fase de desmontagem dos equipamentos, que conseqüentemente influenciarão no custo de indisponibilidade da unidade.

Por outro lado, analisando o cenário energético, sob o enfoque ambiental, vivencia-se, neste momento, de acordo com BEMANN (2004), um paradigma entre a busca por meios para superar os gargalos ao desenvolvimento econômico, e a utilização sustentável dos recursos hídricos. Contrariando esse argumento, mais uma vez, BEMANN (2004) reafirma seu compromisso com a promoção da sustentabilidade apostando na repotenciação e na modernização de centrais hidrelétricas como alternativas viáveis para o aumento da oferta de energia no Brasil, em curto prazo, com rentabilidade atrativa.

Este mesmo autor, considera imperioso avaliar cuidadosamente todas as alternativas viáveis à construção de novos empreendimentos hidrelétricos, pois estes resultam em irreversível impacto social e ambiental, não apenas sobre as famílias deslocadas pela inundação promovida, mas também sobre todas aquelas cujos modos de vida são afetados pelos empreendimentos construídos em nome de um modelo de desenvolvimento que as exclui, tanto como agentes promotores quanto como beneficiários.

Desta forma, ainda segundo BEMANN (2004), redimensionar, reformar, modernizar e reativar centrais hidrelétricas existentes no Brasil não apenas geraria o volume necessário de energia elétrica para manter o crescimento industrial e

econômico do país, como também evitaria o crescimento do passivo ambiental e social gerado pelo modelo energético adotado nas últimas décadas.

Já, PENTEADO JÚNIOR e SÁ (2001), consideram a modernização de centrais hidrelétricas uma prática que visa estender a vida útil de hidrogeradores ao mesmo tempo que procura resgatar a confiabilidade da central, através do emprego de técnicas modernas de engenharia, novos materiais e processos de fabricação, incrementando sua vida útil, em condições economicamente justificáveis. Tal afirmativa está embasada, principalmente, na consideração de que os hidrogeradores fabricados atualmente operam com cinquenta por cento a mais de potência, mantidos o número de pólos e dimensões, em relação aos fabricados há pelo menos 30 anos. Esses hidrogeradores, ao passarem por um programa de modernização, terão a oportunidade de resgatar seu fator de capacidade original, e ter sua vida útil expandida podendo obter um incremento de potência em função da otimização de seu rendimento.

Complementarmente aos conceitos acima apresentados, entende NIELSEN (2002) que, modernizar é a ação de reparo ou reforma, que objetiva a recolocação de um equipamento ou sistema, que alcançou o final de sua vida útil, em condições operacionais, similares ou superiores, às iniciais de projeto, por mais um período útil.

Consolidando, conceitualmente, os diversos entendimentos mencionados, pode-se afirmar de forma mais abrangente que: *“Modernizar é a preocupação em se resgatar a capacidade operativa de uma central hidrelétrica, com ou sem pequenos incrementos de potência, automatizando os sistemas associados ao gerador e turbina, em face do alto índice de indisponibilidade e custos elevados de manutenção”*.

Entretanto, apesar de toda experiência acumulada pelas empresas do setor elétrico nacional, o grande desafio continua sendo o de poder definir o momento exato para se proceder a modernização, com vistas a minimização dos custos de implementação e de paralisação da geração.

### 3. ASPECTOS TECNOLÓGICOS DA MODERNIZAÇÃO DE HIDROGERADORES

#### 3.1 O Estado da Arte

Basicamente, centrais projetadas dentro de critérios e premissas que consideram grandes distâncias, entre o centro de geração e o centro de consumo, possibilitam, quando da oportunidade da modernização ou reabilitação, que certas exigências, adotadas quando do desenvolvimento do projeto original, sejam reavaliadas, resultando em ganhos significativos de rendimento e performance.

Avanços tecnológicos contribuem para a obtenção de aumentos significativos de potência em antigos hidrogeradores. Esses avanços não se limitam exclusivamente à tecnologia dos materiais isolantes ou mecânicos empregados atualmente. Ganhos notáveis foram obtidos com a evolução do conhecimento dos circuitos magnéticos, dos processos de troca de calor, dos sistemas auxiliares elétricos e mecânicos e com a introdução de ferramentas computacionais de análise e monitoramento.

É interessante salientar que, nos últimos trinta anos, houve uma grande evolução no fator de utilização  $C$ , definido conforme equação [3.1]. Constatou-se ao longo dos últimos anos um ganho de eficiência de cerca de 40%, o qual mostra claramente os avanços conseguidos somente no projeto de geradores.

$$C = \frac{P}{D^2 \times L \times n} \quad [3.1]$$

onde:  $P$  – Potência Nominal (KVA);

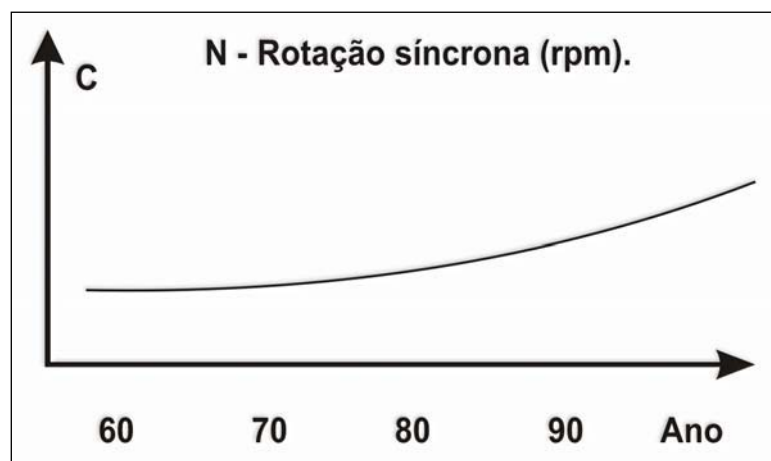
$D$  – Diâmetro interno do estator (m);

$L$  – Comprimento do núcleo do estator (m);

$n$  – Rotação síncrona (rpm).

A expressão [3.1], acima, não considera a variação do fator de utilização quanto à variação de tensão, elevação de temperatura, densidade de fluxo média no entreferro, fator de potência, e relação de curto-circuito, no entanto, fornece um método expedito para avaliação da potência máxima estimada do hidrogerador.

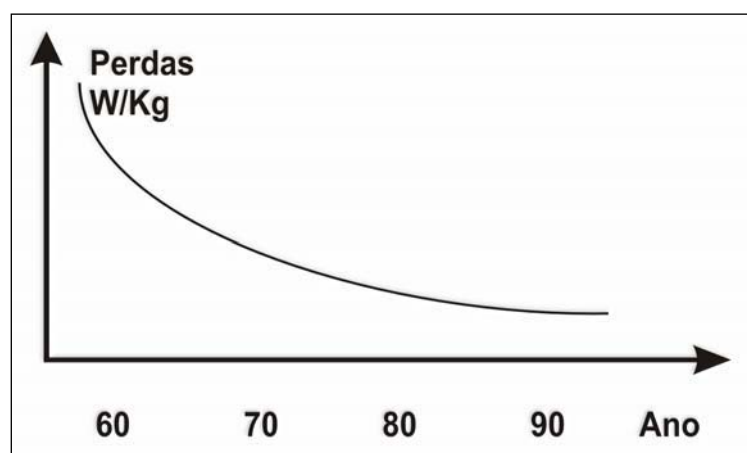
De acordo com SANTOS et al (1999), um esboço do desempenho do fator de utilização  $C$ , observado nas últimas décadas, pode ser representado conforme a *Figura 3.1* a seguir:



Fonte: SANTOS, COELHO e DIAS (1999)

**Figura 3.1** – Evolução do Fator de Utilização  $C$

Associado à *Figura 3.1* acima, é importante salientar, relativamente aos avanços verificados na tecnologia dos materiais, dentro do período acima citado, a redução das perdas do material magnético do núcleo, algo em torno de 20%, o que, conforme esboço apresentado na *Figura 3.2*, a seguir, indica a elevação da eficiência dos mesmos:



Fonte: SANTOS, COELHO e DIAS (1999)

**Figura 3.2** – Queda das perdas dos materiais magnéticos

Concentrando o foco desta argumentação na extensão da vida útil, observa-se que os ganhos em produtividade e redução dos custos de Operação e Manutenção (O&M), bem como a redução da quantidade, intensidade e dos intervalos entre manutenções, direcionam as prioridades da modernização, fundamentalmente, sobre a turbina e o gerador, aliados evidentemente às disponibilidades hídricas, e associadas por sua vez a dados atualizados das séries históricas dos rios.

Resultados práticos, colhidos junto a fornecedores de equipamentos e agentes do segmento hidrogerador do setor elétrico, apresentam ganhos de potência ativa na faixa de 5 a 57% em relação a capacidade original, conforme divulgado na *Tabela 3.2*, decorrentes de ações do tipo R&M. Isto sem que se verifique agressões adicionais significativas ao meio ambiente.

### **3.1.1 Aquecimento de máquinas síncronas**

No caso de máquinas síncronas projetadas para operação contínua, a temperatura que a máquina alcança em regime permanente (isto é, quando o calor produzido pelas perdas é transferido para o meio refrigeração) pode ser considerada como o fator de maior importância quando se avalia a redução de performance.

A deteriorização dos materiais isolantes sólidos utilizados, ocasionada por este fator, e agravado por outros, tais como a umidade, ambientes agressivos e danos mecânicos diversos, propiciam a redução do rendimento dos geradores pela majoração das perdas específicas. Desta forma, pode-se considerar que a temperatura alcançada pela máquina depende exclusivamente de suas perdas específicas, do tempo de funcionamento e das condições ambientais.

Pelo exposto, pode-se concluir que a temperatura da máquina síncrona está intimamente ligada com as perdas do gerador, ou seja, quanto maior as perdas, maior será o aquecimento e menor o rendimento, limitando assim a sua capacidade de carga. Por outro lado, considerando o histórico operacional das centrais em processo de modernização, tem-se que o envelhecimento ou deteriorização (“aging”) do



isolamento é função do tempo e da temperatura, que mesmo em condições de controle excepcionais têm seus efeitos acumulados não estabelecidos devidamente.

Por outro lado, o envelhecimento do isolamento relaciona-se diretamente com a vida útil do gerador, e esta por sua vez, pode ser definida como o tempo necessário para que a força de tração do isolamento sólido se reduza a percentuais do valor original para o equipamento novo. Nota-se que este tempo é bastante variável dependendo dos seus ciclos de carga, os quais o solicitam termicamente, dificultando a avaliação de sua expectativa de vida útil.

Considerando os conceitos explicitados acima pode-se concluir que de acordo com o material utilizado no isolamento, existirá uma temperatura limite, acima da qual a vida útil do equipamento torna-se menor. Faz-se necessário então, o agrupamento dos materiais isolantes em “*classes de isolamento*”, cada qual definida pelo seu respectivo limite de temperatura, conforme limites de elevação de temperatura definidos na norma NBR 5117/84 da ABNT e apresentados na *Tabela 3.1*. Estes valores consideram a temperatura ambiente máxima de 40 °C.

**Tabela 3.1 – Elevação de Temperatura para diversas Classes**

Método de Medição	Classes de Isolamento (Temperatura em °C)				
	A	E	B	F	H
<b>Termométrico</b>	50	65	70	85	105
<b>Varição da Resistência</b>	60	75	80	100	125

Fonte NBR 5117/84 ABNT

### 3.1.2 Evolução tecnológica dos materiais magnéticos e de isolamento do estator

Segundo PENTEADO JÚNIOR e SÁ (2001), o emprego de chapa de aço silicioso de grão não orientado, que apresentam perdas inferiores a 1,3 W/Kg, 1 Tesla e 60 Hz, em substituição as chapas de 2,3 W/Kg, nas mesmas condições de indutância e frequência, proporcionaram uma considerável redução de perda do material magnético do núcleo.

Adicionalmente a esses ganhos, verificou-se a partir de 1970, com a demanda crescente por hidrogeradores cada vez maiores, a substituição dos materiais de isolamento, que originalmente eram fabricados com isolantes de classe térmica B, utilizados na fabricação de barras e bobinas estatóricas. Estes materiais, foram cedendo lugar para a recente inovação tecnológica, ou seja, o sistema classe F, à base de asfalto, desenvolvido para suportar temperaturas de até 155°C e caracterizado por materiais duroplásticos, de fina espessura e de condutibilidade térmica alta.

Atualmente, utilizam-se as fitas de tecido de vidro com mica e resina sintética à base de epóxi e poliéster em substituição ao sistema com mica em folha impregnada com goma-laca. O sistema de isolamento assim constituído apresenta rigidez dielétrica de 25 kV/mm, baixas perdas dielétricas e o dobro do coeficiente de condutibilidade térmica em relação aos antigos materiais asfálticos. Modernamente, uma barra estatórica de hidrogerador, é formada por vários condutores parciais internos, isolados entre si. No processo de fabricação, duas metades são transpostas de acordo com a tecnologia proposta por ROEBEL em 1912.

No caso da isolamento entre espiras das bobinas polares antigas, observa-se a evolução do material empregado, à base de amianto, classe térmica B, proibido em diversos países por ser carcinógeno. A solução para isolamento entre espiras de novas bobinas é a utilização de papel de poliamida laqueado com resina epóxica em estágio avançado de cura, classe F, comercialmente denominado *Nomex*.

A *Tabela 3.2*, apresentada em SANTOS et al (1999), indica fundamentalmente o reflexo da evolução do fator de utilização *C*, esboçada na *Figura 3.1*, bem como os ganhos mostrados na *Figura 3.2*. Considera, portanto, que as premissas de projeto das estruturas hidráulicas estão mantidas e atendem aos ganhos citados.

Registram-se, também, na *Tabela 3.2*, os resultados obtidos em decorrência da evolução das técnicas e materiais de isolamento, aliados ao uso de materiais magnéticos com propriedades mais favoráveis a uma elevação de capacidade, sem o comprometimento de sua vida útil, conforme enfatizado anteriormente, bem como, da

implementação de novas técnicas de projeto, como por exemplo: nos sistema de ventilação, utilizando diferentes tipos de configuração e padronagem

**Tabela 3.2 – Estado da Arte dos Geradores**

Ganhos de Potência com a Mudança de Classe de Isolamento										
Item	Projeto Original				Projeto Recapitado e Modernizado					
	Início Operação	MVA	MW	FP/Isol.	Início Operação	MVA	MW	FP/Isol.	Ganho% MW/MVA	Principal Melhoria
1	1957	70,00	63,00	0,90	*	88,00	74,80	0,85	19,00	A
2	1964	115,00	109,30	0,95	*	125,00	117,50	0,94	8,00	A
3	1960	105,00	99,80	0,95	*	115,00	115,00	1,00	15,00	A
4	1926	12,00	10,20	0,80	*	13,50	10,80	0,80	6,00	B <sup>(-)</sup>
5	1925	10,00	7,00	0,75	*	12,00	10,00	0,80	43,00	B
6	1940	18,00	13,50	0,75	*	20,00	18,00	0,90	33,00	B
7	1955	40,00	30,00	0,75	*	50,00	45,00	0,90	50,00	B
8	1963	87,50	---	B	1987	109,30	---	F	25,00	C
9	1962	40,00	---	B	1990	56,10	---	F	40,00	B
10	1937	40,00	---	B	1990	63,07	---	F	57,00	B

Fonte: XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SANTOS, COELHO e DIAS (1999)

Os resultados apresentados na *Tabela 3.2* devem ser interpretados considerando os seguintes esclarecimentos:

**FP/Isol.** – Fator de potência ou classe de isolamento;

**Entrada em Operação** – (\*) indica que os trabalhos de R&M foram realizados no período de 1981 à 1989;

**Ganho %** - (\*) MW / MVA;

**Principais Melhorias:**

**A** – Troca do enrolamento do estator e adequações no enrolamento de campo;

**B** – troca dos enrolamentos do estator e rotor, adequações no sistema de ventilação;

**B<sup>(-)</sup>** – idem anterior, considerando que o gerador foi reenrolado em 1960;

**C** – troca do enrolamento do estator e adequações no sistema de ventilação.

### **3.1.3 Evolução dos sistemas de ventilação**

Nos empreendimentos de modernização é dada ênfase especial para o projeto de novos sistemas de ventilação, onde devem ser obtidas reduções de perdas no sistema, que dependendo das condições de carga podem reduzir a eficiência do gerador, dado a constância dessas perdas, que são fixas para qualquer condição operativa.

Reconhecidamente, os antigos ventiladores eram compostos de aletas radiais ou aletas grandes com perfil em cunha com grandes folgas, sendo calculados empiricamente. Já os ventiladores concebidos hoje em dia têm aletas axiais, com perfil aerodinâmico e folga otimizados e calculados através de programas específicos. Tal desenvolvimento produz sistemas mais eficientes, com menores perdas e com o benefício adicional de serem menos ruidosos.

### **3.1.4 Sistema de excitação estática**

De acordo com PENTEADO JÚNIOR e SÁ (2001), os novos sistemas de excitação à base de tiristores, apresentam perdas menores que as antigas excitatrizes rotativas e contam ainda com resposta mais rápida para a regulação de tensão. Além desta vantagem, considera-se também que esta nova tecnologia, seja ela analógica ou digital tem componentes que facilitam a programação e adequação dos sistemas de excitação às exigências do sistema elétrico, preenchendo os requisitos de uma modernização e apresentando baixo custo de investimento.

### **3.1.5 Evolução das técnicas de projeto**

Os hidrogeradores atualmente em modernização foram, certamente, projetados para níveis de segurança muito acima do que se pratica hoje em dia. No entanto, antigamente, as análises de projeto baseavam-se em modelos de cálculo menos complexos. Os fabricantes contam, atualmente, com a experiência de terem projetado muitos hidrogeradores e sabem perfeitamente onde, aqueles mais antigos, eram vulneráveis, permitindo o emprego nos cálculos de coeficientes de segurança mais realistas, que resultam em projetos e econômicos de alta performance.

Deve-se considerar ainda, o grande desenvolvimento dos métodos analíticos de cálculo dos parâmetros elétricos, suportados pela experiência acumulada ao longo de mais de 30 anos, aliados a utilização de ferramentas computacionais que empregam as teorias de elementos finitos. Essas facilidades adicionais tornaram o projeto de hidrogeradores menos empírico e a segurança adicional proporcionada por esta tecnologia resultou em sua otimização.

Para o subsídio do projeto de novas máquinas fez-se necessário o monitoramento das variáveis térmicas dos geradores antigos, que apresentavam uma substancial margem de sobreaquecimento nos enrolamentos. Estima-se que a substituição pura e simples do enrolamento do estator pode representar um ganho de até 15% de potência. A utilização de programas computacionais, que solucionam as equações de transferência de calor e do cálculo das perdas aliado à vazão de ar, que permite ao projetista obter valores mais precisos de temperaturas, constitui um notável ganho para o reprojeto térmico do hidrogerador.

## 4. CENÁRIO INSTITUCIONAL DA MODERNIZAÇÃO DE CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

### 4.1 O Setor Elétrico e a Modernização

A modernização e a repotenciação de centrais hidrelétricas antigas, é, na atualidade, considerada pelos agentes de geração como uma prática que visa estender a vida útil de hidrogeradores, ao mesmo tempo que procura resgatar a confiabilidade da central, com acréscimo da energia gerada, sem impactar o meio ambiente.

A ausência de novos impactos ambientais e de investimentos compensatórios, podem ser considerados como fatores de incentivo para obtenção de incrementos de energia através da implementação de novos projetos de modernização.

Considerando a Matriz Elétrica Brasileira identificada na *Tabela 4.1*<sup>2</sup>, excluído o potencial de ITAIPU BINACIONAL, verifica-se que as fontes renováveis de energia respondem por cerca de 76,42% desta produção, sendo de aproximadamente 76,18% o percentual referente ao grande potencial hidráulico brasileiro, o que possibilita ao país a produção de uma energia limpa e a baixo custo.

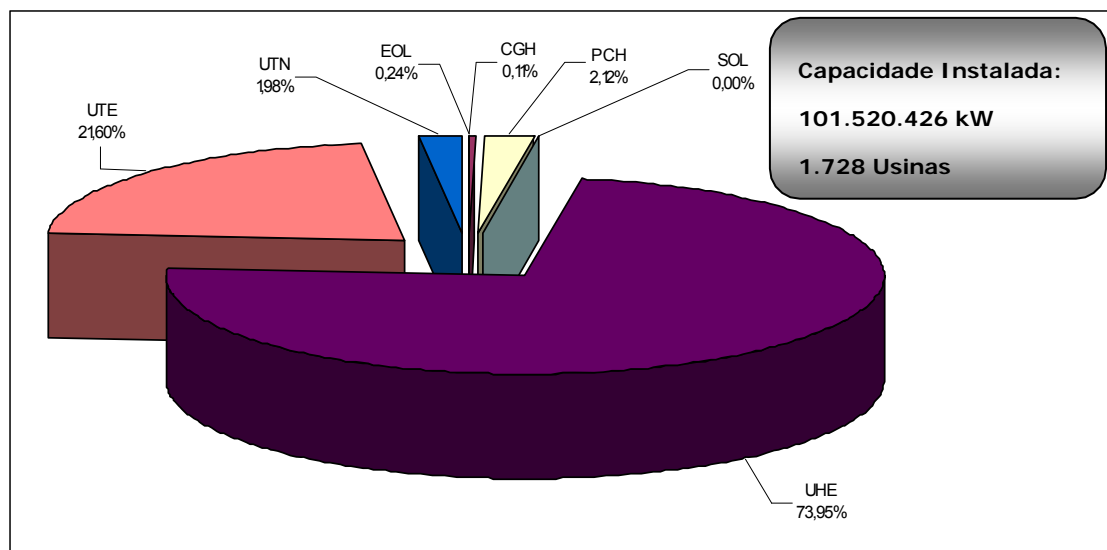
**Tabela 4.1 – Empreendimentos em Operação**

<b>EMPREENDIMENTOS EM OPERAÇÃO</b>				
<b>Tipo</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Potência Outorgada (kW)</b>	<b>Potência Fiscalizada (kW)</b>	<b>%</b>
<b>CGH</b>	221	116.681	116.059	0,11
<b>EOL</b>	16	248.250	247.050	0,24
<b>PCH</b>	310	2.208.848	2.156.989	2,12
<b>SOL</b>	1	20	20	0,00
<b>UHE</b>	159	74.572.295	75.066.931	73,95
<b>UTE</b>	1019	24.615.476	21.926.377	21,60
<b>UTN</b>	2	2.007.000	2.007.000	1,98
<b>TOTAL</b>	<b>1.728</b>	<b>103.768.570</b>	<b>101.520.426</b>	<b>100,00</b>

Fonte: ANEEL - Banco Informações de Geração - BIG (2008)

<sup>2</sup> **Potência Outorgada** é igual a considerada no Ato de Outorga. **Potência Fiscalizada** é igual a considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

Com base na afirmativa acima e considerando os últimos relatórios disponibilizados pela ANEEL (Sistema de Informações de Geração - SIG), que classifica a matriz de geração elétrica nacional, baseada, principalmente, na utilização de fontes energéticas limpas, pode-se afirmar que existe um grande potencial a ser explorado pela modernização, de acordo com a *Figura 4.1*, a seguir:



Fonte: ANEEL – Banco de Informações de Geração (BIG)

**Figura 4.1** – Matriz Elétrica Brasileira – Empreendimentos em Operação

O cenário que se apresenta é o de um setor elétrico em transição, face às modificações introduzidas na reestruturação promovida pelo governo atual, com o objetivo de atrair novos investimentos para a sua própria expansão e modernização.

O maior desafio é vencer o crescimento da demanda em contraposição à exaustão dos recursos instalados. Atualmente, o Brasil tem uma capacidade instalada de geração hidráulica de energia elétrica, da ordem de 77.339.979 kW (vide *Tabela 4.1*).

Conforme as projeções contidas no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2008-2017, produzido pela EPE, o consumo total de eletricidade crescerá, no próximo decênio, à taxa média de 5,5% ao ano, tendo como referência uma expansão

sustentada anual média do PIB de 5%, além de um crescimento populacional de 20,5 milhões de pessoas no mesmo período, de acordo com os indicadores apresentados na *Tabela 4.2*, abaixo:

**Tabela 4.2 – Indicadores de Projeção da Demanda**

<b>INDICADORES DE DEMANDA DE ENERGIA</b>				
<b>Indicador</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2012</b>	<b>2017</b>
<b>PIB (em trilhões de R\$ 2007)</b>	2,60	2,73	3,32	4,24
<b>População (em milhões hab.)</b>	184	186	194	204,50
<b>PIB per capita (R\$/hab.)</b>	14.130	14.680	17.110	20.730
<b>Consumo de energia per capita (kWh/hab.)</b>	2.240	2.340	2.805	3.455
<b>Consumo na rede de energia elétrica (TWh)</b>	377,2	396,5	480,4	604,2
<b>Autoprodução de energia elétrica (TWh)</b>	35,4	38,6	63,8	102,2
<b>Consumo total de energia elétrica (TWh)</b>	412,6	435,1	544,2	706,4

Fonte: EPE - Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE (2008)

Todavia para acompanhar o crescimento econômico projetado para esta década, de acordo com as projeções do PDE 2008-2017, os requisitos para a expansão do sistema elétrico interligado serão de 2.600 MW médios (valor médio anual entre 2007 e 2012) e de 3.050 MW médios (valor médio anual entre 2012 e 2017). Em cada um desses quinquênios, a necessidade de expansão da capacidade instalada é calculada entre 3.500 MW e 4.500 MW, respectivamente.

O aumento da demanda do setor elétrico brasileiro, face a atual política de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB), adotada pelo Governo e representada, principalmente pela implantação do Plano de Aceleração do Crescimento (PAC), pode ser considerada acertada, sob a ótica de qualquer país desenvolvido. Entretanto, a de se considerar que as projeções previstas pelo PDE, levam em conta que, o número total de consumidores no país, tanto na área industrial, comercial como residencial, não deve deixar de crescer, assim como também são grandes as oportunidades de explorar as demandas existentes dos consumidores livres e consumidores cativos.

Tendo em vista o cenário institucional orquestrado pelo Governo, em seu novo modelo energético, pode-se considerar que a modernização e a repotenciação de



centrais hidrelétricas estão sendo vistas como boas estratégias para transformação de ativos de baixa performance em ativos de alta rentabilidade. O Mercado de Energia em crescimento necessita de fontes que aumentem rapidamente nosso potencial de reserva e que exijam investimentos menores. Além dessas vantagens, pode-se também atribuir à modernização e a repotenciação a característica de serem as formas mais rápidas de se obter incrementos de energia, apesar da falta de estímulo, ocasionada pela ausência de regulamentação que possibilite a remuneração do investimento realizado pelos agentes de geração.

Considerando a provável demanda de energia, projetada pelo MME, necessária para alavancar o desenvolvimento do país, obriga-se, neste momento, aos agentes dos ativos de geração de energia, atentarem para as possibilidades de modernização do parque gerador, pois, devido a idade das centrais e os custos baixos, estas se posicionam como uma alternativa a mais para acelerar o retorno do capital investido, mesmo sem os estímulos do governo para este negócio, como os referentes aos encargos de capacidade.

## **4.2 História e Situação**

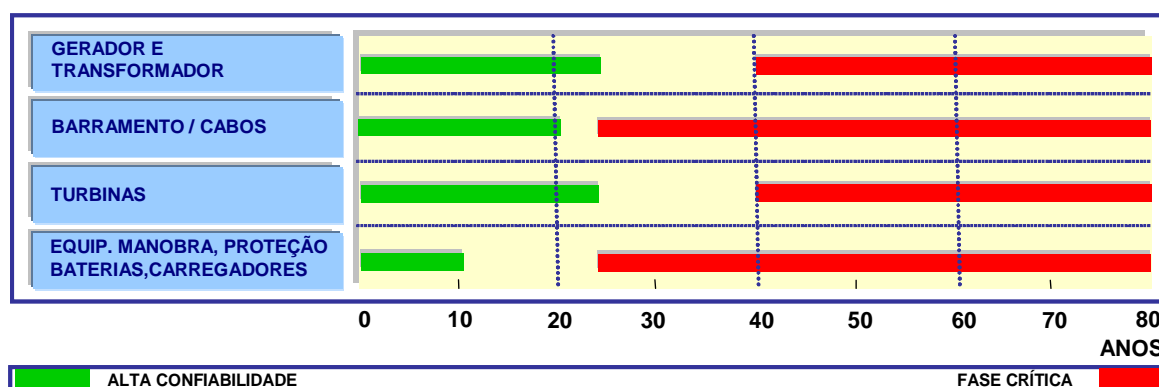
Até trinta anos atrás a industrialização apreciava extraordinário e quase contínuo sucesso, exceto por guerras ocasionais. Padrões de vida, prosperidade e bem estar, estavam, e ainda estão, intimamente ligados ao sucesso da sociedade industrial e a energia, particularmente na forma de combustíveis fósseis. Era e continua sendo, essencial ao avanço da sociedade industrial. Preocupados com o problema energético, políticos, planejadores e técnicos têm buscado como solução uma variedade de estratégias, como:

- ¾ Prontidão para redução do consumo de energia e incremento da eficiência energética;
- ¾ Investimento em pesquisa e desenvolvimento de novas fontes de energia (solar, eólica, geotérmica, biomassa, fusão, etc.);
- ¾ Expansão das fontes convencionais de energia (hidrelétrica, gás natural, carvão, óleo, nuclear);

- ¾ Implementação de obras de reabilitação, repotenciação e modernização de centrais hidro e termelétricas.

Além da questão da finitude dos recursos naturais, a consciência da progressiva deterioração do meio ambiente e da insustentabilidade da sociedade de consumo, impõe-se à sociedade uma busca pela conservação e pela eficiência da produção de energia elétrica que passam a fazer parte dos programas de regulamentação dos setores elétricos.

No Brasil a história da otimização da geração hidrelétrica é pequena e recente. Inúmeras centrais hidrelétricas antigas possuem condições de serem modernizadas ou repotenciadas com interessantíssimos índices de ganhos de capacidade. De acordo com o BEMANN (2004), são consideradas antigas, as centrais com mais de 20 anos de operação e cujos geradores ultrapassam 120 mil horas de geração, precisando ser submetidos a constantes e vigorosas manutenções. Estas considerações foram levantadas por FURNAS, durante o “*I Encontro Técnico para Modernização da UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho (2006)*”, e resumidamente apresentadas na *Figura 4.2*, abaixo:



Fonte: FURNAS – I Encontro Técnico para Modernização da UHE LCBC.

**Figura 4.2** – Estimativa de Vida Útil de Equipamentos e Sistemas.

As primeiras atitudes neste sentido deveram-se à perspectiva de carência de energia elétrica e do crescente receio do seu racionamento, de acordo com previsões de 1995. Entretanto, a antecedência destas previsões não foi suficiente para evitar o colapso do abastecimento, vivenciado em 2001.

O primeiro processo de repotenciação de turbinas realizado no Brasil, com o objetivo explícito de agregar potência ao sistema interligado, foi o da Usina Ilha dos Pombos, da Light, em contrato assinado com as empresas Asea Brown Boveri (ABB) e ALSTOM, em julho de 1997 (Jornal do Brasil). No entanto, a CESP já tinha concluído em 1996, repotenciações consideradas leves e parciais nos hidrogeradores das UHEs de Ilha Solteira e Jupuíá.

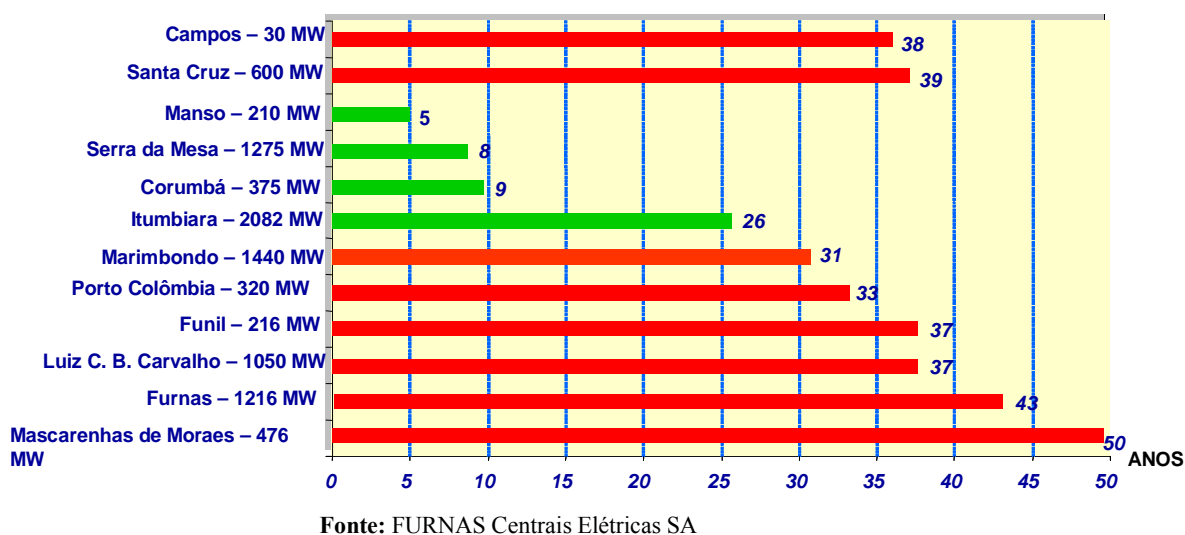
No estudo realizado para central hidrelétrica de Jupuíá que foi a primeira intervenção do “Programa de Recapitação e Modernização de Usinas”, desenvolvido pela CESP, pode-se observar (vide *Tabela 4.3 – Avaliação de Jupuíá*), o decréscimo do fator de capacidade ao longo da vida útil da central, indicando a necessidade de intervenção nas máquinas. O exemplo, da central hidrelétrica de Jupuíá, pode ser utilizado para se demonstrar que apesar da existência de uma indicação para implementação de obras de repotenciação, cuja opção concorreu inicialmente, e apesar de aventadas as alternativas de modernização e ampliação, esta somente foi confirmada após avaliações técnicas e operacionais mais apuradas, que confirmaram a acertividade da opção, confirmada por um acréscimo de 13,5% em sua capacidade geradora.

**Tabela 4.3** – Avaliação de Jupuíá – Capacidade Instalada ( $\overline{MW}$ ) e Fator de Capacidade

<b>AVALIAÇÃO CAPACIDADE INSTALADA - JUPIÁ</b>		
<b>Ano</b>	<b>Capacidade Instalada (MW)</b>	<b>Fator Capacidade (%)</b>
<b>1986</b>	1181	83,5
<b>1987</b>	1140	80,6
<b>1988</b>	1164	82,3
<b>1989</b>	1103	78,0
<b>1990</b>	1028	72,7
<b>1991</b>	1057	74,6

Fonte: Revista Eletricidade Moderna, set/95, pag. 118

Atualmente, FURNAS, vem desenvolvendo um importante programa de modernização de seu parque gerador, que apresenta idade tecnológica superior a 30 anos, onde priorizou-se o início dos trabalhos de modernização em suas centrais mais antigas e com histórico de manutenção e indisponibilidade mais desfavorável, de acordo com a ilustração da *Figura 4.3* abaixo:



**Figura 4.3**– Período de Operação Comercial – Sistema FURNAS

Em se considerando os dados apresentados na *Figura 4.3*, acima, e adotando de forma referencial a premissa de que a idade limite média de operação, seja 30 anos, pode-se constatar que FURNAS, acertadamente, iniciou seu programa de modernização, visto que, 57,6% de sua potência instalada tem idade tecnológica superior a este limite, indicando reduções da disponibilidade e confiabilidade operacionais, conforme demonstrado na *Tabela 4.4*, a seguir:

**Tabela 4.4** – Potência Instalada / Tempo de Operação – Sistema FURNAS

USINAS			PERCENTUAL DA POTÊNCIA TOTAL (%)
Idade	QUANTIDADE	POTÊNCIA (MW)	
= 30 Anos	4	3.942	42,40
> 30 Anos	8	5.348	57,60
<b>TOTAIS</b>	12	9.290	100,00

Fonte: FURNAS Centrais Elétricas SA

Ressalta-se que o programa de modernização em curso dentro de FURNAS, apresenta resultados iniciais promissores onde os objetivos propostos estão sendo alcançados em sua plenitude, recuperando o fator de capacidade original da central, e possibilitando o incremento no rendimento e no fator de disponibilidade de equipamentos e sistemas, que passam a partir dessa intervenção a contar com uma sobre-vida de pelo menos mais 30 anos de operação, além de tornar viável, através da digitalização de seus sistemas, a operação remota das centrais.

### 4.3 Perspectivas da Modernização de Centrais Hidrelétricas

A perspectiva das obras de modernização no Brasil se concentra nos empreendimentos hidrelétricos, que correspondem a 70% de nossa matriz de produção de energia elétrica, e indicadas para as centrais com histórico operacional superior a 30 anos, em condições de sofrerem modernizações ou repotenciações com índices que ganhos de capacidade muito interessantes. Na *Tabela 4.5*, a seguir, é apresentada uma listagem onde constam as maiores centrais geradoras brasileiras, com suas respectivas datas de entrada em operação. Observa-se nesta listagem contempla uma potência instalada da ordem de 34.374,70 MW, passível, de modernização ou repotenciação, segundo o critério de avaliação que se baseia *exclusivamente* na idade tecnológica e/ou tempo em operação de cada central.

**Tabela 4.5** – Usinas Hidrelétricas com mais de 20 anos de Histórico Operacional

Item	NOME	CONCESSÃO	Operação Comercial	RIO	UF	Potência Inst.[MW]	UGs
1	Americana	CPFL	1909	Atibaia	SP	33,60	3
2	Ilha dos Pombos (Ilha)	LIGHT	1924	Paraíba do Sul	RJ	167,64	5
3	Henry Borden-Externa	ELETROPAULO	1926	Pedras	SP	474,00	8
4	Fontes Nova	LIGHT	1940	Lages (Ribeirão)	RJ	89,25	3
5	Parigot de Souza	COPEL	1940	Capivari	PR	247,00	4
6	Sá Carvalho	SCSA	1951	Piracicaba	MG	74,10	4
7	Santa Cecília-Bombeamento	LIGHT	1952	Paraíba do Sul	RJ	34,96	4

Item	NOME	CONCESSÃO	Operação Comercial	RIO	UF	Potência Inst.[MW]	UGs
8	Vigario-Bombeamento	LIGHT	1952	Pirai	RJ	90,02	4
9	Caconde (Graminha)	CGEET	1952	Pardo	SP	80,40	2
10	Nilo Pecanha I	LIGHT	1953	Lages (Ribeirão)	RJ	324,70	6
11	Paulo Afonso I	CHESF	1955	São Francisco	BA	180,00	3
12	Itutinga	CEMIG	1955	Grande	MG	48,60	4
13	Canastra	CEEE	1956	Santa Maria	RS	44,80	2
14	Mascarenhas de Morais	FURNAS	1956	Grande	MG	476,00	10
15	Americo Renee Cianetti (S.Grande)	CEMIG	1956	Santo Antonio	MG	104,00	4
16	Henry Borden-Subterranea	ELETROPAULO	1956	Pedras	SP	427,76	6
17	Guaricana	COPEL	1957	Arraial	PR	39,00	4
18	Armando de S.Oliveira (Limoeiro)	CGEET	1958	Pardo	SP	32,20	2
19	Lucas Nogueira Garcez	CGEEP	1958	Paranapanema	SP	70,38	4
20	Cachoeira Dourada	CELG	1959	Paranaíba	GO	724,00	8
21	Camargos	CEMIG	1960	Grande	MG	45,00	2
22	Euclides da Cunha	CGEET	1960	Pardo	SP	108,80	4
23	Paulo Afonso II	CHESF	1961	São Francisco	BA	480,00	6
24	Funil	CHESF	1962	Contas	BA	30,00	3
25	Bernardo Mascarenhas (3Marias)	CEMIG	1962	São Francisco	MG	516,80	6
26	Pereira Passos	LIGHT	1962	Lages (Ribeirão)	RJ	93,50	2
27	Armando A. Laydner (Juru Mirim)	CGEEP	1962	Paranapanema	SP	98,00	2
28	Jacui	CEEE	1962	Jacui	RS	150,00	6
29	Furnas	FURNAS	1963	Grande	MG	1.216,00	8
30	Barra Bonita	CGEET	1963	Tiete	SP	140,76	4
31	Fumaça	CBA	1964	Juquiá Guaçu	SP	36,40	2
32	Suica	ESCELSA	1965	Santa Maria da Vitória	ES	30,06	2
33	Funil	FURNAS	1965	Santa Maria da Vitória	RJ	216,00	3
34	Alvaro de Souza Lima (Bariri)	CGEET	1965	Tiete	SP	143,10	3

Item	NOME	CONCESSÃO	Operação Comercial	RIO	UF	Potência Inst.[MW]	UGs
35	Luiz Carlos B. Carvalho (Estreito)	FURNAS	1969	Grande	SP	1.050,00	6
36	Ibitinga	CGEET	1969	Tiete	SP	131,49	3
37	Souza Dias (Jupia)	CESP	1969	Parana	SP	1.411,20	14
38	Pr. Castelo Branco (B.Esperança)	CHESF	1970	Parnaíba	PI	234,00	2
39	Chavantes	CGEEP	1970	Paranapanema	SP	414,00	4
40	Julio de Mesquita Filho	COPEL	1970	Chopim	PR	44,10	2
41	Itauba	CEEE	1970	Jacui	RS	500,00	4
42	Paulo Afonso III	CHESF	1971	São Francisco	BA	864,00	4
43	Jaguara	CEMIG	1971	Grande	MG	638,40	4
44	Porto Colombia	FURNAS	1973	Grande	MG	320,00	4
45	Mascarenhas	ESCELSA	1973	Doce	ES	123,00	3
46	Ilha Solteira	CESP	1973	Parana	SP	3.230,00	20
47	Passo Fundo	ELETROSUL	1973	Erexim	RS	220,00	2
48	Passo Real	CEEE	1973	Jacui	RS	250,00	2
49	Alecrim	CBA	1974	Juquiá Guaçu	SP	72,00	3
50	Volta Grande	CEMIG	1974	Grande	MG	380,00	4
51	Coaracy Nunes (Paredão)	ELETRONORTE	1975	Araguari	AP	69,10	2
52	Marimondo	FURNAS	1975	Grande	MG	1.440,00	8
53	Mario Lopes Leão (Promissão)	CGEET	1975	Tiete	SP	264,00	3
54	Salto Osorio	ELETROSUL	1975	Iguaçu	PR	1.050,00	6
55	Curua – Una	CELPA	1977	Curuá – Una	PA	40,00	3
56	Apolunio Sales (Moxotó)	CHESF	1977	São Francisco	AL	440,00	4
57	Capivara	CGEEP	1977	Paranapanema	SP	640,00	4
58	São Simão	CEMIG	1978	Paranaíba	MG	2.688,50	6
59	J.Ermirio de Moraes (A.Vermelha )	CGEET	1978	Grande	SP	1.380,00	6
60	Paraibuna	CESP	1978	Paraibuna	SP	85,00	2
61	Paulo Afonso IV	CHESF	1979	São Francisco	BA	2.460,00	6
62	Sobradinho	CHESF	1979	São Francisco	BA	1.050,00	6
63	Itumbiara	FURNAS	1980	Paranaíba	MG	2.082,00	6

Item	NOME	CONCESSÃO	Operação Comercial	RIO	UF	Potência Inst.[MW]	UGs
64	Salto Santiago	ELETROSUL	1980	Iguaçu	PR	1.992,00	4
65	Bento M.R.Netto (Foz do Areia)	COPEL	1980	Iguaçu	PR	251,00	4
66	T.Sampaio (Emborcação)	CEMIG	1982	Paranaíba	MG	1.191,68	4
67	Nova Avanhandava	CGEET	1982	Tietê	SP	302,40	3
	<b>TOTAL</b>					<b>34.374,70</b>	

Fonte: ANEEL – BIG – Banco de Informação de Geração – 2001

Segundo RIBEIRO et al (2005), fatores como a localização dos novos empreendimentos, cada vez mais distantes dos grandes centros consumidores, os altos investimentos em transmissão, os custos com obras civis, desapropriações e exigências ambientais mais severas, tornam a modernização, alternativa viável para o incremento de energia ao sistema, a um custo de investimento e tempo de retorno relativamente menores, em se comparando com os da construção de uma nova central. Representando um potencial de negócio nessa área, de alguns bilhões de reais, considerando-se a necessidade de modernização do parque gerador citado acima. Estima-se que, no Brasil, os investimentos em modernização chegaram a US\$ 65 milhões a partir de 2001.

De forma semelhante ao que foi considerado por RIBEIRO et al (2005), PENTEADO JÚNIOR e SÁ (2001), também consideram o tema, de interesse nacional pelo fato de 96% da energia elétrica produzida no Brasil ser de origem hidráulica, e produzida em centrais hidrelétricas, muitas delas com histórico operacional superior a 30 (trinta) anos, e por essa razão próximas de uma intervenção, que, dado o intervalo de tempo de construção e a evolução tecnológica atual dos materiais, certamente virá acompanhada da modernização.



#### **4.4. Avaliação dos Aspectos Ambientais:**

##### **4.4.1 Introdução:**

A evolução do crescimento da demanda de energia elétrica, associada ao aumento dos custos de produção e aos cuidados relacionados às questões sócio-ambientais, tem conduzido os responsáveis pelo Planejamento Global do Setor Elétrico Nacional a estabelecerem um ajuste nas estratégias de utilização otimizada das fontes existentes de produção, em função de sua diversidade.

A matriz energética nacional tem nas centrais hidrelétricas a base do sistema de geração energética no Brasil, respondendo por cerca de aproximadamente 70% da oferta de eletricidade, conforme mostrado na *Tabela 4.6* e representado graficamente na *Figura 4.4*, abaixo. Entretanto essa elevada participação foi alcançada, nos últimos 30 anos, através da construção indiscriminada de centrais de grande porte com graves problemas sociais e ambientais agregados.

Atualmente, esta matriz, tem seu desenvolvimento prejudicado pela exaustão dos recursos hídricos próximos aos grandes centros consumidores e aos prováveis impactos sócio-ambientais decorrentes de sua implantação. Tais aspectos não podem ser desconsiderados frente aos riscos de uma provável crise energética, caso sejam confirmadas, as expectativas de crescimento do consumo de energia.

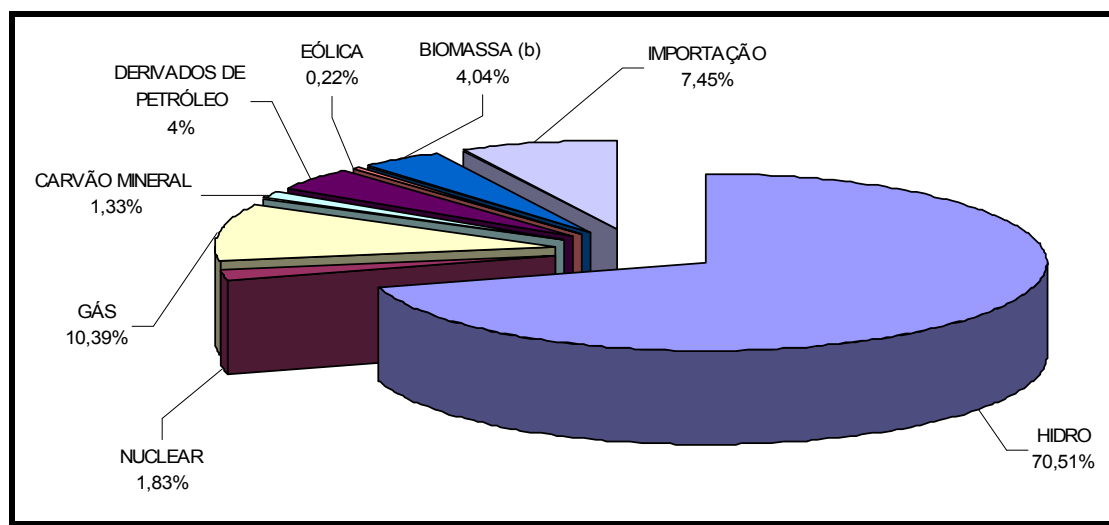
Assim sendo, o desafio do setor está na busca por alternativas eficientes de incremento da energia gerada, com reduzida necessidade de expansão do parque gerador, atendendo a demanda futura prevista, de forma consciente e sustentável.

Tabela 4.6 - Matriz Elétrica Brasileira – Empreendimentos em Operação

**EMPREENDIMENTOS EM OPERAÇÃO**

FONTE		Capacidade Instalada		%	TOTAL		%
		N.º de Usinas	[kW]		N.º de Usinas	[kW]	
<b>Hidráulica</b>		690	77.339.979	70,51	690	77.339.979	70,51
<b>Gás</b>	Natural	83	10.216.482	9,31	112	11.397.510	10,39
	Processo	29	1.181.028	1,08			
<b>Petróleo</b>	Óleo Diesel	581	3.298.272	3,01	602	4.639.766	4,23
	Óleo Residual	21	1.341.494	1,22			
<b>Biomassa</b>	Bagaço de Cana	251	3.283.063	2,99	297	4.433.997	4,04
	Licor Negro	13	859.217	0,78			
	Madeira	27	231.207	0,21			
	Biogás	3	41.590	0,04			
	Casca de Arroz	3	18.920	0,02			
<b>Nuclear</b>		2	2.007.000	1,83	2	2.007.000	1,83
<b>Carvão Mineral</b>		8	1.455.104	1,33	8	1.455.104	1,33
<b>Eólica</b>		16	247.050	0,22	16	247.050	0,22
<b>TOTAL</b>		<b>1.727</b>	<b>101.520.406</b>	<b>92,55</b>	<b>1.727</b>	<b>101.520.406</b>	<b>92,55</b>
<b>Importação</b>	Paraguai	-	5.650.000	5,46	-	8.170.000	7,45
	Argentina	-	2.250.000	2,18			
	Venezuela	-	200.000	0,19			
	Uruguai	-	70.000	0,07			
<b>TOTAL C/ IMPORTAÇÃO</b>		<b>1.727</b>	<b>109.690.406</b>	<b>100,00</b>	<b>1.727</b>	<b>109.690.406</b>	<b>100,00</b>

Fonte: Banco de Informações de Geração da ANEEL – agosto/2008.



Fonte: Banco de Informações de Geração da ANEEL – agosto/2008.

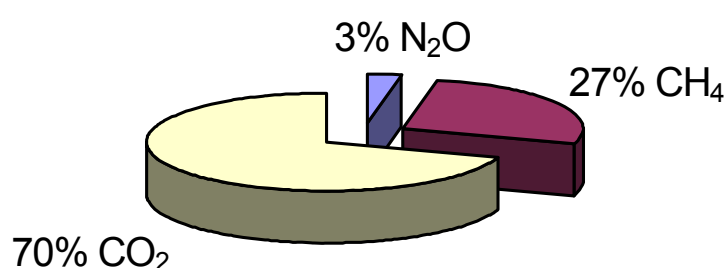
**Figura 4.4** – Matriz Elétrica Brasileira- Situação

Ciente do quadro de impacto ambiental deste tipo de produção energética e atento à oportunidade que se apresenta com a possibilidade de debate do Plano Plurianual (PPA) do Governo Federal, a sociedade e os órgãos ambientais vêm contribuindo, através da discussão intensa das políticas de desenvolvimento sustentável, para a redefinição da regulamentação do setor, no tocante às obras de modernização, que passam a ser consideradas como alternativa para otimização do desenvolvimento da matriz energética brasileira, sem os impactos ocasionados aos ecossistemas aquáticos e às populações ribeirinhas.

#### 4.4.2 Impactos na geração de energia hidrelétrica

Segundo BERMANN (2004), os problemas de natureza físico-química e biológica, decorrentes da implantação e operação de hidrelétricas, transformam sistemas fluviais em lacustres, ambientes lóticos em lênticos, além de interferirem diretamente no ecossistema da região onde estas são implantadas. As consequências são, por exemplo, a alteração do regime hidrológico, a incidência de processos de assoreamento nos reservatórios, a modificação da qualidade da água com o aumento

de bactérias e algas com a conseqüente diminuição da concentração de oxigênio. Além do que, é comumente observada, a emissão de gases responsáveis pelo efeito estufa a partir da decomposição orgânica nos reservatórios, dentre os quais podemos citar; o dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), o metano ( $\text{CH}_4$ ) e o óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ), que são distribuídos quantitativamente na atmosfera, de acordo com a *Figura 4.5*, a seguir:



**Figura 4.5** - Contribuição dos diferentes gases de efeito estufa ao aquecimento (Hevengeld, 2000 apud Barofaldi, 2006)

Entretanto, verifica-se que atualmente sabe-se pouco acerca dos efeitos causados pela implantação de um reservatório hidrelétrico em relação aos ambientes, antes da inundação. De fato, o que a comunidade científica está buscando são as emissões líquidas dos reservatórios, pois os resultados até então obtidos consideram somente as emissões brutas sem computar as emissões naturais da área a ser alagada, que devem ser comparadas entre si para se compreender as alterações causadas pela implantação das centrais.

De acordo com dados atualizados por BEMANN (2004), as centrais hidrelétricas construídas inundaram, aproximadamente, 34.000  $\text{km}^2$  de terras para a formação dos reservatórios, provocando a expulsão – ou “deslocamento compulsório” – de aproximadamente 200 mil famílias, gerando impactos sociais, particularmente com relação às populações ribeirinhas, atingidas pelas obras de implantação das centrais

hidrelétricas, onde a formação do reservatório determina uma perspectiva de perda irreversível das condições de produção e reprodução social desses grupos.

No relacionamento das empresas geradoras com estes grupos, prevaleceu a estratégia do “fato consumado” em uma boa parte dos empreendimentos. Embora a alternativa hidrelétrica seja considerada como uma fonte energética “limpa, renovável e barata” e cada projeto justificado em nome do interesse público e do progresso, independentemente das bases materiais e culturais das populações ribeirinhas serem, na verdade, atingidas. O deslocamento forçado dessas populações, promovido pelas obras de instalação das centrais, foi acompanhado por compensações financeiras nem sempre justas, culminando com processos de reassentamentos, que quando efetivados, asseguraram a manutenção das condições anteriores de vida.

Ainda nos espaços das barragens, pode-se constatar, a ocorrência de diversos problemas de saúde pública, como o aumento de doenças de natureza endêmica e o comprometimento da qualidade da água nos reservatórios, o que afeta atividades como a pesca e a agricultura. Além disso, há também o aumento dos riscos de inundação sobre a área das populações, abaixo do reservatório em decorrência de problemas operacionais. Grandes quantidades de terras cultiváveis ficaram submersas e, em muitos casos, a perda da biodiversidade foi irreversível.

Apesar de toda a repercussão e importância que o assunto tem, dentro do contexto mundial de desenvolvimento sustentável, verifica-se que apesar da maior preocupação das empresas geradoras com os fatores ambientais, não obstante, no conjunto das políticas propostas para o planejamento energético do setor elétrico, está ausente uma clara preocupação com o meio ambiente. O foco das preocupações continua concentrado na eficiência energética.

#### **4.4.3 Os impactos ambientais nos empreendimentos de modernização**

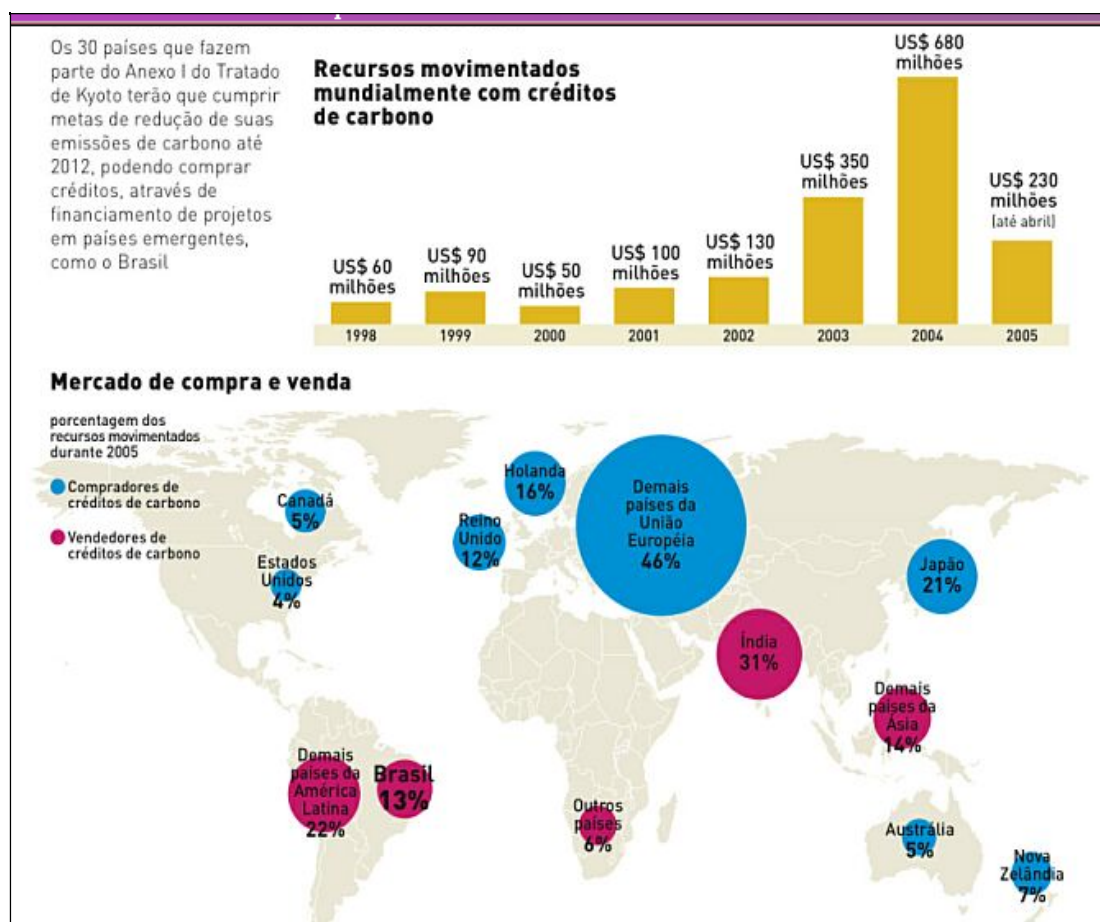
Notadamente, verifica-se, com relação aos impactos ocasionados por novos empreendimentos, que para as obras de modernização de centrais hidrelétricas estes

praticamente não existem, tendo em vista que em tais processos dificilmente as características nominais de projeto, ou seja, queda (H) e vazão (Q), são alteradas, ficando os mesmos resumidos aos impactos de certa forma já ocasionados, e por vezes compensados ou mitigados. Assim sendo, entende-se que as obras de modernização pouco ou nada impactam o meio ambiente em decorrência de sua implementação.

Desta forma, pode-se concluir, que redimensionar, reformar, modernizar e reativar centrais hidrelétricas existentes, é uma valiosa opção para as empresas geradoras, que quando implementada de forma racional e equilibrada, pode gerar energia adicional, suficiente para em conjunto com a implantação de novas centrais, suprir o crescimento industrial e econômico do país, evitando assim o crescimento do passivo ambiental e social gerado pelo modelo energético adotado nas últimas décadas.

#### **4.4.4 Os MDLs e a modernização**

O chamado mercado de créditos de carbono, regionalizado conforme a *Figura 4.6*, a seguir, poderá ter inserida, em um futuro próximo, uma parcela financeira adicional referente a comercialização dos créditos oriundos do processo de modernização do parque gerador nacional, transformando-se em uma fonte promissora de captação de recursos externos, além de possibilitar a transferência de tecnologia e a obtenção de benefícios ambientais para sociedade. Entretanto, para viabilizar a comercialização de tais créditos, é necessário o atendimento aos requisitos técnico-ambientais do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), ratificado pelo Protocolo de Quioto.



Fonte: BM&F (2005)

**Figura 4.6** – O mapa do Crédito de Carbono (Bolsa de Mercadorias e Futuros – BM&F, 2005)

O MDL, criado pelo Protocolo de Quioto, estabelece que os países desenvolvidos (Anexo I), devem reduzir suas emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), no período de 2008 a 2012, a níveis 5,2% inferiores aos praticados em 1990. É permitido a estes países investir em projetos de redução das emissões de GEE, nos países em desenvolvimento, com custo marginal muito menor do que o praticado em seus territórios, transformando-os em uma grande oportunidade para impulsionar o desenvolvimento sustentável e reduzir as emissões de GEE, podendo, de acordo com a visão da EcoSecurities (2006), ser assim definido:

*“É o conjunto específico de regras, dentro do complexo marco regulatório que se entende como Protocolo de Quioto, que permite aos empreendedores dos países desenvolvidos financiar e desenvolver projetos que reduzam a concentração de Gases de Efeito Estufa (GEE) na atmosfera, impulsionando o desenvolvimento sustentável”.*

Para assegurar que os projetos de MDL atendam aos principais critérios de elegibilidade é necessário que estes superem um complexo procedimento de certificação, que vai desde a elaboração e desenvolvimento de um detalhado Documento de Concepção de Projeto (DCP), passando por sua validação, feita por um órgão independente, denominado Autoridade Operacional Designada (AOD), a fim de obter a carta de aprovação da Autoridade Nacional Designada (AND). Posteriormente, o projeto deve ser registrado na ONU, pelo Conselho Executivo do MDL, o que o qualifica efetivamente. No entanto, somente o monitoramento e a verificação da aplicabilidade do projeto por outra AOD, leva à geração de Reduções Certificadas de Emissões (CER).

Este procedimento tem se mostrado eficaz no sentido de garantir a adicionalidade e qualidade dos projetos, entretanto, por outro lado, se mostra dispendioso e demorado, representando grandes riscos para os empreendedores.

Apesar das dificuldades encontradas na certificação de projetos de modernização de centrais hidrelétricas, inseridos na modalidade de eficiência/conservação de energia do MDL, este se mostra promissor, tendo em vista os conceitos de adicionalidade embutidos em tais empreendimentos, o que pode, num futuro próximo, possibilitar a geração de Certificados de Emissões Reduzidas (CERs), visando a negociação dos mesmos no mercado de créditos de carbono, com o objetivo de alavancar recursos para a implementação de obras que busquem, não só o resgate do fator de capacidade original da central, como também os imprescindíveis incrementos de energia necessários ao atendimento da demanda energética do país.

Dentro deste contexto, entende-se que os projetos de modernização de centrais hidrelétricas devam ser avaliados, e definidos, segundo as metodologias existentes,



relacionadas a “*baseline*”, *adicionalidade* e “*leakage*”, dentro de uma visão analítica do conceito de “*geração energética ambiental*”, compreendendo o reservatório, as áreas reflorestadas adjacentes, a barragem e o seu entorno, com o objetivo futuro de se eleger projetos energéticos dentro das possibilidades do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL).

É importante salientar que para se eleger um projeto dentro dos critérios do MDL, faz-se necessário responder a uma série de perguntas, ainda sem respostas, relacionadas com as mudanças climáticas dentro do setor energético, destacando-se entre estas:

- ¾ Qual o nível de emissão de metano em reservatórios destinados a produção de energia?
- ¾ Qual o balanço entre absorção e emissão de gases causadores do efeito estufa em uma UHE?
- ¾ Qual o balanço entre absorção e emissão de gases causadores do efeito estufa em um conjunto de UHEs, localizadas em uma mesma bacia hidrográfica?
- ¾ Qual o estoque e o fluxo de carbono nas áreas de preservação junto a estes reservatórios?

Respondidas tais perguntas, obtém-se os subsídios necessários para implementação de uma política de suporte ao desenvolvimento energético brasileiro, no que diz respeito a compatibilização de alternativas para diminuição e mitigação dos impactos do setor energético relacionados às mudanças climáticas.

Analisando as possibilidades e dificuldades mencionadas, pode-se compreender os resultados obtidos em recente pesquisa, realizada pelos maiores investidores do mercado de carbono, que apontam o Brasil como um dos principais destinos de recursos para o MDL. Essa confiança dos investidores apenas reforça nossa crença de que, com a entrada em vigor do Protocolo de Quioto, em 2005, o país consolidará seu papel de protagonista no combate à mudança global do clima.

Tais conclusões, podem ser associadas ao pensamento divulgado por MALDONADO (2006), na Internacional Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'06), realizada em Palma de Mallorca, Espanha, onde enfatizou que a análise da viabilidade técnico-econômica de um empreendimento de modernização não deve considerar somente o valor dos equipamentos, sistemas, instalações e os custos atuais da energia elétrica, mas também o esforço para incorporar os vários benefícios ambientais e sociais que podem ser obtidos através deste tipo de intervenção, evidenciado pelo aumento da energia gerada e também pela possibilidade de comercialização dos créditos de carbono. Tais benefícios, certamente tornarão o empreendimento mais atrativo sob o ponto de vista econômico, social e ambiental.

Considerando que a grande maioria das centrais hidrelétricas, hoje instaladas, apresentam um histórico operacional superior a 30 anos, onde grande parte, ou a totalidade dos impactos ocasionados por sua construção e operação já foram praticamente absorvidos pela natureza ou compensados e mitigados pelo homem, deve-se considerar que as emissões de GEE são, praticamente nulas, não existindo a necessidade de remoção compulsória das populações ribeirinhas, em função de não serem alterados os níveis operacionais do reservatório, e conseqüentemente, excluindo a possibilidade de ocorrência de novos processos de erosão de margens, decomposição de material orgânico e sedimentação.

Desta forma, pode-se considerar que a modernização de centrais hidrelétricas, cria, de maneira positiva, condições para o desenvolvimento sócio-econômico da região, uma vez que, estimula o uso múltiplo do reservatório, além de possibilitar a inserção no Sistema Interligado Nacional de incrementos de energia limpa e renovável, contribuindo para se evitar o despacho de centrais termelétricas acionadas pela queima de combustíveis fósseis.

#### **4.4.4.1 Linha de base**

Linha de Base (ou “*Baseline*”) deve ser entendida como a quantificação dos montantes de gases de efeito estufa que, hipoteticamente, poderiam deixar de ser emitidos, caso os projetos baseados em fontes renováveis sejam implantados, em contraposição aos projetos existentes. A padronização das linhas de base (por exemplo, taxas de emissão, parâmetros e /ou metodologias), se bem feitas e ajustadas a tipos específicos de projetos, podem, simultaneamente, promover maior consistência nas ações, limitando a oportunidade de conclusões para obtenção de resultados, reduzindo os custos de transação.

Para definir a adicionalidade do Projeto determina-se um cenário de referência (ou como é definido nos documentos de referência do MDL, uma linha de base ou “*baseline*”), que expressa de modo transparente e mensurável, quais seriam as emissões que ocorreriam se o projeto não fosse implementado. Desta forma pode-se verificar a importância da linha de base de uma atividade, pois ela representa o cenário das emissões de gases de efeito estufa, detalhado por fontes, que ocorreriam na ausência da atividade de projeto avaliada.

#### **4.4.4.2 Linha de base de uma UHE sendo modernizada no sistema interligado - Subsistema Sul-Sudeste**

Levando-se em conta que a padronização de “linhas de base”, deve ter como referência cenários locais, nacionais ou regionais, isto é, uma única emissão de linha de base (tCO<sub>2</sub>/MWh) para todos os projetos dentro de contexto locacional.

Segundo estudos desenvolvidos por MALDONADO (2006), com base na metodologia denominada de “*margem combinada*” (“*combined margin*”), identificou-se os efeitos dos novos projetos na operação de centrais atuais e futuras, e, na definição do local e data de entrada de operação das novas centrais a serem construídas, ou seja:

$$\text{Margem Combinada} = \frac{MO_{\text{anual}} + MC_{\text{histórica}}}{2} \quad [4.1]$$

Onde:

¾ Margem de Construção (MC): cada projeto candidato ao MDL deve deslocar a adição de uma nova central. Como este efeito terá reflexo em toda a capacidade a ser adicionada, serão consideradas as plantas a serem construídas nos próximos 10 anos (usando-se dados do Plano Decenal de Geração) e aquelas que estão em construção (adotando-se o Relatório de Fiscalização da Geração e disponibilizado pela ANEEL – [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br) – em seu site);

¾ Margem de Operação (MO): a margem de operação é predominante nos meses subsequentes à entrada em operação do projeto, depois que a margem de construção já teve seu efeito considerado. Será utilizado aqui um custo médio ponderado de todas as plantas em operação, excluídas as plantas que operem com combustíveis de baixíssimo custo, tais como:

- f Grandes centrais hidrelétricas;
- f Pequenas centrais hidrelétricas;
- f Eólicas;
- f Solar, e
- f Biomassa com combustível de baixo custo.

Para definição das margens foram levantados os dados de geração existente, em março de 2005, totalizando 88.629 MW de capacidade instalada, em 1.345 centrais. Além disso, considerou-se cerca de 7.600 MW de capacidade a ser instalada até o ano 2009.

Para o cálculo expedido da linha de base do setor elétrico brasileiro considera-se as seguintes premissas básicas:

- ¾ Retira-se as centrais dos sistemas isolados;
- ¾ Considera-se dois grandes sistemas interligados (sul/sudeste/centro-oeste e norte/nordeste), uma vez que, apesar da definição de quatro sub-mercados, entendemos que a análise dentro destes dois grandes sistemas interligados

representa adequadamente a agregação de carga e geração;

¾ Considera-se as datas previstas de entrada em operação, a partir dos relatórios de fiscalização da ANEEL, avaliando os cronogramas de implantação de maneira conservadora;

¾ Adota-se que as térmicas emergenciais, cujos contratos encerram-se no final de 2004, terão 50% de sua capacidade transferida para os sistemas isolados e 50% ficará dentro do mesmo sistema que estão implantados atualmente;

¾ o fator de capacidade de cada planta foi calculado utilizando-se a potência instalada, definida pela ANEEL, e a energia efetivamente gerada nos últimos 24 meses;

¾ as análises dos fatores de potência levaram aos seguintes valores médios: (i) grande hidrelétrica – 56%; (ii) pequena hidrelétrica – 61%; (iii) eólica – 29%; (iv) óleo – 30%; (v) carvão – 75%; (vi) biomassa – 50%; (vii) gás natural – 75%;

De acordo com as considerações descritas acima, compatibilizadas com os dados de geração, disponibilizados pela ANEEL, obtém-se a Linha Base referente ao Subsistema Sul-sudeste, conforme mostrado na *Tabela 4.7*, a seguir:

**Tabela 4.7 - Linha de Base para o Subsistema Sul-Sudeste**

<b>Ano</b>	<b>Margem de Operação (MO) (tCO<sub>2</sub>e/MWh)</b>	<b>Energia Total Gerada (MWh)</b>
2002	0,9304	276.731.024
2003	0,9680	295.666.969
2004	0,9431	301.422.617
<b>Média (2002-2004) = 0,9472</b>		<b>Total = 873.820.610</b>
<b>Linha Base MOx0,50+MCx0,5 (tCO<sub>2</sub>e/MWh)</b>		<b>Margem de Construção (MC) (tCO<sub>2</sub>e/MWh)</b>
<b>0,5364</b>		<b>0,1255</b>

Fonte: MALDONADO (2006)

## 5. ANÁLISE DE PARÂMETROS INDICATIVOS PARA A MODERNIZAÇÃO DE CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

### 5.1 Levantamento de Dados, Estudos, Avaliações e Diagnóstico

Para se estender a vida útil de um hidrogerador é necessário que a reforma seja direcionada para a recuperação de peças gastas, usadas ou danificadas. A melhoria da disponibilidade, que conseqüentemente, também proporciona aumento da vida útil é geralmente obtida com a substituição de componentes e sistemas, não implicando, necessariamente, em um aumento de potência, mesmo quando utilizados materiais tecnologicamente avançados.

A indicação da necessidade de implementação de uma obra de modernização em uma central hidrelétrica, coloca a concessionária de geração frente ao seguinte questionamento técnico-econômico:

- $\frac{3}{4}$  Quando intervir?
- $\frac{3}{4}$  Qual a extensão desta intervenção e o seu escopo?
- $\frac{3}{4}$  Qual o investimento necessário?
- $\frac{3}{4}$  Quais as perdas inerentes ao processo (indisponibilidade da unidade geradora em modernização)?
- $\frac{3}{4}$  Quais são o Tempo e a Taxa de Retorno do capital investido?

A obtenção das respostas ao questionamento acima mencionado, proporcionará ao agente gerador a segurança necessária para a tomada de decisão, que está diretamente ligada ao resultado de apurada análise econômica, que, nesse aspecto, deve considerar que as centrais hidrelétricas construídas há mais de duas décadas já necessitam de manutenção mais minuciosa e prolongada. Nesse caso, o acréscimo de geração torna-se atraente, visto ser o custo de natureza incremental, não arcando com os investimentos em desapropriação, construção de barragem, vertedor, casa de máquinas, tomada d'água, conduto forçado, equipamentos de levantamento e auxiliares, etc.. Além disso, os custos ambientais são praticamente nulos e o projeto e a fabricação dos equipamentos são feitos com a usina em operação, sendo limitada a

necessidade de paradas extraordinárias.

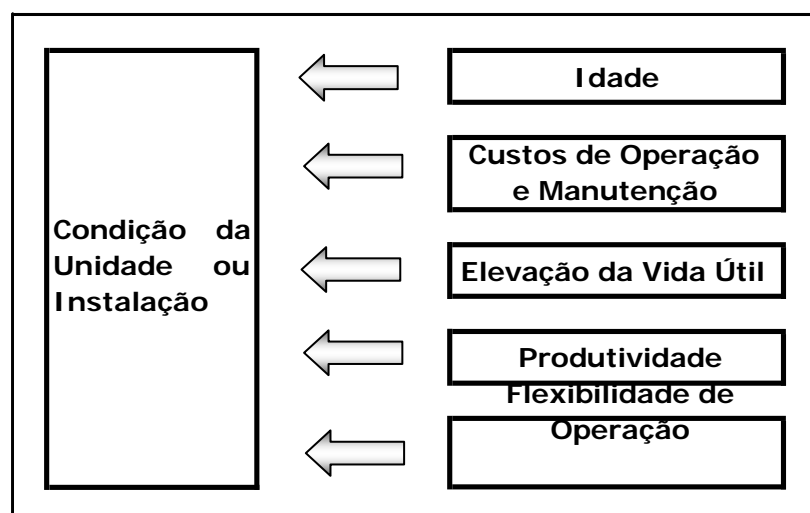
Entretanto, entende-se que somente uma avaliação criteriosa dos aspectos técnicos relacionados à disponibilidade das unidades, ao rendimento e performance, aos históricos operacional e de manutenção e à análise de sensibilidade das oportunidades, poderão subsidiar o agente gerador quanto a tomada de decisão favorável ao empreendimento.

Um aspecto de grande relevância para a obtenção de sucesso no processo de modernização é sem dúvida alguma, o levantamento de dados de equipamentos e sistemas da central, classificados normalmente em construtivos e operacionais. Os construtivos são parâmetros que intervêm dimensionalmente no projeto, geralmente são expressos na forma de diâmetros, comprimentos, espessuras, profundidades, dentre outros. Ainda fazem parte desse conjunto, informações ligadas aos materiais utilizados na concepção original do hidrogenador e equipamentos associados. Os dados operacionais são basicamente aqueles, obtidos com o hidrogenador numa determinada condição de carga, em regime termicamente estabilizado, com valores de reatâncias, resistências, constantes de tempo, normalmente compatíveis com os valores adquiridos nos ensaios de recepção da unidade.

Outros aspectos, externos ao processo de modernização, também devem ser considerados na avaliação dessa viabilidade. Dentre estes, pode-se salientar, a interface entre o agente gerador e o Operador Nacional do Sistema (ONS), que em função das disponibilidades energéticas do Sistema Interligado Nacional (SIN), pode impactar a evolução do processo de modernização, gerando pleitos contratuais, decorrentes da disponibilização de recursos pelo executor sem a efetiva parada da unidade geradora para intervenção.

Observa-se também a existência de uma multiplicidade de características operacionais e de projeto entre as centrais, diferenciando-se o escopo de cada empreendimento. Contudo, é importante que seja feita uma avaliação padronizada entre as respectivas individualidades de cada unidade geradora, no sentido de se obter uma posição que permita elos de comparação, subsidiando uma tomada de decisão tão

segura quanto possível. De acordo com SANTOS et al (1999), dentre um grande elenco de indicadores, pode-se destacar os apresentados na *Figura 5.1*, a seguir, elegendo-os como instrumentos auxiliares à tomada de decisão.



**Fonte:** XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SANTOS, COELHO e DIAS (1999)

**Figura 5.1** – Indicadores para Tomada de Decisão

Relativamente ao indicador *idade* é de fundamental importância considerar os seguintes aspectos: Registros efetuados durante a realização de inspeção detalhada, executada por profissionais experientes, bem como o adequado monitoramento do estado da arte tecnológica, seja no que diz respeito a este indicador como para os de *produtividade, elevação da vida útil e flexibilidade operacional*.

### 5.1.1 Indisponibilidade forçada

Dentro dos estudos de avaliação da viabilidade de empreendimentos de modernização, considera-se o aspecto da “*indisponibilidade*”, como um fator dos mais importantes a ser utilizado na análise econômica das alternativas, estando diretamente relacionado com o custo das perdas provenientes da indisponibilidade da unidade geradora para geração no SIN. No levantamento destes custos, deve-se considerar a ocorrência do mesmo em duas etapas distintas, a saber: Primeiramente,

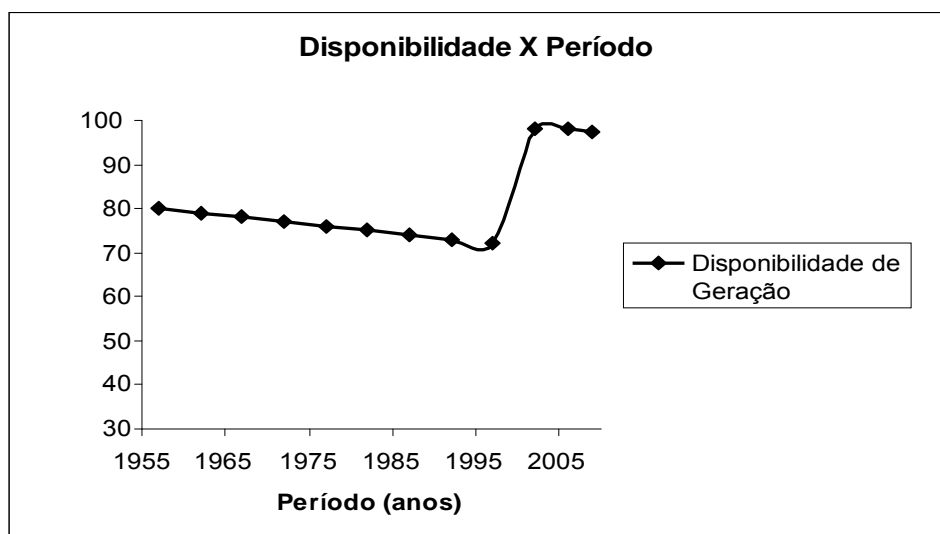


antes da intervenção para modernizar a unidade, considera-se, estatisticamente, a indisponibilidade ocorrida devido às paradas por falhas, reparos, sobressalentes e contingências do Sistema. Numa segunda etapa, deve-se, simplesmente, levar em consideração o tempo total da obra de modernização com indisponibilidade da unidade propriamente dita.

### 5.1.2 Fator de disponibilidade

O fator de disponibilidade das centrais hidrelétricas componentes do SIN, está diretamente associado ao histórico operacional das mesmas, onde o mesmo é avaliado através de inspeções e ensaios especiais (dielétricos), realizados ao longo das manutenções preventivas, e entendido como normal para o setor elétrico quando seus valores se situam entre 0,94 a 0,98.

De forma a exemplificar tal afirmativa, apresenta-se o gráfico da *Figura 5.2* abaixo, onde estão representados os reflexos imediatos do processo de modernização sobre o fator de disponibilidade de uma unidade geradora, ao longo de seu histórico operacional.



Fonte: FURNAS Centrais Elétricas SA.

**Figura 5.2** - Gráfico “ % Disponibilidade x Período”

### 5.1.3 Avaliação hidroenergética

A avaliação hidroenergética, inicia-se pelos estudos das condições hidrológicas atuais, representada pela série histórica de vazões do rio, complementada pela análise e comparação de dados antigos anteriores à construção do empreendimento, incluindo-se aí, a análise dos benefícios resultantes de regularização de vazões à montante da central estudada, ocasionada, por vezes, pelo aproveitamento energético de sua partição de queda. Caso existam indícios de majorações nos valores pesquisados, esta poderá ser concluída pela revisão do projeto hidrológico, motivado por alterações climáticas, série maior de dados e, inclusive, melhores condições de monitoramento dos reservatórios (sistemas com respostas mais rápidas, previsões meteorológicas mais precisas, etc.).

A avaliação hidroenergética do empreendimento requer o desenvolvimento das seguintes atividades:

- ¾ Coleta de dados de vazão para formação de nova série histórica (Fontes: HIDROWEB, Agência Nacional de Águas - ANA);
- ¾ Verificação de estações fluviométricas com réguas verticais graduadas na região da bacia hidrográfica do rio;
- ¾ Medições fluviométricas da central hidrelétrica;
- ¾ Estudo de regressão, se necessário;
- ¾ Estudo energético (queda de projeto, potência assegurada e energia assegurada).

### 5.1.4 Avaliação do circuito hidráulico

A avaliação do circuito hidráulico consiste em diagnosticar o estado das estruturas civis e dos equipamentos hidromecânicos que o compõe, desde o início do circuito de adução, definido em função do arranjo da central, até o tubo de sucção, que podem, dependendo das suas condições de conservação e funcionamento, provocar perdas de carga, e conseqüentemente reduzir o rendimento do circuito. Existe uma

série de componentes no circuito hidráulico que se deterioram com o tempo e que devem ser recuperados, tais como vigas, as próprias grades, a caixa espiral, septos tanto da tomada d'água como da sucção, etc.. A recuperação se constitui na eliminação de incrustações, deformações e arrancamentos tanto de partes metálicas como do concreto, que aumentam de forma significativa a rugosidade das paredes e peças.

### **5.1.5 Diagnóstico da turbina e equipamentos associados**

O diagnóstico da turbina, indicativo para sua modernização ou reabilitação, exige o estudo prévio da documentação original de projeto (estudo de seleção de máquina, características técnicas inclusive curvas de colina, ensaios em modelo reduzido, projeto de fabricação e o relatório dos testes de comissionamento), seu histórico de manutenções, de inspeção visual detalhada do seu estado de conservação, de ensaios de vibração do eixo do rotor e de seu rendimento operacional.

A avaliação do histórico de manutenções, inspeção visual e ensaios de vibração vão determinar a amplitude dos reparos que devem ser feitos na turbina, que certamente irão melhorar seu fator de capacidade, quer pela redução da frequência de paradas por falhas de máquina, quer pela maximização ou recuperação de seu rendimento original.

O ensaio de rendimento da turbina deve ser considerado como um importante componente do conjunto de parâmetros técnicos necessários para a indicação da implementação do processo de modernização ou repotenciação de uma unidade geradora, definindo o escopo dos serviços, que vão, desde o reestabelecimento de suas condições originais, até, a substituição total do rotor visando o acréscimo de rendimento ou potência. Este ensaio é conhecido como “*Index Test*”, e se utiliza da vazão medida na entrada da caixa espiral da turbina, da queda líquida e do rendimento do gerador, possibilitando a determinação do rendimento da turbina que, segundo SOUZA Z. (1999), é definido pelas expressões:

$$P = g \cdot \rho \cdot \eta_{sa} \cdot \eta_t \cdot \eta_g \cdot Q \cdot H \quad [W] \quad [5.1]$$

e

$$\eta_t = P_e / P \quad [5.2]$$

onde:  $\eta_{sa}$ ,  $\eta_t$  e  $\eta_g$  são, respectivamente, os rendimentos do sistema de adução, turbina e gerador;

$P_e$  é a potência no eixo;

$P$  a potência nominal.

Considerando como aceitáveis, para turbinas hidráulicas com rotor Pelton, Francis, Hélice ou Kaplan, o seguinte intervalo de valores:  $0,90 < \eta_t \leq 0,98$ .

Tais ensaios de rendimento (“*Index Test*”), têm como finalidades básicas, conforme prescreve a Norma ASME-PTC-18-1949, os seguintes aspectos:

- ¾ Determinar as características de uma turbina para sua operação eficiente;
- ¾ Complementar os dados obtidos em ensaios de aceitação;
- ¾ Determinar a combinação ideal que relaciona a abertura do distribuidor e vazão aduzida, e conseqüentemente a potência gerada;
- ¾ Determinar alterações no rendimento ou potência fornecida ao eixo do gerador devidas ao envelhecimento, erosões, alterações ou qualquer outra mudança de performance ao longo do tempo.

A aplicabilidade dos ensaios do tipo “*Index Test*” pode ser considerada como usual dentro do segmento de geração hidrelétrica, conforme citações, textuais, feitas pelo TVA (Tennessee Valley Authority) sobre a aplicação, a partir de 1979, deste tipo de ensaios em seu parque gerador, constituído por antigas centrais hidrelétricas:

*”Foram realizados 55 ensaios nas turbinas do TVA desde o começo do programa de testes. Uma seca severa limitou os ensaios em 1986. Os ensaios incluíram turbinas tipo Francis, Kaplan, Hélice e de fluxo diagonal. Na maioria dos casos havia indicações de deterioração na performance das turbinas em relação a instalação original”.*

*“Nossa experiência indica que quando a eficiência foi deteriorada cerca de 2%, reparos ou manutenções para restaurar o nível de performance original são mais do que justificados em relação aos custos do reparo e dos testes”.*

*“O método Index Test provou ser um meio confiável para medidas relativas de mudança de performance de turbinas. Com algumas exceções o Index Test, conduzido cuidadosamente, pode detetar um nível de desvio na performance de 0,5% ou menos”.*

*“Ensaio frequentes de Index Test, especialmente antes e depois de grandes manutenções na turbina, devem ser realizados para detetar mudanças na performance num estágio inicial e estabelecimento de controle”.*

#### **5.1.6 Diagnóstico do gerador e equipamentos associados**

Considera-se o gerador elétrico e seus equipamentos associados, como o grupo de componentes ao qual, aplicados os conceitos de uma modernização ou repotenciação, possibilita os maiores ganhos de potência, devendo pois, ser bem avaliado. A idade, as características e o estado de envelhecimento provocado pelo TEAM (Esforços Térmicos, Elétricos, Ambientais e Mecânicos) são os principais fatores causadores da queda de rendimento dos geradores. Paralelamente, e de forma complementar, deve-se verificar no histórico do gerador a existência de sobrecargas imprevistas com excesso de temperatura ou deficiências de construção, como também desgaste da isolação por efeito corona, que conseqüentemente reduzem a expectativa de vida do mesmo.

Segundo as recomendações constantes da Proposta de Normalização IEEE Std. 1147-1991, para que o diagnóstico possa ser feito com um alto índice de confiabilidade, deve-se adotar um programa intensivo de avaliação das condições dos componentes do gerador, conforme indicado abaixo:

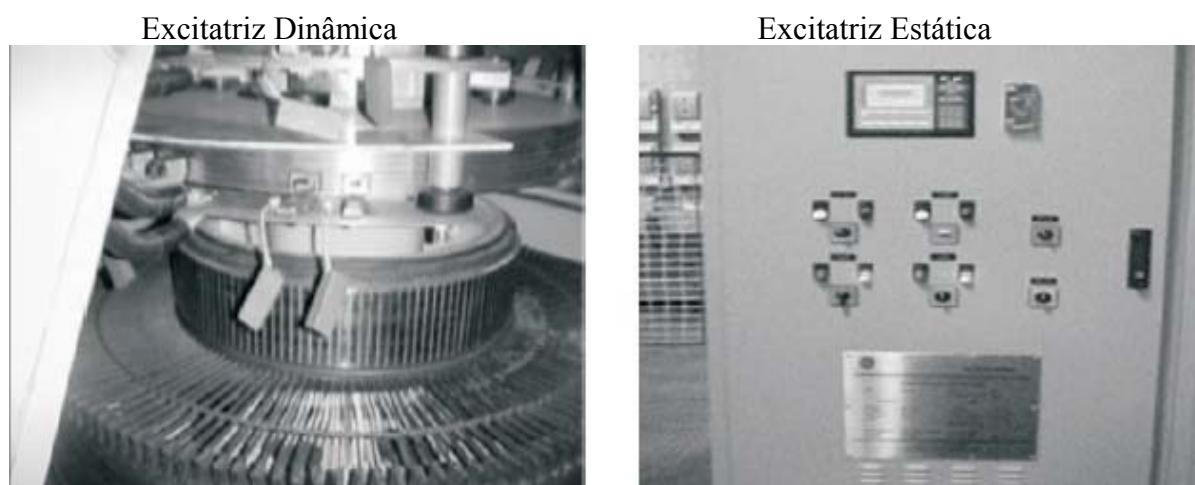
- a) Enrolamento do Estator
  - $\frac{3}{4}$  Medições de tangente delta;
  - $\frac{3}{4}$  Medições de descargas parciais/corona;
  - $\frac{3}{4}$  Testes de alta tensão/durabilidade.
- b) Enrolamento de Campo
  - $\frac{3}{4}$  Medições de isolamento;
  - $\frac{3}{4}$  Testes de tensão de impulso (entre espiras);
  - $\frac{3}{4}$  Medições de resistência.
- c) Cunjagem do Enrolamento do Estator
  - $\frac{3}{4}$  Posicionamento;
  - $\frac{3}{4}$  Firmeza.
- d) Núcleo do Estator
  - $\frac{3}{4}$  Compressão residual;
  - $\frac{3}{4}$  Condições de isolamento;
  - $\frac{3}{4}$  Alinhamento.
- e) Rotor
  - $\frac{3}{4}$  Medições de vibrações (deslocamentos de massas e curto circuito entre espiras).
- f) Geral
  - $\frac{3}{4}$  Medições do sistema de ventilação;
  - $\frac{3}{4}$  Medições de potência disponível no acoplamento;
  - $\frac{3}{4}$  Inspeção visual.
- g) Ensaio de Rendimento e Campo Operacional

Em relação aos aspectos térmicos, a modernização ou repotenciação do gerador, exige uma avaliação dos enrolamentos do estator e de campo, bem como, do sistema de excitação, para permitir o aumento de potência requerida, com mudanças na classe de isolamento, quando necessário (Caselato, 1998).

Conforme anteriormente mencionado, os enrolamentos dos geradores antigos, construídos com isolamento da classe de temperatura B, que suportam temperaturas de até 120°C, possuem vida útil de aproximadamente 25 anos (Kedecki apud Caselato,

1994). Em se tratando de obras de modernização, é imperativo a substituição do enrolamento do estator, alterando não só a sua seção condutora, como também, a classe de isolamento de B para F, que suporta temperaturas de até 155°C. Essa mudança permite instalar, na mesma ranhura existente no núcleo do estator, barras com seção maior de cobre e uma seção menor de isolação, com o mesmo poder dielétrico.

Nestas condições, o enrolamento de campo, quase sempre suporta um acréscimo de potência da ordem de 20%, sem a necessidade de qualquer mudança. Quanto ao equipamento de excitação, geralmente sua modernização é necessária, já que eram constituídos de máquinas rotativas, sendo recomendado atualmente a opção por máquinas estáticas de maior confiabilidade e rendimento, conforme evidenciado na *Figura 5.3*, a seguir:



Fonte: XXVI Seminário Nacional de Grandes Barragens

**Figura 5.3** – Substituição da Excitatriz Dinâmica por Excitatriz Estática

Além do gerador em si, deve-se atentar também, para todos os equipamentos e sistemas associados, como por exemplo, o sistema de ventilação que deve também sofrer um processo de atualização tecnológica de forma a manter as condições de operacionalidade das unidades modernizadas, já que o aumento de calor no gerador decorrente da modernização precisa ser devidamente dissipado. Existem em operação

unidades com sistema de ventilação do tipo aberto e do tipo circuito fechado com radiadores e sistema de resfriamento a água. Conclui-se, desta forma, que o projeto de ventilação deverá sofrer modificações que permitam a adequada troca de calor com o meio externo, utilizando-se, por exemplo, de ventiladores maiores no primeiro tipo (circuito aberto) e aumentando o fluxo de água ou resfriando a água dos radiadores no segundo tipo (circuito fechado). Além deste importante sistema, outros, devem sofrer um processo de atualização semelhante (combate a incêndio com CO<sub>2</sub>, injeção de óleo a alta pressão, levantamento e frenagem, supervisão e controle, monitoramento, medição e proteção), proporcionando uma melhoria significativa nas condições operacionais da unidade.

#### **5.1.7 Sistema de transformação e transmissão**

Todo o circuito elétrico em série, na saída dos terminais do gerador deverá ser examinado: disjuntores, barramentos de fases isoladas ou cabos elétricos, transformadores elevadores e etc., deverão ter suas performances e condições operativas avaliadas.

Todos os aspectos relacionados à transformação e transmissão devem ter verificados sua compatibilidade com a capacidade da instalação após a implementação de novas filosofias decorrentes da modernização, que associada à digitalização dos equipamentos de supervisão, controle, monitoramento e proteção, serão os responsáveis pela otimização das novas condições de operação da central, aumentando a confiabilidade de seus equipamentos e de suas conexões elétricas, e possibilitando, quando programado, a operação remota da central.

#### **5.1.8 Diagnóstico geral**

Evidentemente, em se tratando, especificamente, de obras de modernização, não se deve considerar como opções para ganhos de potência e rendimento, a alteração das condições de dimensionamento estrutural da central. As alterações da queda bruta, bem como da vazão a ser turbinada, têm reflexos diretos nas condições nominais de



operação, introduzindo reflexos indesejáveis, como por exemplo, no caso de aumento do nível máximo do reservatório, os problemas referentes à desapropriação e aos impactos ambientais, decorrentes do aumento da área alagada, que trarão para o processo mais uma variante a ser solucionada, além do ônus econômico resultante das ações mitigadoras a serem implementadas.

É importante ressaltar que, os equipamentos ou estruturas dispostos em série devem ser avaliados em conjunto quando se processa a modificação de um deles, principalmente quando há majoração de potência, visto que, tais modificações sempre vêm atreladas à solicitações extras nos demais componentes e sistemas da unidade, e conseqüentemente da central. Desta forma, no caso de modificação no rotor da turbina com o objetivo de obter-se ganhos de potência, devem ser examinados também, os reflexos desta majoração no circuito hidráulico da casa de força (constituído de tomada de água, conduto forçado, caixa espiral e distribuidor da turbina, rotor da turbina, tubo de sucção e canal de fuga), no eixo da turbina (no que diz respeito ao acréscimo de torque) e no gerador (no que se refere ao torque e aquecimento).

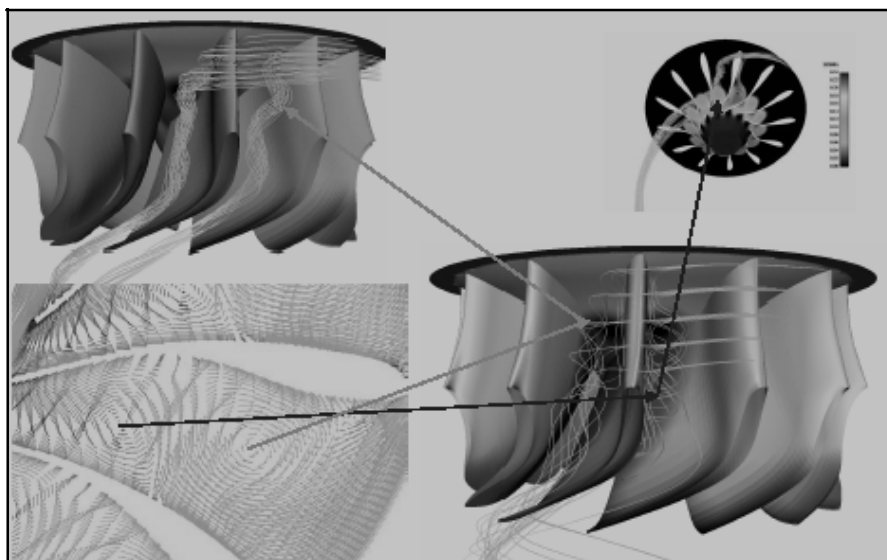
Em se tratando dos acréscimos de vazão, requeridos pelo aumento de potência, conforme definido anteriormente no *capítulo 2*, pode-se verificar que estes, ocasionarão, no caso de rejeição de carga, uma sobrepressão maior no conduto forçado, caixa espiral e tubo de sucção, obrigando a introdução de reforços estruturais nestes componentes. Por outro lado, equipamentos associados, como o regulador de velocidade ou o sistema de excitação do gerador, devem sofrer modificações apropriadas com vistas a garantir a integridade e funcionalidade da unidade geradora. Com relação aos reguladores, estes podem ser substituídos totalmente por reguladores digitais mais modernos, ou mesmo introduzir adaptações, substituindo alguns componentes por peças e acessórios mais modernos, resultando num aumento da confiabilidade e eficiência. (Caselato, 1998 apud Veiga, 2001).

## 5.2 Modernização da Turbina, Gerador e Equipamentos Associados

Concluída a etapa de diagnósticos e estudos de avaliação das reais condições da central, conhecendo-se o estado operacional das unidades geradoras, resultante de seu envelhecimento e sabedores da tecnologia construtiva adotada, define-se a abrangência da modernização a ser implementada, viável técnica e economicamente, através da avaliação detalhada do grupo gerador.

### 5.2.1 Modernização da Turbina

A recuperação de turbinas compreende a substituição de suas partes, desgastadas pelo uso intensivo, ou erodidas devido à cavitação. Algumas peças podem ter melhoradas suas performances através da utilização de novos materiais ou pela otimização dos estudos hidrodinâmicos de seus perfis (vide *Figura 5.4*).



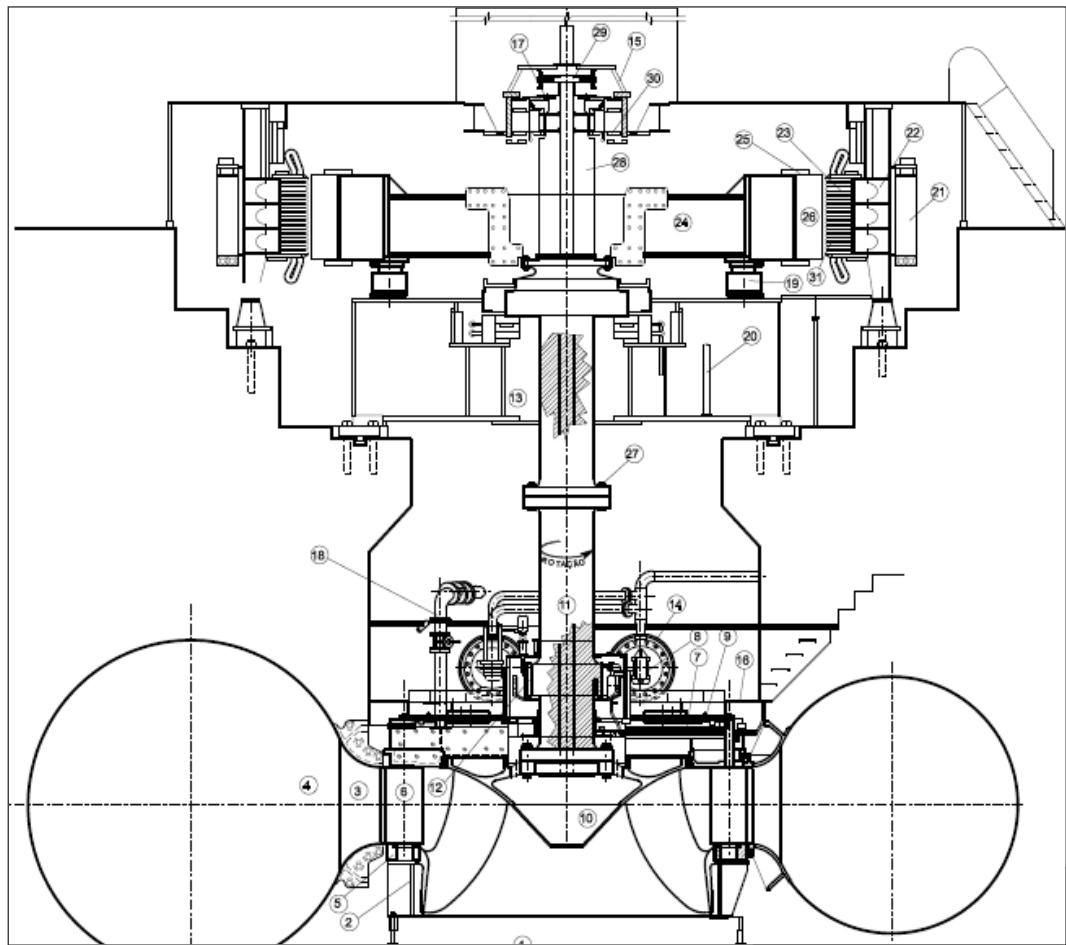
Fonte: XXVI Seminário Nacional de Grandes Barragens

**Figura 5.4** – Reavaliação Hidrodinâmica do Rotor da Turbina

Geralmente nos processos de modernização as dimensões principais do equipamento são mantidas conforme projeto original. De acordo com a necessidade identificada nas avaliações técnicas de desempenho e campo operacional, pode-se

definir o escopo dos serviços a serem implementados, conforme indicado, ilustrativamente, na *Figura 5.5*, abaixo. Encontra-se na literatura disponível sobre o assunto, alguns dados referentes à recuperações executadas pela IBERDROLA, em 36 turbinas de seu parque gerador (Arregui, Iberdrola, 1996):

- ¾ Substituição de placas de desgaste e fixados anéis de vedação com aço inox Cr-Ni;
- ¾ Palhetas diretrizes aperfeiçoadas pela cobertura de todas as partes que sofrem erosão e as ranhuras de vedações com aço inoxidável. Seus eixos e mancais sofreram reforma completa por usinagem e substituição de buchas. Substituídas as vedações;
- ¾ Todas as buchas de bronze lubrificadas de palhetas diretrizes, anéis de regulação, servomotor e sistemas de transmissão foram substituídas por buchas auto-lubrificantes. Mancais submetidos a baixas cargas e de fácil recolocação tiveram suas vedações substituídas por materiais sintéticos como politetrafluorathile (PTFE) com grafite e vibra de vidro. Aqueles mancais com altas cargas tiveram suas vedações substituídas por buchas metálicas auto-lubrificantes;
- ¾ Todos os parafusos, porcas e superfícies em contato com materiais auto-lubrificantes foram substituídos por aço inox 13% Cr;
- ¾ O sistema central das palhetas diretrizes foi aperfeiçoado com novo projeto sobre a tampa superior da turbina;
- ¾ No caso de turbinas de média e alta queda, vedações especiais foram desenvolvidas para evitar vazamentos quando em operação em vazio com as comportas abertas;
- ¾ Todos os elementos ou materiais apresentando desgastes e aqueles que se tornaram obsoletos foram substituídos tais como: babbit dos mancais de guia das turbinas, trocadores de calor, vedações e instrumentação.



Fonte: FURNAS Centrais Elétricas (2006).

**Legenda da Figura 5.5:**

1) Tubo de Sucção	12) Mancal de guia	22) Carcaça do estator
2) Anel de descarga do rotor	13) Mancal de escora	23) Núcleo do estator
3) Pré-distribuidor	14) Servomotor	24) Aranha do rotor
4) Caixa espiral	15) Aeração da turbina	25) Anel magnético do rotor
5) Anel inferior do distribuidor	16) Passadiço	26) Conjunto de pólos do rotor
6) Palheta diretriz	17) Válvula de aeração	27) Acoplamento turbina-gerador
7) Tampa da turbina	18) Tubulação sist. levantamento	28) Eixo superior
8) Anel de regulação	19) Sist. levantamento/frenagem	29) Anel coletor
9) Alavancas e bielas	20) Tubulação água resfriadores	30) Mancal de guia do gerador
10) Rotor Francis	21) Resfriador de água	31) Enrolamento do estator
11) Eixo da turbina		

**Figura 5.5** – Corte Típico de Grupo Turbina/Gerador com Pontos de Reparo

As diretrizes referentes aos reparos em turbinas modernizadas, realizados pela IBERDROLA, na década passada, podem ter sua acurácia confirmada, na atualidade, pelos projetos de modernização implementados por FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS em seu parque gerador, visto que, o foco das intervenções são extremamente semelhantes, de onde pode-se concluir que os resultados esperados, serão atingidos em sua plenitude.

Segundo a IBERDROLA, o método mais adequado para avaliação dos ganhos de rendimento e performance, após as recuperações, é o “*Index Test*”. Como a eficiência é diferente para os diversos pontos de operação das máquinas, o rendimento médio pode ser obtido através da seguinte fórmula:

$$\bar{\eta} = 0,15 \times \eta_{00} + 0,35 \times \eta_{90\%} + 0,10 \times \eta_{70\%} + 0,50 \times \eta \quad [5.3]$$

Onde:

$\bar{\eta}$  = rendimento médio =  $\Sigma$  (índice de tempo) x (ganho de rendimento na condição operacional de carga – % abertura do distribuidor)

De forma a comprovar a hipótese acima descrita, e após a conclusão de vários empreendimentos de modernização, o Grupo Iberdrola, de posse dos dados relativos aos ensaios de rendimento de diversas unidades geradoras modernizadas, elaborou, um estudo estatístico conclusivo, que nos indica que o incremento médio de rendimento adicionado às máquinas reparadas foi de 2,28%. O cálculo do rendimento médio foi baseado nos dados disponibilizados na *Tabela 5.1 – Incremento de Eficiência Iberdrola*.

**Tabela 5.1**– Incremento de Eficiência no Reparo de Turbinas Iberdrola

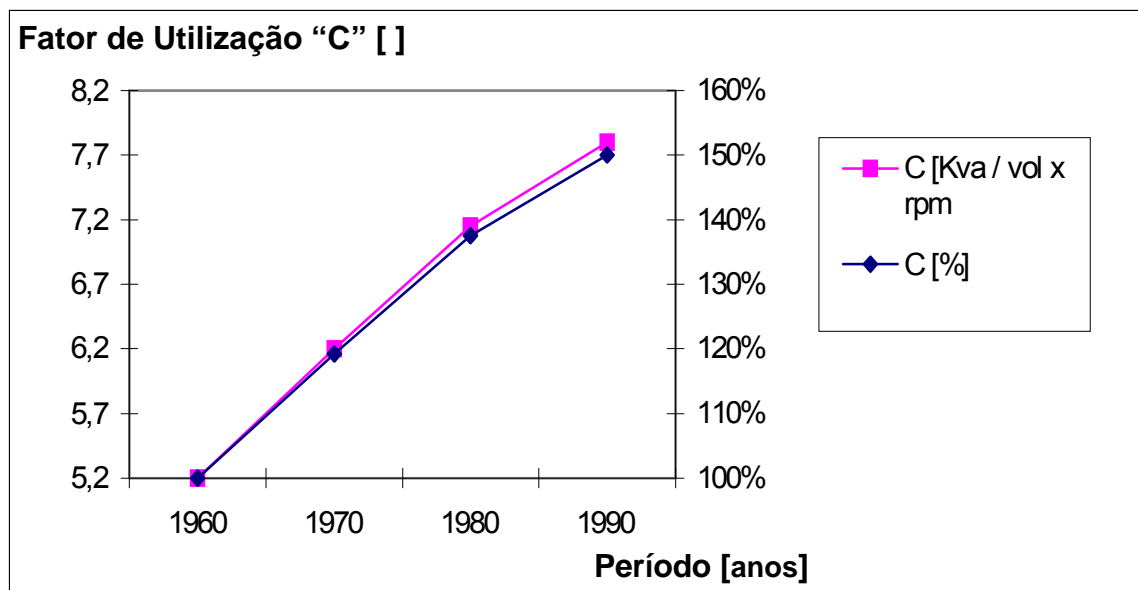
<b>GANHO EFICIÊNCIA EM FUNÇÃO DA CARGA</b>					
<b>Unidade Geradora</b>	<b>50%</b>	<b>90%</b>	<b>100%</b>	<b>Média</b>	<b>Ganho Produção (MWh)</b>
Puente Bibey – UG1	4,4	3,01	3,2	3,42	4.906
Puente Bibey – UG2	3,6	2,87	2,14	2,98	4.273
Villarino – UG2	3,5	4,28	3,84	3,97	7.193
Barazar – UG1	4,5	2,99	3,14	3,41	2.569
Aldeadavila – UG4	1,3	2,2	2,5	2	7.595
Villarino – UG4	1,5	0,65	0,48	0,87	1.576
San Esteban – UG2	1,65	1,65	1,73	1,66	3.732
San Esteban – UG1	1,15	0,55	0	0,65	1.461
Saucelle – UG1	1,9	2,2	3	2,22	5.498
Conso – UG2	3,3	3,3	4	3,41	2.404
Conso – UG3	0,5	0,5	0	0,43	303
Saucelle – UG3	2	2,2	3,7	2,37	5.869
<b>MÉDIA</b>	<b>2,44</b>	<b>2,2</b>	<b>2,31</b>	<b>2,28</b>	<b>3.948</b>

Fonte: Arregui, Iberdrola, 1996

### 5.2.2 Modernização do gerador

Trata-se de uma intervenção que certamente resultará num aumento de potência da unidade geradora. Caso se apresente a necessidade de sua reforma, ela deve estar orientada também pelos ganhos de potência possíveis na turbina. Nestas condições, deve-se capacitar o gerador para a conversão desta energia incremental, porém permanecendo dentro dos limites do “TEAM” de esforços específicos.

Ainda que mantidas as dimensões originais, é possível se reprojeta geradores com uma potência maior. O fator de utilização “C”, conforme a expressão [3.1], que mede a potência produzida por unidade de volume da parte ativa do gerador em função da rotação apresentou, nos últimos 30 anos um acréscimo de rendimento de cerca de 50%, conforme a *Figura 5.6* que se segue:



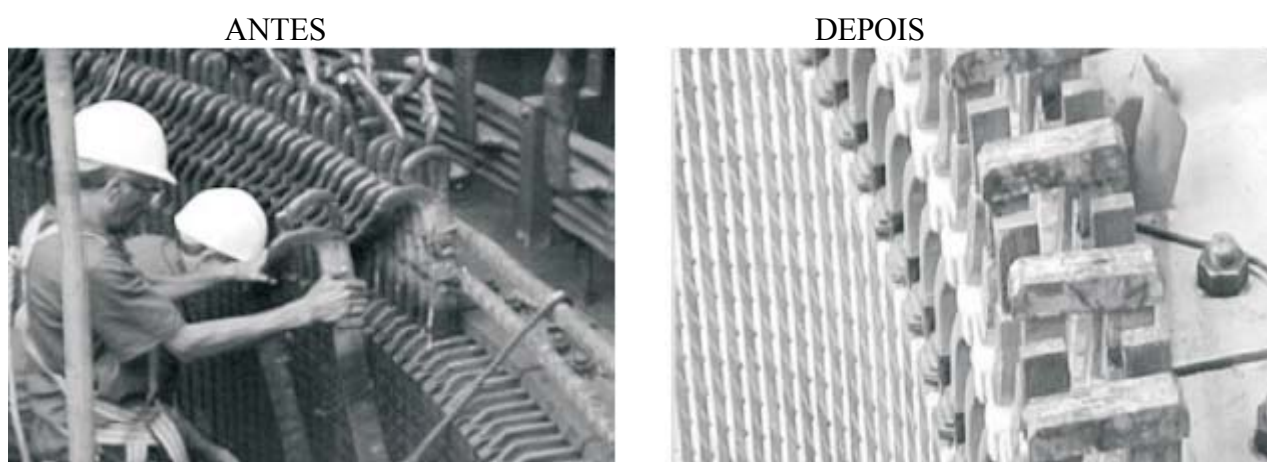
Fonte: Retrofit – OAG Consult, 1996

**Figura 5.6** – Evolução do Fator de Utilização dos Geradores

Os componentes que mais contribuíram para esta evolução segundo RIBEIRO (2005), foram:

- ¾ **Núcleo do Estator** - A utilização de chapas siliciosas de melhor qualidade com redução das perdas de ferro em até 50%, em conjunto com nova geometria dos segmentos, proporcionaram uma melhor distribuição do fluxo e uma conseqüente redução da temperatura. Adicionalmente, a substituição do papel isolante entre chapas por vernizes de espessura reduzida permitiram uma melhoria do fator de empilhamento. Estes fatores são responsáveis por um acréscimo do fator de utilização variando entre 5 e 10%;
- ¾ **Enrolamento do Estator** - A introdução de materiais isolantes produzidos com tecnologia de ponta, tais como fitas isolantes de mica com tecido de vidro e resinas sintéticas utilizada na impregnação pelo processo VPI (impregnação com maior rigidez dielétrica e classe de temperatura mais elevada do que os antigos materiais asfálticos). Isto permitiu a redução da

espessura da isolamento facilitando a transferência de calor do cobre para o ar de refrigeração, bem como um aumento da seção transversal do condutor. Estas modificações permitem um ganho no fator de utilização variando entre 15 e 20% (*vide Figura 5.7*):



Fonte: XXVI Seminário Nacional de Grandes Barragens

**Figura 5.7** – Reisolamento das Bobinas do Estator de Classe B para Classe F

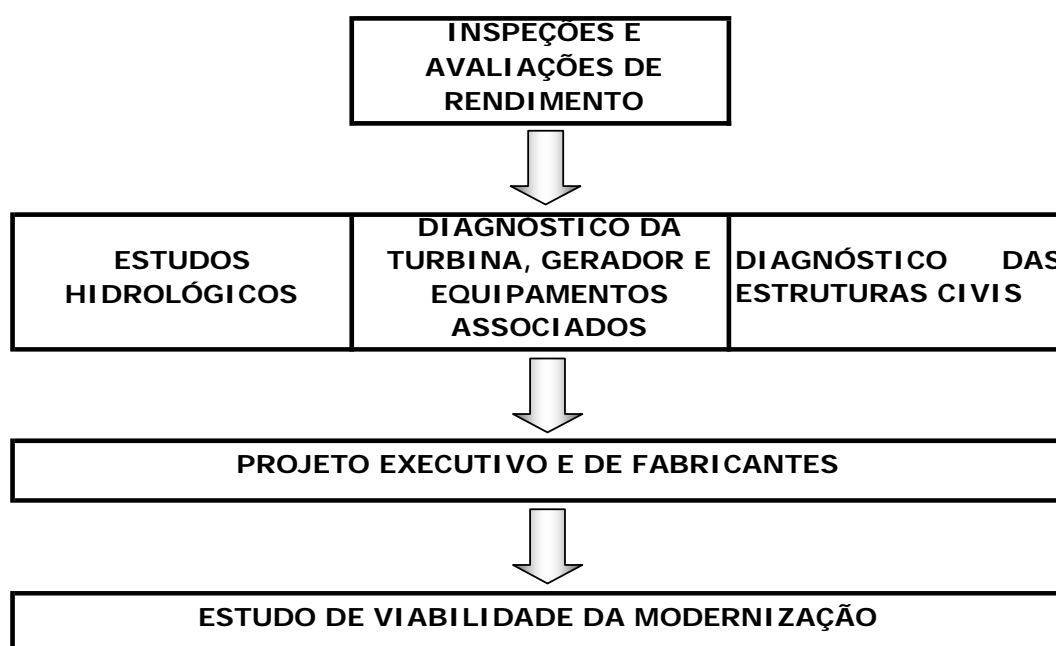
- ¾ **Enrolamento do Rotor** - Embora de modo geral não haja necessidade de substituição dos pólos, devem ser analisadas as solicitações operacionais das isolações principais e entre espiras das bobinas polares, sob as novas condições de carga. Normalmente procede-se a substituição dessas isolações, devido ao seu envelhecimento e às maiores solicitações térmicas e elétricas na máquina modernizada;
- ¾ **Sistema de Ventilação** - O resfriamento provocado pela ventilação é função do volume total de ar em circulação, de sua velocidade junto às superfícies aquecidas e da geometria destas partes percorridas pelo ar. Através de estudos que simulam a distribuição do fluxo de ar, suas quedas de pressão e velocidades, em função da geometria do circuito, pode-se obter uma correta estimativa do resfriamento da máquina. É possível otimizar o cálculo de novos ventiladores com um rendimento em até 30% superior ao dos antigos projetos. Esta medida pode originar um acréscimo de 15 a 25% na potência útil do gerador;



- ¾ **Reforços Estruturais** - Caso haja alteração do circuito magnético, existe a possibilidade de ocorrência dos seguintes fenômenos:
- Manutenção dos esforços em regime transitório;
  - Elevação dos esforços em regime permanente. Neste último caso devem ser verificadas as tensões sobre os componentes destinados a transmissão dos esforços, tanto para as partes girantes quanto para seus apoios nas estruturas de concreto.

### 5.3 Consolidação dos Critérios Técnicos.

Pelo exposto, conclui-se que na grande maioria dos casos, é sempre possível a obtenção de incrementos de rendimento e potência com a modernização de um conjunto turbina gerador com idade superior a 30 anos, com significativos ganhos de capacidades, entretanto, para que esta solução seja dotada de confiabilidade, é fundamental a adoção de uma requintada técnica de monitoramento de suas grandezas e análise dos resultados, mesclando de forma balanceada a expertise de fabricantes e de agentes operadores, conforme mostrado no fluxograma “*Procedimento de Avaliação de Modernização*”, apreentado na *Figura 5.8*, a seguir:



*Figura 5.8* - Fluxograma: Procedimento de Avaliação da Modernização

## **6. ANÁLISE DA ATRATIVIDADE DO PROCESSO DE MODERNIZAÇÃO**

### **6.1 Regulamentação, Oportunidades e Atratividade da Modernização**

#### **6.1.1 Análise institucional**

A análise institucional baseia-se no modelo do setor elétrico que vinha sendo praticado durante os governos anteriores, fazendo parte também a análise do novo modelo do setor, que tem sido debatido desde o início da gestão do atual governo. A ótica desta análise está direcionada para uma política de crescimento da oferta de energia com base em empreendimentos ecologicamente corretos, como a modernização e a repotenciação das antigas centrais.

#### **6.1.2 Obstáculos e dificuldades presentes no modelo energético nacional**

A grande mudança no Setor Elétrico Nacional deu-se a partir da Lei nº 8.631/93, que desunificou as tarifas de energia elétrica. Leis posteriores, como a nº 8.987/95, implantando o Novo Regime de Concessão e Permissão da Prestação de Serviços Públicos, a nº 9.427/96, que instituiu a Agência reguladora ANEEL e a lei nº 9.648/98, do ONS (Operador Nacional do Sistema), definiram a reestruturação operacional e jurídica do setor no governo passado.

Segundo o WWF Brasil (2004), a estrutura de gestão do modelo energético anterior, vislumbrava um setor elétrico desverticalizado atuando juntamente a um mercado competitivo, que propiciaria a redução de custos e a otimização da geração. Este modelo tinha como objetivo estimular a entrada de novos investidores, para substituir o Estado e sua limitação financeira para investimentos necessários à expansão da oferta e do sistema como um todo.

Com a mudança de governo e a introdução de um novo modelo de gestão para o setor elétrico nacional, caracterizado pela parceria entre os setores público e privado (PPP) vem, através de regulamentação clara e de horizontes definidos, alcançando

uma estabilidade relativa para novos empreendimentos, visto que, as regras implementadas proporcionam a segurança necessária para investimentos de médio e longo prazos.

Por outro lado, no que tange, especificamente às obras de modernização, constata-se como um dos principais obstáculos a sua implementação mais intensa, a instabilidade e a inexistência de regras claras no setor, que associada a incerteza da remuneração adequada dos investimentos, dificultam os estudos de oportunidades de negócio no curto prazo, impedindo a determinação dos retornos dos capitais investidos pelos novos investidores. A falta de estímulos, isto é, remuneração para quem ofereça acréscimo de energia assegurada, capacidade de ponta ou de reserva (disponibilidade), tem provocado a reprogramação dos investimentos pelos agentes de geração.

A partir de 2001, após o fim do racionamento, registrou-se o encarecimento da energia, elevando-se o custo da indisponibilidade de máquinas, aumentando assim os valores de investimento com as obras de modernização, a ponto de torná-las inviáveis.

Não obstante, ao conjunto destas dificuldades, encontra-se em desenvolvimento no âmbito dos agentes de geração, um foco tecnológico que concentra-se na *eficiência energética*, e que vem aplicando práticas sustentáveis de geração de energia, direcionadas especificamente às obras de modernização, baseado nos seguintes conceitos e premissas:

- ¾ Monitoração da eficiência da produção das centrais de geração de energia elétrica;
- ¾ Monitoração das condições de manutenção das centrais;
- ¾ Criação de procedimentos de revisão da energia assegurada, junto a Agência Reguladora (ANEEL), estimulando obras de modernização e repotenciação;
- ¾ Otimização das obras de modernização e repotenciação atuais, para que as sobras de energia possibilitem menores custos de indisponibilidades;
- ¾ Implementação nos projetos de modernização e repotenciação de novas tecnologias de automação de comandos e controles e digitalização,

otimizando a operação e proporcionando ganhos de energia e redução de custos de operação;

- ¾ Fiscalização dos projetos e obras de modernização e repotenciação, para que sejam executadas com rigor tecnológico;
- ¾ Implementação de um processo de planejamento de paradas de máquinas, por períodos maiores, para obras de modernização.

O atual Modelo Institucional do Setor Elétrico prevê algumas ferramentas que deverão, em futuro não muito distante, motivar a modernização e a repotenciação de centrais hidrelétricas, quando garante providências na Contratação Regular de Energia, como:

- ¾ Contratação de um montante de energia assegurada do empreendimento, associada a sua contribuição ao sistema na oportunidade em que ele é integrado;
- ¾ Adoção de instrumentos regulatórios de redução de receita por não cumprimento de padrões de desempenho.

Atualmente, o único instrumento legal existente, referente à repotenciação é a Resolução ANEEL N° 112, de maio/1999, que estabelece os requisitos necessários a obtenção de Registro ou Autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia.

Conclui-se desta forma que, existe, dentro da própria Regulamentação do Setor Elétrico Brasileiro uma carência de instruções normativas e procedimentos que teriam o objetivo de regulamentar a inserção da energia incremental, obtida através destas. Essa ausência de regras claras, desmotiva os agentes a buscarem a otimização do rendimento e da eficiência energética através da modernização, tornando a atratividade do negócio baixa e sem o retorno desejado.

### 6.1.3 Oportunidades de negócio

Em se analisando a modernização somente pelo aspecto de oportunidade de negócio, verifica-se que os agentes de geração vêm enfrentando atualmente, dificuldades para viabilizar tais empreendimentos, ficando a mercê da valorização de seus ganhos ou perdas, de acordo com os custos marginais de operação (CMO), calculados pelo modelo de simulação (New Wave) utilizados atualmente pelo ONS.

De acordo com o modelo utilizado, a viabilidade dos negócios varia com a estocasticidade das afluições, ou seja, do regime hidrológico da bacia hidrográfica onde estão localizadas as centrais. Caso as afluições não sejam suficientes para a geração prevista, a receita não será condizente com os investimentos realizados e o retorno pretendido ou ainda com os valores de venda de energia firmados. Tal condicionante desestimula o empreendedor, que independentemente do regime hidrológico a que a central estará exposta, implanta um processo de atualização tecnológica que busca antes de mais nada a eficiência energética.

Outro aspecto a ser considerado é a possibilidade do agente gerador em obter energia livre, caso possua obras em andamento e consiga antecipar a entrada em operação de uma unidade geradora. A situação oposta também é verdadeira, caso ocorram atrasos no cronograma de expansão estipulado para os contratos iniciais, tornando o agente sujeito a penalidades, sendo o montante de energia não gerada também valorizado ao preço de mercado.

Desta forma, entende-se que os possíveis impactos, a que se expõem os agentes de geração, nesta modalidade de empreendimento, podem ser subdivididas em Mercadológicas e Operacionais. As primeiras são aquelas que dependem de decisões estratégicas do quanto de sua energia disponível deve ser contratada ou ser mantida livre para ser negociada no mercado. As Operacionais são aquelas, definidas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), e que substanciam a análise de viabilidade econômica de uma obra de modernização, de acordo com as considerações a seguir:

- ¾ **Energia Livre** - Considerando que as obras de modernização são de médio prazo, modernizar com o objetivo de ampliar a capacidade de produção e obter blocos de energia livre para comercialização nos leilões de “*energia velha*”;
- ¾ **Reserva de Potência** - Conforme norma do ONS, todo agente de geração deve manter 5% de sua capacidade geradora como reserva. Modernizar uma central antiga para ampliar a capacidade de reserva é interessante;
- ¾ **Encargos de Capacidade** - Este encargo implica num pagamento obrigatório para qualquer energia demandada da CCEE como uma das maneiras de viabilizar financeiramente investimentos em “*confiabilidade de suprimento de energia no sistema elétrico*”. Consiste em mecanismos especiais chamados Encargos de Capacidade. A aplicação de recursos em modernização e repotenciação pode ser remunerada pelos encargos de capacidade. Os retornos de capital poderão se dar em prazos mais curtos. A dificuldade, no momento, é não estar definido qual deverá ser o encargo a ser cobrado do consumidor e pago aos geradores pelo aumento da confiabilidade de suprimento de geração;
- ¾ **Energia de Ponta** – Caso a avaliação hidrológica da modernização do empreendimento acuse vazão de água insuficiente para justificar a adição de capacidade de geração da central, pode-se analisar a operação da mesma somente no horário de ponta. O baixo investimento, por um lado, e o preço da energia de ponta, pelo outro, podem, nos Estudos Energéticos, tornar esta modernização numa oportunidade de negócio atrativa;
- ¾ **Energia de Base** - Quando a avaliação hidrológica da central a ser modernizada indicar vazões asseguradas suficientes para adicionar potência para operação na base, fica caracterizada a situação mais cômoda para a decisão e o investimento, que certamente resultará em uma maior atratividade.

Segundo TAUTS (2000), finalizando seu artigo Energia Rápida e Barata,

*“O que vem segurando a decisão de modernizar ou repotenciar usinas são considerações de ordem estritamente comerciais. Os contratos iniciais assinados por todos os concessionários em 1998 começam a terminar em 2003 e só aí é*

*que podem tomar corpo os grandes movimentos de agregação de potência. Não é à toa que a ANEEL prevê apenas 1 MW de repotenciação em 2001, número que deve subir para 373 MW em 2002 e alcançar cerca de 1.825 MW um ano depois” (Revista Brasil Energia nº 240, nov./2000).*

## 6.2 Atratividades

Para o desenvolvimento de uma análise econômica das obras de modernização de centrais hidrelétricas, é necessário a identificação, por exemplo, da relação *custos / benefícios*, cujo objetivo é a verificação de sua atratividade frente a outras opções, visando a expansão da oferta de energia elétrica.

Os benefícios podem ser identificados em dois níveis, ou seja, nos níveis da central e do sistema. Com relação à central, os benefícios a serem considerados são:

- ¾ Aumento da energia e potência garantidas sem impactos ambientais, utilizando-se das estruturas civis e hidráulicas existentes;
- ¾ Redução dos custos de O&M;
- ¾ Elevação dos índices de disponibilidade da unidade geradora/instalação;
- ¾ Aumento da flexibilidade operativa em relação ao despacho de geração;
- ¾ Extensão da vida útil da unidade;
- ¾ Operação remota;
- ¾ Automação da instalação, possibilitando uma maior integração da mesma na Organização como um todo.

No que diz respeito ao sistema, os benefícios serão decorrentes da maior flexibilidade operativa das unidades geradoras modernizadas, o que possibilitará a otimização energética do despacho do sistema de geração, resultando em ganhos adicionais de energia garantida para o Sistema Interligado Nacional (SIN). Para a identificação desses benefícios sistêmicos é necessária a elaboração detalhada de simulações da operação energética do SIN, envolvendo portanto outras centrais do sistema elétrico de potência e, dependendo do caso, de sistemas associados. Quanto

aos custos, estes são resultantes da implementação das obras de modernização e daqueles atrelados a operação continuada da instalação.

### 6.2.1 Custos preliminares

Semelhantemente à análise dos aspectos técnicos empregados nas considerações econômicas preliminares, anteriores aos Estudos de Viabilidade das obras de Modernização, avalia-se inicialmente o empreendimento, através da aplicação de índices estatísticos de custo. A *Tabela 6.1*, abaixo fornece dados para estes estudos preliminares subdividindo-os por componentes, ou seja: turbina, gerador, componentes do circuito hidráulico.

**Tabela 6.1 – Custo Médio de Modernização de Componentes**

<b>CUSTO MÉDIO DE OBRAS DE MODERNIZAÇÃO</b>		
<b>Modernização</b>	<b>Ganho kW (médio)</b>	<b>Custo R\$/kW</b>
	<b>%</b>	
Estudos e Projetos	---	7% da Obra
Circuito Hidráulico	Até 1	175
Turbina	2 a 12	300 a 850
Gerador	5 a 30	200 a 750

**Fonte:** II Seminário de Reabilitação e Modernização de Usinas Hidrelétricas - Voith Siemens (2001)

Salienta-se que, para uma análise representativa da viabilidade econômica das obras de modernização é necessária a correta associação entre custos e benefícios envolvidos neste processo. Normalmente, outros custos são incorporados a essas intervenções, porém são motivados por reformas de estruturas e equipamentos, associados à segurança da central.

Para a análise da viabilidade da modernização deve-se considerar, sobretudo, aqueles custos das intervenções relacionados aos benefícios econômicos gerados por ganho de geração, redução de custos com operação, manutenção e penalidades por indisponibilidades dos equipamentos e sistemas.



### **6.2.2 Custo da modernização**

De acordo com RIBEIRO et al (2005), para casos específicos de modernização, o custo médio do MW modernizado representa aproximadamente 11% do custo do MW implantado de uma nova central, ou seja, aproximadamente R\$ 350,00/ kW. Então nas intervenções em que forem obtidos índices econômicos, inferiores a esse valor, estas se mostram, a princípio, atrativas, merecendo assim maiores estudos quanto a sua viabilidade.

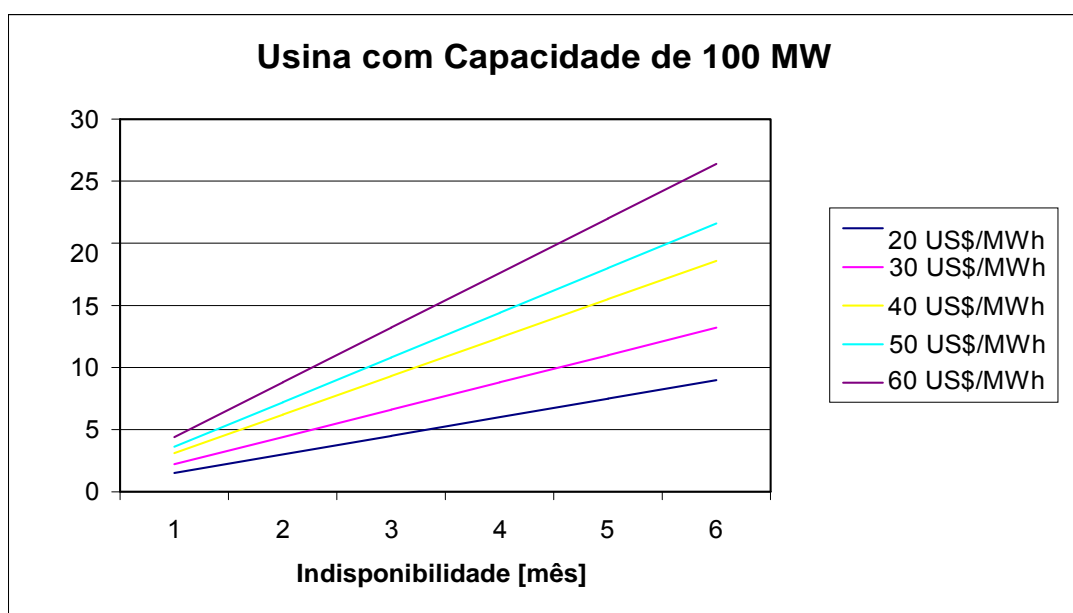
### **6.2.3 Considerações sobre viabilidade**

Devido à indefinição de uma legislação específica do setor energético nacional para os processos de modernização, poderá ser empregada, como base para remuneração, a legislação ou resolução normativa de novos empreendimentos.

Outro aspecto a ser considerado é o retorno do investimento que, para as centrais modernizadas ocorrem em cerca de cinco anos, enquanto as novas hidrelétricas remuneram o investimento em torno de 30 anos, explica BERMAN apud VEIGA (2001), que defendeu a criação de mecanismos na legislação do setor de energia, atualmente inexistentes, que incentivem as empresas do setor a modernizarem as suas centrais hidrelétricas, visto que, cerca de 80% do parque gerador pertencem ao capital estatal, sugerindo ações governamentais neste sentido.

Considerando-se que a maior parte do custo de implantação de uma central hidrelétrica concentra-se nas atividades de construção civil. Cerca de aproximadamente 60% de todo o valor do empreendimento, e contrariamente, em obras de modernização ou repotenciação, os mesmos são depressíveis, pode-se afirmar que o investimento para execução de tal processo é sensivelmente inferior ao custo de implantação de uma nova central, concentrando-se na substituição parcial de equipamentos e sistemas, e preparando a central para um novo período de geração na condição de empreendimento novo.

Um dos fatores mais importantes a ser avaliado na análise econômica de alternativas da modernização está relacionado com a perda de receita proveniente da indisponibilidade das unidades geradoras durante o processo. Em um levantamento de custos de modernização, não se deve levar em consideração apenas o tempo de indisponibilidade das unidades sob intervenção, mas deduzir também o tempo de possíveis paradas da máquina por falhas, reparos e contingências do sistema em seu estado anterior. A frequência e a duração destas paradas tornam-se fatores determinantes na tomada de decisão de se repotenciar ou modernizar as unidades geradoras pela perda de receita que provocam. A *Figura 6.1*, abaixo, apresenta o custo da indisponibilidade de uma unidade geradora de 100 MW ( $10^6 \times \text{US\$}$ ), em função do tempo e do preço de comercialização da energia.



**Fonte:** VEIGA J.R.C. (2001) – Oportunidade de Negócios com a Repotenciação de Usinas.

**Figura 6.1** – Perdas de Receita por Indisponibilidade de uma UG de 100MW.

Por dispensar a infra-estrutura necessária à construção de uma nova usina e ter um prazo para execução dos serviços de engenharia relativamente curtos, e ainda, considerando que os fornecimentos de materiais e a fabricação de componentes podem

correr em paralelo com os preparativos da modernização, o período de indisponibilidade se torna curto e se resume no prazo destinado para implementação da atualização dos componentes.

Atualmente, conforme descrito no Capítulo 5 desta dissertação, há de se considerar a possibilidade, quando dos estudos de viabilidade, da inclusão das parcelas de receita oriundas da venda de créditos de carbono, gerados pela implementação de obras de eficiência energética, onde a modernização de centrais hidrelétricas se posicionam, desde que, sua metodologia e linha base sejam aprovadas pela Autoridade Operacional Designada (AOD).

#### **6.2.4 Consolidação dos aspectos econômicos**

A consolidação da avaliação dos aspectos econômicos é a reunião de todos os custos e receitas antevistos que irão balizar a determinação da viabilidade da modernização do empreendimento. Deve-se considerar as situações particulares tendo em vista a idade da central e os antigos custos operacionais, com o objetivo de determinar o novo preço da energia produzida.

##### **6.2.4.1 Custos adicionais**

Deve-se levar em conta que em repotenciações e modernizações definidas para centrais com idade superior a 20 anos, muitas delas não têm seu investimento de construção original ainda amortizados já que o tempo de amortização normalmente é de 30 anos, agregando desta forma mais uma parcela de ônus referente ao passivo desta amortização. Entretanto, considerar-se-á, neste trabalho, somente centrais com históricos operacionais iguais ou superiores a 30 anos.

Outros custos adicionais considerados na avaliação de viabilidade são; as despesas administrativas anuais da central como as de operação e manutenção, onde devem estar incluídas mão de obra, energia consumida pela própria usina, materiais de consumo e de manutenção, bem como os juros de capital provenientes de financiamentos.

#### **6.2.4.2 Custo da energia produzida**

O preço de custo da energia produzida pelo novo empreendimento, pós modernização, pode ser obtido pela divisão da soma de todas as despesas anuais, calculadas, considerando o prazo de amortização, pela produção também anual de energia. Desta forma, será obtido o preço de custo do MWh produzido na saída dos bornes do transformador elevador da usina.

Na comercialização desta energia, associam-se a este preço de MWh a tarifa de transporte desta energia até o consumidor final, além das perdas de energia no sistema de transmissão. De acordo com critério estabelecido pela CCEE deve ser rateado de maneira proporcional para cada categoria, ou seja, 50% para a geração e 50% para o consumo.

A amortização do capital investido em empreendimentos desta natureza é considerada interessante quando ocorre em torno de 5 anos, isto para investimentos pelas empresas privadas, o que corresponde a uma taxa de retorno de aproximadamente 15%. No caso de empresas estatais esta taxa varia em torno de 12%.

A soma das despesas vai corresponder à totalização de todos os custos estudados anteriormente, anualizados em função da taxa de retorno esperada da modernização do empreendimento.

## **7. METODOLOGIA DO ESTUDO**

### **7.1 Introdução**

Como forma de avaliar a acurácia dos conceitos e considerações apresentadas neste trabalho, procedeu-se a avaliação de algumas condicionantes que balizaram uma empresa de geração de energia a implementar um programa de modernização de seu parque gerador, comparando, conceitualmente, tais condicionantes com a metodologia proposta neste trabalho, com o objetivo de subsidiar tal tomada de decisão.

### **7.2 Curvas de frequência aplicadas à avaliação de fatores de capacidade e disponibilidade**

Considerando que o Fator de Capacidade ( $F_{cp}$ ) se refere a energia gerada num determinado período e o Fator de Disponibilidade ( $F_{disp}$ ) refere-se à potência disponibilizada pela central, pode-se afirmar que ambas as grandezas são conceitualmente dependentes. Entretanto, verifica-se que apesar de tais fatores ocorrerem em períodos diferentes, independentemente um do outro, estes se correlacionam entre si, ou seja, uma menor disponibilidade de máquina incorre em uma menor capacidade de geração da central. Porém, uma menor capacidade não corresponde, necessariamente, a uma disponibilidade reduzida da central, pois o Fator de Capacidade também é função da disponibilidade hídrica e das condicionantes de despacho gerenciadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

Geralmente, as premissas de projeto de uma central determinam um Fator de Capacidade Ótimo de Projeto, que considera um Fator de Disponibilidade aceitável, com valores variando entre 0,90 e 0,98, segundo padrões de rendimento estabelecidos pela ANEEL e ONS, e aceitos normalmente pelo setor elétrico. Apesar da busca por valores dentro deste intervalo, a disponibilidade da central é determinada em função do número de máquinas aptas a operar. Assim, observa-se a partir dos históricos operacionais que a medida que a central envelhece a tendência é que esse fator diminua, já que o número de máquinas paradas para manutenção (corretiva, preventiva ou preditiva) aumenta com o passar dos anos, fazendo com que o Fator de Capacidade

também se reduza.

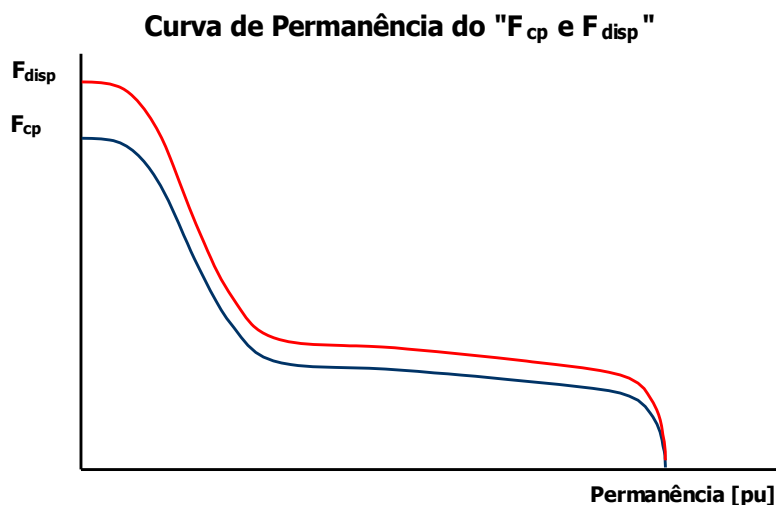
Desta forma, pode-se concluir que existe uma correlação entre o Fator de Disponibilidade ( $F_{disp}$ ) que é a potência disponibilizada pela central e o Fator de Capacidade ( $F_{cp}$ ) que corresponde à energia média gerada. Assim, entende-se que uma maneira de se recuperar o Fator de Capacidade ( $F_{cp}$ ) de projeto da central partiria da busca pela recuperação de seu Fator de Disponibilidade ( $F_{disp}$ ).

Diante do exposto, este trabalho se propõe a utilizar essa correlação entre o  $F_{cp}$  e  $F_{disp}$  para se determinar um ponto, a partir do qual, o  $F_{disp}$  começa a influenciar, de forma significativa e crescente, no decréscimo do Fator de Capacidade Médio da central.

### 7.3 Correlação entre o $F_{cp}$ e $F_{disp}$ .

Como os Fatores de Capacidade e Disponibilidade são eventos que ocorrem ao longo do tempo. Ao se fazer um estudo de permanência destes, para um mesmo período, é possível verificar que existe uma forma de correlacioná-los através de uma grandeza comum, ou seja, suas permanências (pu), que neste trabalho serão definidas como “iso-permanências”.

Assim, dados uma série de  $F_{cp}$  e  $F_{disp}$  de uma central, o resultado do estudo de permanência dos eventos resulta nas curvas de permanência mostradas na *Figura 7.1*.

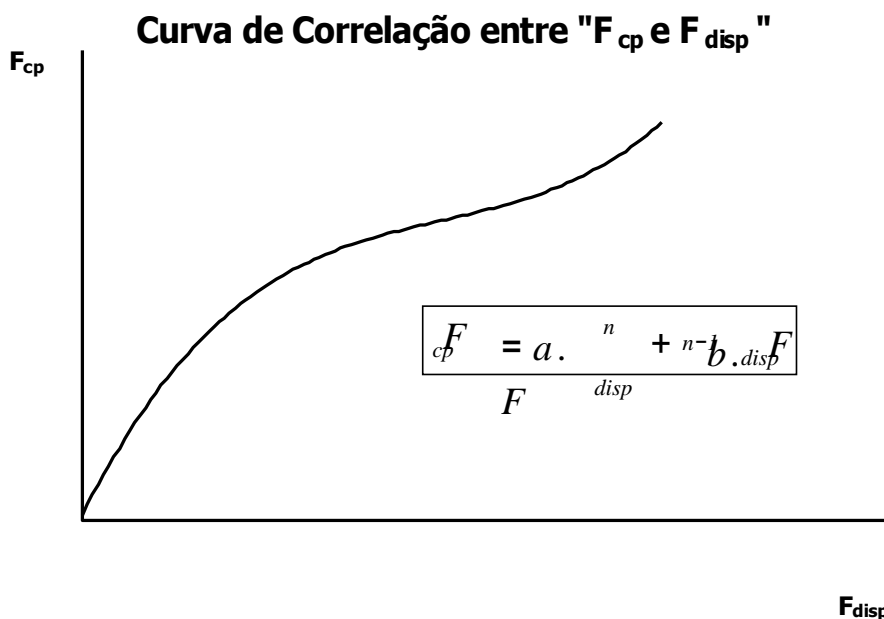


**Figura 7.1 - Curva de Permanência de uma Série de Dados (sem escala).**

Considerando a permanência “p”, como sendo a grandeza independente, que tem seus valores representados em percentual unitário [pu], e os fatores de capacidade ( $F_{cp}$ ) e disponibilidade ( $F_{disp}$ ) as grandezas dependentes da permanência, e sendo a permanência “p” uma grandeza referida ao tempo, pode-se correlacioná-los ( $F_{cp}$  com  $F_{disp}$ ) tomando os valores correspondentes à uma mesma permanência.

Dessa forma, pode-se levantar uma curva entre essas duas grandezas, tal como mostrado na *Figura 7.2*, que resulta numa relação da seguinte forma:

$$\frac{F_{cp}}{F_{disp}} = a \cdot \frac{F_{disp}^n}{F_{disp}^n} + \frac{b \cdot F_{disp}^n}{F_{disp}^n} \tag{7.1}$$

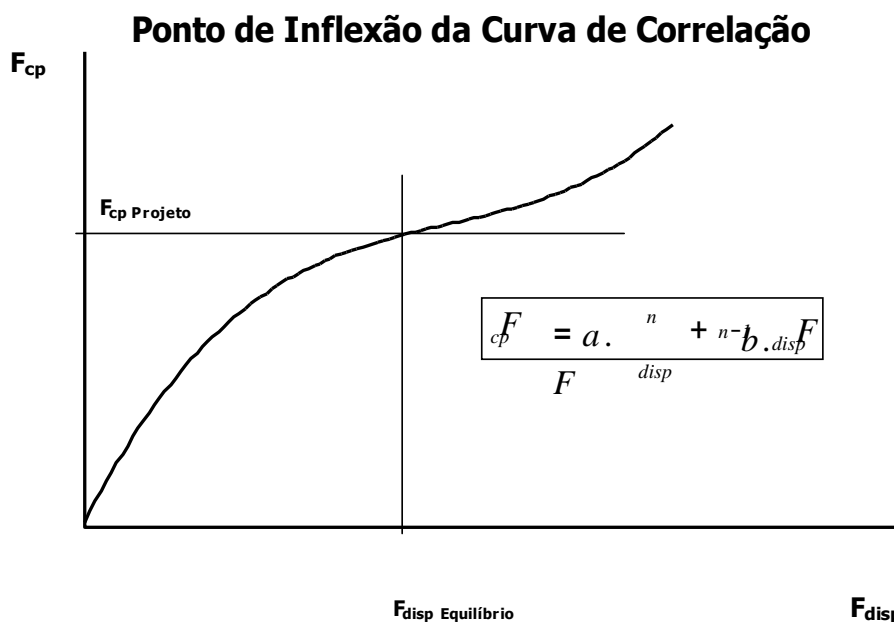


**Figura 7.2 – Curva de Correlação entre F<sub>cp</sub> e F<sub>disp</sub>**

Conforme mostrado na *Figura 7.2* acima, quando o  $F_{disp}$  for zero, o  $F_{cp}$  também o será. A medida que há um crescimento dos valores do  $F_{disp}$ , ocorre um crescimento simultâneo dos valores do  $F_{cp}$  que tende a se saturar ao se aproximar do  $F_{disp}$  de equilíbrio. A partir desse valor, qualquer aumento de  $F_{disp}$  irá proporcionar um ganho considerável de  $F_{cp}$ , ou seja, a central estaria trabalhando com um  $F_{cp}$  acima do valor nominal da central. Ou seja, há um ganho operacional da central. Por outro lado, a partir desse ponto uma diminuição do  $F_{disp}$  irá gerar uma perda substancial do  $F_{cp}$ . Ou

seja, a central estaria trabalhando muito abaixo da sua capacidade nominal.

Com o comportamento de ambos os fatores, equalizados através da correlação de seus valores sob a mesma permanência, busca-se, neste momento, a obtenção do ponto de equilíbrio entre os fatores de  $F_{disp}$  e  $F_{cp}$ . Graficamente, este ponto pode ser identificado na região onde a curva definida pela equação [7.1] apresenta um ponto de inflexão, conforme *Figura 7.2*:



**Figura 7.3 – Inflexão da Curva de Correlação entre  $F_{cp}$  x  $F_{disp}$ .**

Matematicamente, a maneira de se confirmar o ponto de inflexão obtido é através da aplicação da derivada segunda da função resultante da curva  $F_{cp}$  versus  $F_{disp}$ , igualando-a a zero. A raiz dessa equação mostra o valor de  $F_{disp \text{ Equilíbrio}}$  que corresponde ao ponto de inflexão mencionado.

O  $F_{cp}$  correspondente ao  $F_{disp \text{ Equilíbrio}}$ , seria o Fator de Capacidade que, teoricamente, corresponderia ao valor médio nominal de projeto.



## 7.4 Aplicação da Metodologia Proposta

### 7.4.1 Avaliação das séries históricas de $F_{cp}$ e $F_{disp}$

A extrapolação da metodologia acima exposta, baseada nos conceitos estatísticos de distribuição de probabilidade discreta, permite a avaliação do comportamento de uma série de valores de fatores de capacidade ou disponibilidade, através dos diagramas de tendências. Tal metodologia fornece para cada fator de capacidade ou disponibilidade fixado, o tempo ou fração do período em que ocorreram valores iguais ou superiores ao fixado, a partir dos dados explicitados nas *Tabelas 7.1 e 7.2*, abaixo:

**Tabela 7.1 – Fatores de Capacidade Médios Mensais**

<b>HISTÓRICO DE FATOR DE CAPACIDADE</b>												
Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1996	83,78	81,05	73,00	78,17	88,23	62,33	70,45	81,11	81,55	85,89	74,80	79,56
1997	83,40	79,87	72,42	79,36	87,76	61,54	70,34	80,66	82,22	87,17	76,90	80,78
1998	82,95	81,00	74,00	78,54	89,90	60,78	71,56	81,25	83,40	86,97	76,22	80,49
1999	82,64	80,57	73,81	79,10	91,86	61,78	72,22	80,38	80,80	72,56	65,72	65,54
2000	61,03	51,35	64,37	63,54	57,90	37,25	22,52	23,99	26,49	25,79	38,80	26,98
2001	22,53	21,92	30,79	30,94	41,28	34,88	59,14	53,94	26,49	25,79	38,80	26,98
2002	22,53	21,92	30,79	30,94	41,28	34,88	59,14	53,94	53,71	49,92	52,53	53,95
2003	49,60	51,75	58,63	57,61	53,83	57,97	60,12	66,69	71,53	51,48	49,41	56,12
2004	50,28	51,93	64,34	63,71	58,67	60,28	55,34	51,38	62,12	57,77	54,24	61,25
2005	64,94	62,65	67,84	71,78	68,44	70,40	60,79	67,08	67,32	66,49	64,95	68,22
2006	68,17	66,06	67,25	64,84	62,73	65,10	65,23	68,22	71,85	73,93	72,58	73,89
2007	64,77	74,94	72,39	65,02	45,60	54,68	68,46	65,05	73,36	74,26	67,02	74,77
2008	74,45	73,86	66,44	69,96	72,95	72,86	61,51	72,30	72,73	74,26	72,58	74,77

**Tabela 7.2 – Fatores de Disponibilidade Médios Mensais**

<b>HISTÓRICO DO FATOR DE DISPONIBILIDADE</b>												
Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1996	90,60	92,35	95,05	92,66	96,24	97,34	91,00	95,56	89,95	96,34	97,80	92,75
1997	90,10	91,20	94,45	93,86	95,76	98,35	90,56	95,07	90,67	98,76	99,56	91,93
1998	89,65	92,40	96,05	93,00	97,90	97,56	91,43	95,67	91,67	98,53	99,68	91,63
1999	89,33	91,95	95,84	93,61	99,03	98,66	92,11	94,81	89,92	91,31	99,56	99,72
2000	98,44	99,26	89,52	90,14	95,44	92,18	93,57	96,94	95,72	86,24	85,78	87,08
2001	84,72	88,48	85,02	87,12	87,21	76,59	88,19	78,38	95,72	86,24	85,78	87,08
2002	84,72	88,48	85,02	87,12	87,21	76,59	88,19	78,38	72,55	64,14	67,26	68,31
2003	69,41	69,83	74,67	66,24	67,79	69,56	70,92	77,76	78,66	57,34	57,19	68,76
2004	78,59	78,52	75,87	77,91	78,59	78,31	73,32	71,99	74,83	78,94	77,52	79,43
2005	72,70	69,74	76,98	80,00	79,01	76,65	71,64	75,57	73,70	78,51	78,58	79,51
2006	76,41	68,64	70,28	73,77	68,54	69,07	69,63	72,99	79,41	79,41	77,90	78,23
2007	79,32	79,11	80,72	76,73	78,67	81,39	87,56	81,70	80,79	87,67	79,24	81,06
2008	79,68	79,95	81,27	79,15	81,54	80,30	77,94	83,39	96,22	87,67	77,90	81,06

A partir da série de dados apresentados no *APÊNDICE – A* e sumarizadas nas *Tabelas 7.1 e 7.2*, acima, elaboram-se os histogramas de evolução destes fatores, conforme apresentado no *APÊNDICE – B*.

#### **7.4.2 Curvas de permanências de $F_{cp}$ e $F_{disp}$**

Segundo SOUZA Z. (1999), para o traçado destas curvas deve-se utilizar sempre série não tendenciosa, isto é, séries que não privilegiam certo conjunto de valores. Assim, por exemplo, se o interesse é obter um estudo das características das variações anuais dos fatores de capacidade ou disponibilidade, para um certo período, não se pode utilizar um número maior de valores de um determinado mês em relação aos demais, sob a condição de descaracterizar o conjunto de dados, já que todos os meses devem apresentar o mesmo número de amostras.

Conceitualmente, a curva de permanência destes fatores mostrará a probabilidade de um dado fator de capacidade ou disponibilidade ser igualado ou superado. Para sua construção, do ponto de vista estatístico, deve-se inicialmente separar o histograma dos fatores avaliados (Vide *APÊNDICE – B*) em um determinado número de classes, obtendo-se, assim, um diagrama de freqüência da série de dados e a sua distribuição probabilística discreta. Integrando-se esta distribuição discreta chega-se a função probabilidade acumulada que poderá ser aproximada por uma função contínua, mostrando, na realidade, a probabilidade de um dado valor ser inferior ou igual a um valor de interesse. Sendo assim, a curva de duração dos fatores de capacidade nada mais é do que, exatamente, o complemento da curva de probabilidade acumulada.

#### **7.4.3 Curva de correlação entre as grandezas $F_{cp}$ e $F_{disp}$**

A partir das curvas de permanência dos fatores de capacidade e disponibilidade avaliados, e considerando que ambos, são grandezas independentes entre si, porém relativas a uma mesma grandeza, pode-se observar que:

$\frac{3}{4}$   $F_{cp}$   $\Rightarrow$  é uma grandeza relativa à capacidade total de geração da central e corresponde a energia média gerada em um determinado período, e

$\frac{3}{4}$   $F_{disp}$   $\Rightarrow$  é também uma grandeza relativa a capacidade total instalada de geração da central e que corresponde à energia disponível para ser gerada, em um determinado momento.

Desta forma, a partir dos dados tratados dos fatores de capacidade e disponibilidade, deve-se correlacioná-los a uma mesma permanência, assumindo que a curva de correlação deva passar, obrigatoriamente, pelo ponto de origem ( $F_{cp} = 0$ ,  $F_{disp} = 0$ ), de acordo com os dados apresentados na *Tabela 7.3*, a seguir:

**Tabela 7.3 - Fatores de Capacidade e Disponibilidade de mesma Permanência**

<b>Permanências Equivalentes</b>		
<b>Permanência</b>	<b><math>F_{cp\text{méd}}</math> (gráf)</b>	<b><math>F_{disp\text{méd}}</math> (gráf)</b>
0,0500	85,60	98,30
0,1000	83,80	97,00
0,1500	82,30	95,55
0,2000	77,30	96,65
0,2500	75,95	92,35
0,3000	74,90	91,25
0,3500	74,00	89,90
0,4000	72,55	88,35
0,4500	70,00	86,25
0,5000	67,95	82,40
0,5500	66,40	81,45
0,6000	64,90	80,50
0,6500	62,95	79,65
0,7000	60,60	78,75
0,7500	56,45	77,40
0,8000	53,80	74,70
0,8500	46,75	71,95
0,9000	34,95	69,35
0,9500	28,00	57,40
1,0000	20,50	56,35
1,0000	0,00	0,00

A partir dos dados tratados da *Tabela 7.3*, acima, obtém-se a equação da curva de correlação entre os mesmos, representada aqui pela equação [7.1], de terceiro grau, e explicitada na *Figura 7.2*.

#### 7.4.4 Obtenção do ponto de inflexão da curva $F_{cp}$ x $F_{disp}$

A partir da equação de tendência apresentada, matematicamente, pode-se, através de sua derivada segunda, obter o ponto de inflexão da curva, que teoricamente indicará um ponto, abaixo do qual os fatores de capacidade e disponibilidade se mostram improdutivos, sendo prudente o início dos estudos para implementação do processo de modernização, conforme dedução a seguir:

Sabe-se que:

$$F_{cp} = f(F_{disp}) = a F_{disp}^n + b F_{disp}^{n-1}$$

fazendo:

$$\frac{\partial^2 F_{cp}}{\partial F_{disp}^2} = 0$$

e igualando a zero a derivada 2ª da equação de correlação, obtém-se uma equação polinomial que solucionada apresenta o ponto de inflexão ou equilíbrio do fator de disponibilidade, que corresponde, teoricamente, ao fator de capacidade ótimo ou de projeto, conforme *Figura 7.3*, anteriormente apresentada.

#### 7.4.5 Comentários

Ao se fazer a correlação entre os fatores  $F_{cp}$  e  $F_{disp}$  é possível determinar o ponto de equilíbrio entre esses dois fatores. Entende-se que tal ponto seria aquele onde o  $F_{disp}$  corresponderia ao  $F_{cp}$  ótimo da central, e que variações no valor  $F_{disp}$  resultariam em ganhos ou perdas acentuadas no  $F_{cp}$ . Conseqüentemente, o ponto de inflexão na curva  $F_{cp}$  versus  $F_{disp}$ , pode ser definido como o fator de disponibilidade de equilíbrio ( $F_{disp}$  Equilíbrio) da central, o qual corresponderia a um valor de fator de capacidade nominal definido pelo projeto.

Em face do exposto, pode-se concluir que, a indicação da ocasião mais oportuna para o início de um processo de modernização, deve estar baseada na associação do critério acima desenvolvido com os aspectos relacionados a operacionalidade das unidades geradoras (intensidade e frequência de manutenções, quedas de rendimento, falta de sobressalentes, desatualização tecnológica, etc.).

## **8. ESTUDO DE CASOS**

### **8.1 Dados Gerais da GCH 1 (UHE Mal. Mascarenhas de Moraes)**

O AHE utilizado como elemento de comprovação da metodologia proposta por esta dissertação, localiza-se na bacia hidrográfica do rio Grande (61), tendo iniciado sua operação comercial na década de 50. Dá origem a um reservatório com superfície de aproximadamente 250 km<sup>2</sup>, operando turbinas hidráulicas do tipo Francis, com uma queda líquida de referência de aproximadamente 45 metros e potência instalada de aproximadamente 0,5 GW, conforme dados apresentados na Ficha Técnica do *Anexo A*.

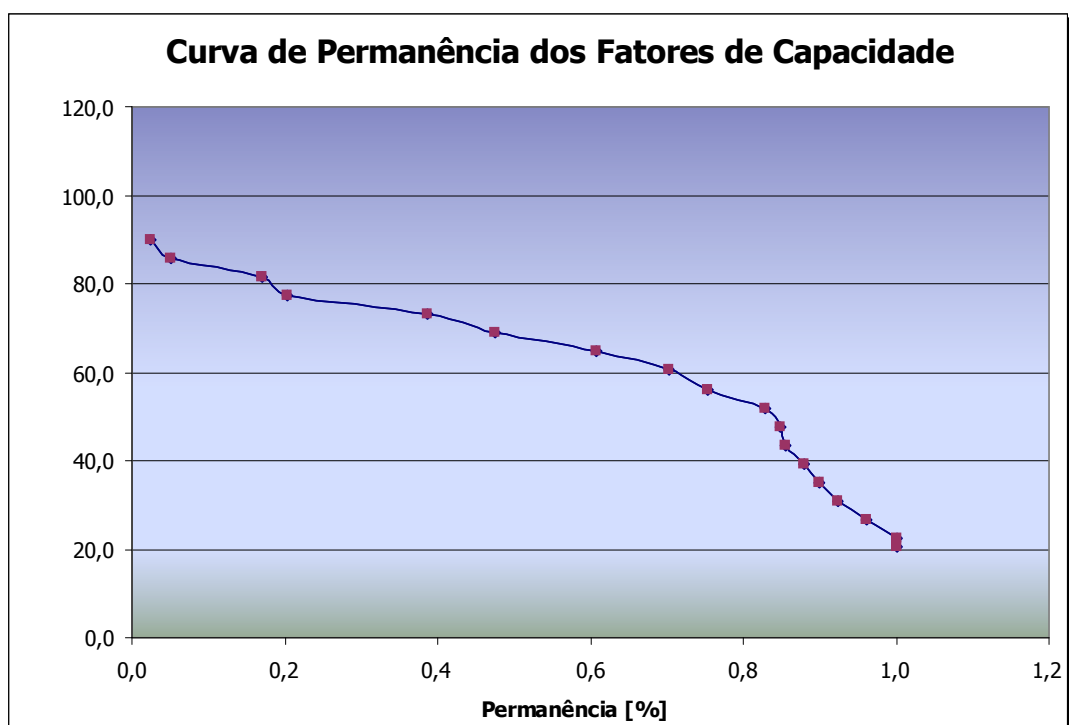
### **8.2 Validação das Hipóteses Propostas**

#### **8.2.1 Histograma de fatores de capacidade e disponibilidade**

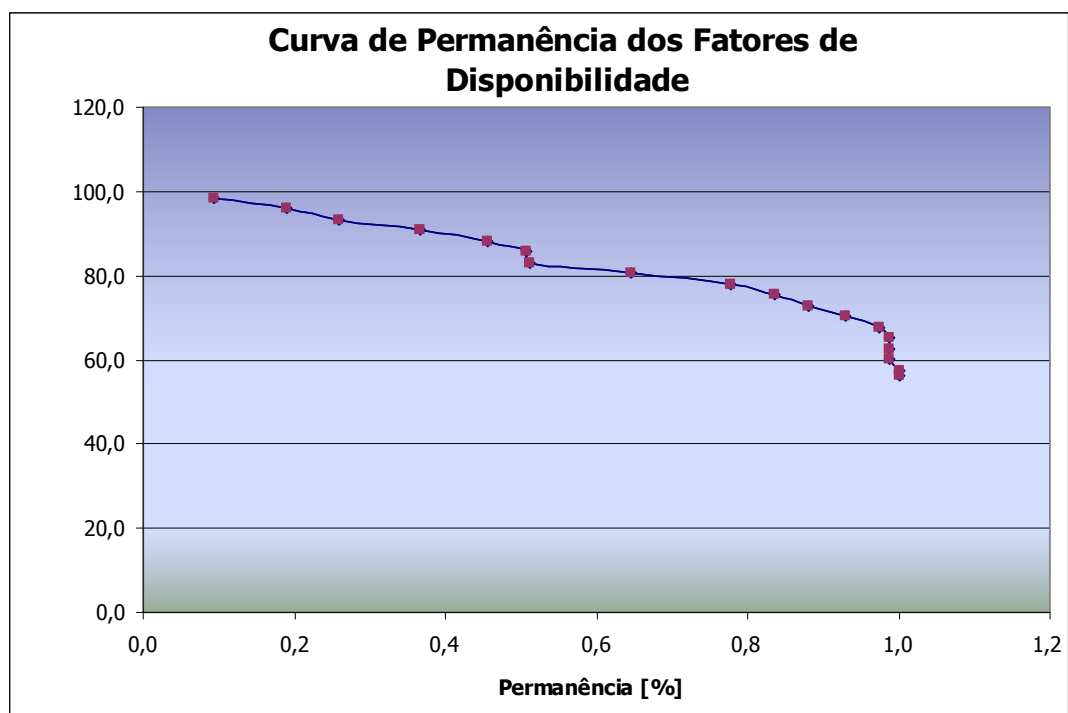
Observa-se, nos histogramas do *APÊNDICE – B*, que no período compreendido entre os meses de outubro de 1999 a setembro de 2003 verificaram-se tendências significativas de queda nos fatores de capacidade e disponibilidade da central, ocasionados pelo aumento da frequência de reparos, quer de caráter corretivo, quer preventivo, ocasionando a consequente redução da disponibilidade operacional. Por outro lado, verifica-se, também, a partir de 2002, quando o processo de modernização já estava em desenvolvimento, que os fatores de capacidade e disponibilidade indicavam sinais de recuperação, atingindo, ao final do processo, patamares próximos ao valores de projeto.

#### **8.2.2 Curvas de frequência de fatores de capacidade e disponibilidade**

A partir dos valores dos fatores de capacidade e disponibilidade extraídos do histórico operacional e de seus respectivos histogramas, obtém-se as curvas de frequência dos citados parâmetros, de acordo com as *Figuras 8.1 e 8.2*:



**Figura 8.1 – Curva de Frequência dos Fatores de Capacidade**



**Figura 8.2 – Curva de Frequência dos Fatores de Disponibilidade**

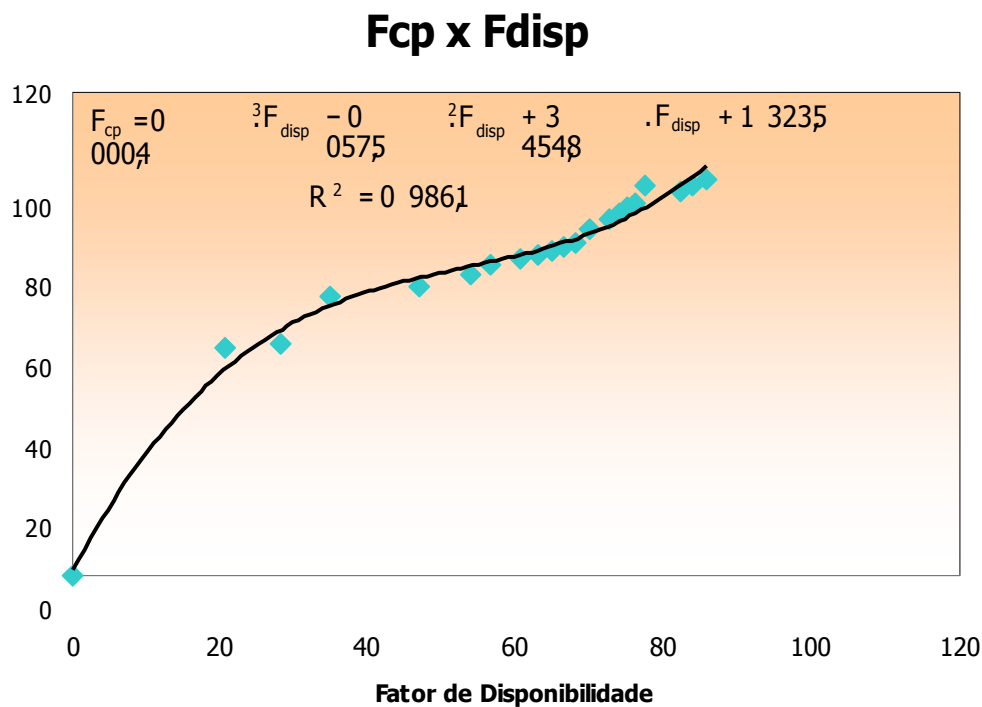
Considerando os resultados das curvas de permanência acima representados pelas *Figuras 8.1 e 8.2*, pode-se afirmar que:

- ¾ O fator de capacidade previsto em projeto, ou seja, 0,75 é atingido em aproximadamente 30% do histórico avaliado;
- ¾ Já o fator de disponibilidade apresenta-se distribuído de maneira suave, não apresentando pontos de inflexão que indicariam uma tendência de queda, possivelmente ocasionada por fatores operacionais ou hidrológicos. Entretanto verifica-se que em 60% do histórico a central opera abaixo da faixa de normalidade considerada pela ANEEL e ONS, ou seja, valores de disponibilidade entre 0,90 a 0,98;
- ¾ As observações extraídas das curvas de frequência dos fatores de capacidade e disponibilidade, indicam a impossibilidade de se afirmar, de forma conclusiva, a época mais propícia para o início do processo de modernização.

### 8.2.3 Curva “ $F_{cp}$ x $F_{disp}$ ”

Avaliando as características apresentadas pelos “*Fatores de Capacidade e Disponibilidade*”, pode-se considerar que estes parâmetros se enquadram perfeitamente na metodologia proposta, podendo a mesma ser aplicada em sua plenitude. A partir dos valores dos históricos apresentados nas *Tabelas 7.1 e 7.2*, e dos dados tratados e correlacionados a uma mesma permanência (*vide Tabela 7.3*), obtém-se a equação da curva de correlação “ $F_{cp}$  x  $F_{disp}$ ”, representada aqui por uma equação de terceiro grau, conforme *Figura 8.3*, a seguir:





**Figura 8.3 – Curva “F<sub>cp</sub> x F<sub>disp</sub>”**

A partir da equação de tendência apresentada na *Figura 8.3*, matematicamente, pode-se através da derivada segunda da equação, obter o ponto de inflexão da curva.

Assim, a partir da equação:

$$F_{cp} = 0,0004 \quad {}^3F_{disp} = -0,0575 \quad {}^2F_{disp} = +3,4548 \quad {}^1F_{disp} = +1,3235$$

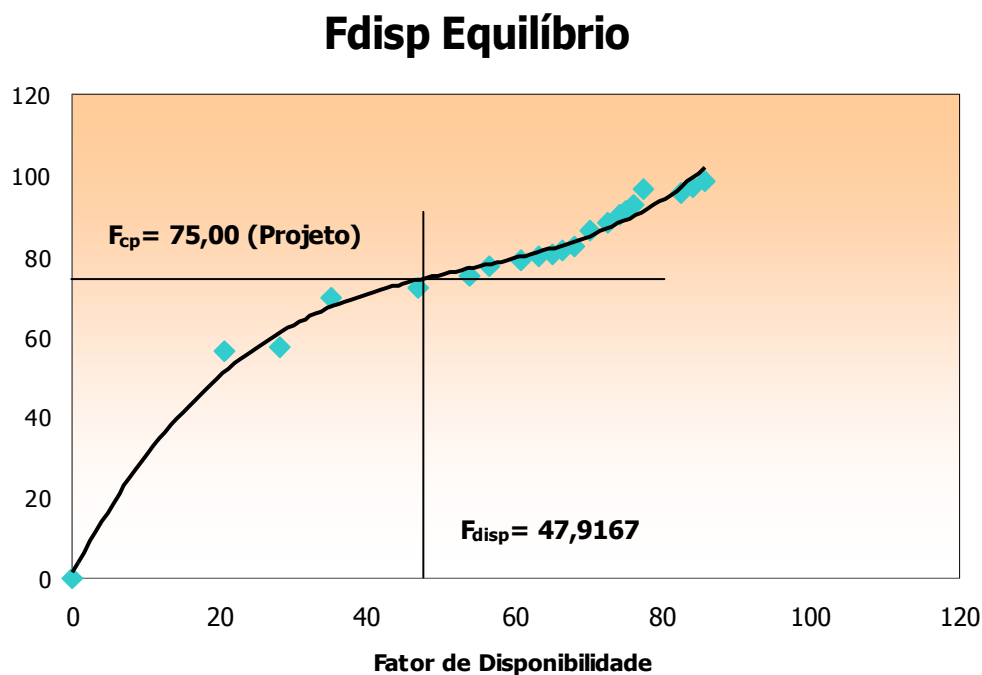
e igualando sua derivada segunda a zero:

$$\frac{\partial^2 F_{cp}}{\partial F_{disp}^2} = 0$$

teremos:

$$F_{disp} = 47,9167$$

a partir do valor do  $F_{disp} = 47,9167$ , tem-se retornando ao gráfico da *Figura 8.3*, o valor correspondente :  $F_{cp} = 75,00$



**Figura 8.4 – Fator de Disponibilidade de Equilíbrio ( $F_{disp}$ )**

Neste caso, confirma-se a premissa de que o ponto de inflexão, obtido após a derivada segunda da equação de correlação entre os fatores de capacidade e disponibilidade apresentaria a indisponibilidade mínima, a partir da qual seria indicado o início dos estudos para implementação do processo de modernização, uma vez que o fator de capacidade obtido corresponde ao valor de previsto inicialmente em projeto, ou seja,  $F_{cp} = 0,75$ .

Desta forma, pode-se concluir, que os aspectos relacionados a operacionalidade de unidades geradoras (intensidade e frequência de manutenções, quedas de rendimento, falta de sobressalentes, desatualização tecnológica, etc.), detalhadamente mencionados ao longo desta dissertação, associados ao critério acima desenvolvido, permitem uma indicação confiável do momento mais oportuno para se iniciar os estudos de implementação de um processo de modernização.

### **8.3 Condições operacionais anteriores à modernização**

A idade tecnológica das unidades geradoras da central vêm acarretando dificuldades adicionais para sua manutenção e operação, notadamente, na aquisição de peças de reposição para os diversos equipamentos e sistemas, obrigando em alguns casos a execução de adaptações e/ou o desenvolvimento interno de alguns componentes. Paralelamente a estes problemas, deve-se ressaltar também a ocorrência de problemas operacionais para o fechamento de emergência das comportas da tomada d'água, que colocam em risco a integridade dos hidrogeradores no caso de ocorrência de falhas no sistema de regulação, com o conseqüente disparo da unidade. Outro aspecto operacional considerado foi a baixa eficiência do arranjo original dos transformadores elevadores, o qual mantinha três unidades geradoras interligadas a um único banco de transformadores monofásicos. Tal arranjo aumenta o potencial de indisponibilidade das unidades, uma vez que a ocorrência de qualquer falha com um destes bancos acarreta a parada de três unidades simultaneamente.

Adicionalmente a estes aspectos deve-se considerar o atendimento às premissas operacionais da empresa, de onde destaca-se a adoção da operação remota da central, que possibilitará a otimização dos recursos, associada à conseqüente redução de custos de O&M.

#### **8.3.1 Indisponibilidade forçada**

Verificou-se durante o histórico operacional da central a evolução crescente da indisponibilidade forçada das unidades e sistemas associados, que em alguns casos excederam o período previsto para a execução dos serviços de modernização de uma unidade geradora (aproximadamente 8 meses). A *Tabela 8.1* abaixo, mostra resumidamente algumas das principais indisponibilidades ocorridas nos últimos 10 anos de operação da central:

**Tabela 8.1 – Resumo das Principais Indisponibilidades Forçadas**

INDISPONIBILIDADE FORÇADA		
Unidade / Sistema	Descrição dos Danos	Indisponibilidade / Restrição Operacional (meses)
UG x	70 bobinas e barramento de fechamento do estator queimados e pára-raio/buchas de conexão com TPs de uma das fases estilhaçados no cubículo de surtos.	4,5
UG y SIST. AUX. ELÉTRICOS	10 bobinas e 13 meias bobinas danificadas nas três fases da unidade	7
(CM – Centro Manobra)	Queima total de um CM e parcial de outro	9

Fonte: FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.

### 8.3.2 Fator de disponibilidade

Considerando que as condições dos sistemas e equipamentos da central avaliada, se encontravam em fase final de vida útil, o que foi comprovado através de ensaios especiais (dielétricos) realizados ao longo das manutenções preventivas, bem como com a experiência do setor, tanto nacional quanto internacional, que indica, como ideal, um fator de disponibilidade médio da ordem de 0,94. Desta forma, pode se concluir que, em virtude da potencialidade do aumento do número de falhas e da inexistência de sobressalentes no mercado, a tendência de redução do fator de disponibilidade, nos próximos anos, seria drástica e certa. A título de ilustração, a empresa de geração, menciona a ocorrência citada na *Tabela 8.1*, acima, onde a “UGy” teve reduzido seu fator de disponibilidade para 0,58, acarretando uma redução de aproximadamente 63% em sua disponibilidade, com relação às condições operacionais após a modernização da unidade.

### 8.4 Resultados Obtidos

A abrangência do escopo implementado, mostra a preocupação da empresa geradora com a restituição do fator de capacidade original, além do incremento da

energia gerada, obtidos pela substituição dos materiais de isolamento do gerador, troca de sistemas auxiliares elétricos e mecânicos e pela digitalização da central, através da modernização das unidades geradoras e da subestação. A abrangência desse escopo pode ser verificada a seguir, conforme relação de ações interpostas:

- ¾ **Turbinas Hidráulicas e Equipamentos Associados** – Modificações da tampa da turbina, dos anéis inferior e de descarga, dos servomotores do distribuidor; Recuperação do rotor Francis, do distribuidor e palhetas diretrizes, do revestimento do poço, da caixa espiral, do pré-distribuidor, do eixo da unidade e do tubo de sucção; Substituição dos anéis de desgaste estacionários, do sistema de regulação da turbina e dispositivos de sobrevelocidade, da instrumentação da turbina e associados; Instalação de sistema acústico de medição de vazão.
- ¾ **Geradores e Equipamentos Associados** – Reisolamento dos pólos; Instalação de novos equipamentos de proteção, supervisão e controle, de cubículos de surto e neutro; Substituição do núcleo estatórico, do enrolamento do estator, dos dispositivos de proteção e supervisão, do sistema de aquecimento automático do gerador, do sistema de resfriamento, do sistema de levantamento e frenagem, do sistema de resfriamento do mancal conjugado, do sistema de excitação (estática), do sistema de monitoramento de entreferro, vibração e temperatura e dos barramentos blindados de fases isoladas.
- ¾ **Tomada D'água** – Reforma das comportas vagão com a substituição dos sistemas de acionamento (unidade hidráulica) e inclusão de painel de fechamento das aduções (stoplog).
- ¾ **Vertedouro** – Instalação de painéis de comando local e centralizado.
- ¾ **Sistemas Auxiliares Mecânicos** – Fornecimento e substituição dos sistemas de água de resfriamento, óleo lubrificante, esgoto sanitário, enchimento e esvaziamento, drenagem dos trafos, proteção e combate a incêndio e grupo gerador diesel de emergência.
- ¾ **Sistemas Auxiliares Elétricos** – Substituição total dos sistemas, equipamentos e componentes de todas as unidades (cubículos, painéis,

centros de distribuição e controle, transformadores, disjuntores, chaves, banco de baterias, bandejamento, ferragens, condutores e eletrodutos.

- ¾ **Sistema Digital de Supervisão e Controle (SDSC)** – Fornecimento e instalação de um sistema digital de supervisão e controle para todas as unidades, interligando-as a outras centrais do Sistema Furnas, assim como ao seu Centro de Operação e Despachos de Carga, situado na cidade do Rio de Janeiro.
- ¾ **Interligação Usina / Subestação 345 kV** – Fornecimento de transformadores trifásicos de 50 MVA, 13,8/345 kV; Segregação das linhas de transmissão de 345 kV de interligação com a Subestação individualizando-as por unidade geradora; Ampliação da Subestação (disjuntores SF6, seccionadoras, pára-raios e TC's).
- ¾ **Sistema de Proteção da SE 345 kV** – Fornecimento de um sistema de proteção para linhas de transmissão para a interligação à outras centrais, da proteção diferencial de barras, de Registradores Digitais de Perturbações (RDP) e do sistema de medição de faturamento.
- ¾ **Circuito Interno de TV** – Fornecimento de um completo sistema de vigilância, via circuito interno de TV.

Fica evidente que com a implementação de melhorias tão abrangentes, os objetivos da modernização proposta estão sendo totalmente atingidos, considerando-se os aumentos significativos e compensadores da flexibilidade e segurança operacionais, atingidos até o presente momento e analisados segundo os aspectos a seguir mencionados:

- ¾ **Confiabilidade / Disponibilidade** – Somente a recuperação ou substituição de equipamentos, sistemas e componentes, que apresentam grande desatualização tecnológica e histórico operacional comprometedor, estão, comprovadamente, possibilitando, na pior das hipóteses, o retorno da confiabilidade e disponibilidade originais. Este aumento da confiabilidade traz como benefício direto a diminuição das intervenções, espaçando-as ao longo do tempo.

Com as intervenções efetuadas nas unidades geradoras, nos seus sistemas de supervisão, controle, monitoramento, regulação, proteção e nos sistemas auxiliares elétricos e mecânicos, constatou-se que o fator de disponibilidade operacional médio atingiu o valor de 0,96.

- ¾ **Segurança Operacional** – A implantação de servomotores e unidades hidráulicas nas comportas da tomada d’água proporcionou o atendimento a um importante critério de segurança operacional, que é o fechamento de emergência destas comportas no caso de ocorrência de falhas no sistema de regulação das turbinas.
- ¾ **Atualização Tecnológica** – Deve-se destacar os benefícios inerentes à atualização tecnológica que a modernização está trazendo, em função da utilização de componentes cujo estado da arte é o de um considerável desenvolvimento tecnológico, que pode ser comprovado principalmente nos seguintes equipamentos e sistemas; Troca dos núcleos dos estatores e das bobinas por barras estatóricas, além do reisolamento dos pólos, passando toda a isolação para classe “F”; Sistemas digital de supervisão e controle, de excitação estática, regulação das turbinas, proteção de geradores e linhas, de neutro, surto e aterramento.
- ¾ **Acréscimo de Horas de Geração** – Com relação ao incremento de disponibilidade das unidades até então modernizadas, obtido através da introdução das melhorias mencionadas acima, mostrou-se compatível com a de uma unidade nova, ou seja:

$$8760 \text{ horas/ano} \times 0,96 = 8409,6 \text{ horas/ano}$$

Comparando-se o valor acima com a quantidade de horas de geração anual, considerando o índice de disponibilidade médio alcançado antes das obras de modernização (0,73), teremos:

$$8760 \text{ horas/ano} \times 0,73 = 6394,8 \text{ horas/ano}$$

Logo, fica evidenciado o aumento significativo das horas de geração anuais, ou seja, 2014,8 horas, proporcionadas pela modernização.

- ¾ **Diminuição do Fator de Risco / Tempo de Manutenção** – Como mencionado anteriormente, os ganhos atuais conseguidos com a modernização se traduzem na redução drástica deste fator de risco, bem como na diminuição significativa dos tempos de manutenção, levando, conseqüentemente, a um aumento da confiabilidade operacional das unidades em relação ao cenário anteriormente existente.
- ¾ **Resultados econômico-financeiro (previsto)** – A modernização até então implementada, vem trazendo vantagens fundamentais para o agente gerador, notadamente, nas reduções significativas dos riscos de paradas não programadas e dos custos de O&M (cerca de 50%). Do ponto de vista econômico-financeiro, o processo de modernização, na forma como vem sendo executado, mantém a economicidade da central, destacando-se o Valor Líquido do Fluxo de Caixa Incremental obtido, que se mantém positivo a uma taxa de desconto de 11,5% aa, após a incidência de impostos.

#### **8.4.1 Avaliação da viabilidade econômica**

É importante ressaltar que para haver a confirmação da viabilidade econômica do processo de modernização, se faz necessário o cálculo do tempo de amortização do capital investido no empreendimento, considerando os preços da energia contratados em Leilão de “*Energia Velha*”, ocorrido no ano de 2005. Tal avaliação deverá refletir o comportamento do mercado, no curto prazo, ou seja, no período referente a duração total do processo de modernização.

Considerando os dados e premissas adiante detalhados, elaborou-se uma avaliação econômico-financeira do processo, com vistas a se confirmar sua viabilidade.

- ¾ Investimentos: Considerando o custo médio apresentado por RIBEIRO et al (2005), no valor de R\$ 350,00/kW, e a potência instalada da central avaliada



(476 MW), obtém-se um valor de investimento básico da ordem de R\$ 166.600.000,00, com desembolsos distribuídos ao longo de 7 anos, concentrados nos três primeiros;

- ¾ As tarifas médias dos contratos iniciais e, após liberação do mercado, da ordem de R\$ 70,00/MWh;
- ¾ A prorrogação da concessão se deu a partir de 2005, por um período de 20 anos;
- ¾ No caso de unidades geradoras fora de operação, foi considerada a compra de energia no mercado spot a R\$ 157,00/MWh;
- ¾ As despesas de O&M da central modernizada estavam antes do início do processo em torno de 20%, após o início da modernização foi sendo reduzido paulatinamente a razão de 10% ao ano até atingir o patamar de 50% de redução em 2006, mantendo-se constante a partir do referido ano;
- ¾ Disponibilidade média esperada após modernização de 96%
- ¾ Fator de Capacidade médio esperado da ordem de 75%.

Com base nos custos ocorridos e nas premissas acima, desenvolveu-se a planilha de avaliação econômica, inserida no *APÊNDICE C* - “Análise de Viabilidade Econômica do Processo de Modernização” deste trabalho. De acordo com os resultados apresentados na *Tabela 8.2*, a seguir, confirmam-se as expectativas iniciais, podendo-se concluir que o processo de modernização, não somente é viável, como também proporciona incrementos significativos de receita.

**Tabela 8.2 – Resultados do Estudo de Viabilidade**

<b>RESULTADOS DA VIABILIDADE</b>	
<b>Parâmetros</b>	<b>Valores / Índices</b>
Custo Estimado da Modernização	R\$ 166.600.000,00
Custo Estimado da Indisponibilidade	R\$ 495.754.787,11
Ganho de Horas de Geração	2014,8 horas/ano
Índice de Instalação	407,11 R\$/kW
TIR	15,00%
VPL	R\$ 773.141,74

## 9. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Tendo em vista os resultados obtidos no estudo de casos, conclui-se que o critério proposto por esta dissertação, deve ser utilizado de forma *complementar* às avaliações de viabilidade dos processos de modernização de hidrogeradores baseados em avaliações dos parâmetros de rendimento e performance, obtidos a partir do levantamento criterioso de dados operacionais, possibilitando a validação da necessidade de implantação de tal processo.

Os refinamentos e melhorias que o presente trabalho pode vir a receber, passam, necessariamente, pela padronização das informações relativas a rendimento, performance e custos de O&M a serem disponibilizadas pelos agentes geradores, uma vez, ser a falta de informações confiáveis a principal limitação para a aplicação consistente desta metodologia.

Assim, entende-se que o processo de modernização de instalações hidrogeradoras de energia elétrica, deve ser colocado num plano prioritário, de forma a evitar também que ações outras, aparentemente mitigadoras, desatreladas de um procedimento metodológico, venham quebrar, ainda que parcialmente, a atratividade de projetos desta magnitude, considerando-se principalmente a visão de empresa agregada ao mesmo. O assunto deve ser tratado portanto, com elevada prioridade, tanto pelos agentes exploradores como pelos agentes reguladores do uso dos recursos hídricos, considerando inclusive os aspectos harmoniosos que se apresentam em relação ao meio ambiente e a sociedade como um todo.

Importante se faz ressaltar que as antigas centrais hidrelétricas brasileiras, fundamentais para o desenvolvimento do país, tiveram seus projetos adequados à legislação da época, entretanto, à luz da atual consciência ambiental, afetaram em larga escala os recursos naturais, principalmente devido à formação de grandes reservatórios.

Em face da irreversibilidade dos impactos gerados ao longo dos anos, cabe agora a compensação por meio da melhor utilização desses recursos naturais, sem a ampliação desses passivos, através da otimização do desempenho de nossas centrais hidrelétricas.

Uma vez compreendido, conceitualmente, o que vem a ser um empreendimento de modernização de uma central hidrelétrica, que diferentemente de uma repotenciação, não obtém ganhos de potência com a alteração das componentes energéticas do aproveitamento (vazão e queda bruta), mas sim através de incrementos de energia, com o resgate do fator de capacidade original da central e com a otimização dos rendimentos e performances de seus equipamentos, sistemas e componentes, pode-se afirmar que tal processo não contribui, de forma alguma, para a ampliação dos passivos ambientais existentes.

Avaliando o cenário energético atual, onde fatores como; a localização dos novos empreendimentos cada vez mais distantes dos grandes centros consumidores; a grande demanda por investimentos de transmissão; os altos custos com obras civis e desapropriações e a dificuldade de aprovação dos estudos ambientais, tornam neste momento, a modernização, alternativa viável para o incremento de energia ao sistema, a um custo de investimento e tempo de retorno relativamente menores, se comparados ao da construção de uma nova central. Paralelamente aos fatores acima mencionados, considera-se o momento atual, propício para a implementação de tais processos, que, as condições de mercado de energia indicam custos de indisponibilidade baixos a curto prazo, toleráveis para o médio prazo e proibitivos para o longo prazo, aumentando significativamente a atratividade destes investimentos.

Considerando a argumentação acima exposta, bem como, o aspecto relacionado à amortização plena dos investimentos de construção das usinas com idade tecnológica superior a trinta anos, pode-se concluir que as intervenções em uma central hidrelétrica com fins de modernização, permitirão além da possibilidade da operação remota da mesma, o aumento da segurança operacional, da confiabilidade e da disponibilidade dos equipamentos, sistemas e componentes, permitindo uma sobrevida

de 30 anos, a um custo médio de aproximadamente **14%** do custo de uma nova central, com custos de O&M reduzidos.

Logo, pode-se afirmar que os benefícios trazidos pela implementação do processo de modernização devem ser utilizados de forma complementar à estratégia de construção de novas centrais hidrelétricas, sem a pretensão de substituí-la na importante missão de prover a energia necessária ao desenvolvimento do país, mas sim, como opção de aumento da eficiência energética do sistema.

## 10. BIBLIOGRAFIA

ALMEIDA, A.T.L.. **Manutenção e Operação de Geradores Síncronos para Aplicações Industriais**. Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI. Itajubá/MG. 2000.

BALESTRASSI, PEDRO P.. **Probabilidade e Estatística**. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção. Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI. Itajubá, 1995.

BANCO DE INFORMAÇÕES DE GERAÇÃO. **ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>

BERMANN C., ROCHA G.S. e VEIGA J.R.C.. **A Repotenciação de Usinas Hidrelétricas como Alternativa para o Aumento da Oferta de Energia no Brasil com Proteção Ambiental**. WWF Brasil. São Paulo/SP, 2004.

CASELATO, D.. **Modernização e Reabilitação de Usinas Hidrelétricas**. Dissertação (Mestrado). Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo, 1994.

COSTA, A.C.. **Estratégia para Auxiliar Decisão Gerencial na Avaliação de Modernização de Unidades Geradoras em Usinas Hidrelétricas**. Monografia. Universidade Candido Mendes. Rio de Janeiro, 2006.

ECOSECURITIES. **O Desenvolvimento de Projetos MDL: Riscos e Ferramentas para sua Gestão**. Palestra. Furnas Centrais Elétricas SA. Rio de Janeiro, 2006.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Considerações sobre Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas**. Nota Técnica DEN 03/08. Rio de Janeiro, 2008.

FOLGOSI, C.A. et al. XI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. **Repotenciação e Reprojeto: Alternativas para Modernização de Unidades Geradoras.** Furnas Centrais Elétricas SA. Rio de Janeiro, 1991.

GRUPO DÍTESES. **Diretrizes para Apresentação de Dissertações e Teses da USP.** Sistema Integrado de Bibliotecas – SIBi – USP, São Paulo/SP, 2004.

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers. **IEEE Guide for the Rehabilitation of Hydroelectric Power Plant.** IEEE Std. 1147-2005. USA. 2005.

MALDONADO, O.A., PANUNZIO P.A., SILVA D.F. e SILVEIRA J.L.. **Technique-economical Viability of Repowering of Small Hydroelectric Power Plant considering the Social Insert and Environmental Preservation.** ICREPQ'06 – International Conference on Renewable Energies and Power Quality. Palma de Mallorca, Espanha, 2006.

NIELSEN N.M.. **Managing Modernization – Default Story Type.** Internacional Water Power & Dam Construction Magazine. USA. September/2002. Disponível em: <http://www.waterpowermagazine.com>

PENTEADO JÚNIOR, A. de A.; SÁ, F.S.F.. **Repotenciação de Hidrogeradores: Uma Proposta de Metodologia de Análise e Implementação.** Escola Politécnica, Universidade de São Paulo e ABB Asea Brown Boveri. São Paulo, 2001.

PINTO L.P. et al. **Management of Modernization Process in Hydroelectric Power Plants - The Experience of FURNAS.** HYDRO 2007 - NEW APPROACHES FOR A NEW ERA. ICOLD. Granada. Espanha. 2007.

PINTO, L.P. et al. **Obras Civis - Interfaces e Emprego de Tecnologias na Modernização da UHE Mal. Mascarenhas de Moraes.** IV Simpósio Sobre Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas - Comitê Brasileiro de Barragens. Recife/PE. 2004.

RIBEIRO, C.H.D. et al. **Repotenciação e Modernização de Centrais Hidrelétricas: Alternativas para Incremento de Energia, com Baixo Impacto Ambiental.** XXVI Seminário Nacional de Grandes Barragens. Goiânia, 2005.

SANTOS, E.O. dos.. **Contabilização das Emissões Líquidas de Gases de Efeito Estufa de Hidrelétricas: Uma Análise Comparativa entre Ambientes Naturais e Reservatórios Hidrelétricos.** Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro – COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro/RJ. 2006.

SANTOS, C.M.P.; COELHO J.; DIAS A.. XV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. **Uma Contribuição Metodológica para a Modernização de Unidades Hidrogeradoras.** Foz do Iguaçu/PR, 1999.

SOUZA, Z.; BORTONI E.C.; SANTOS A.H.M.. **Estudos para Implantação de Centrais Hidrelétricas.** Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS. Rio de Janeiro, 1999.

SOUZA, Z.. **Centrais Hidrelétricas, Dimensionamento de Componentes.** Editora Edgar Blücher. São Paulo/SP, 2006.

SPIEGEL, MURRAY R.. **Estatística.** Ed. McGraw Hill do Brasil Ltda. 2ª Edição. São Paulo, Brasil, 1984.

TUCCI, C.E.M.. **Hidrologia – Ciência e Aplicação.** Editora da Universidade Federal do Rio Grande do Sul - UFRGS. Porto Alegre/RS. 2002.

VEIGA, J.R.C.. **Oportunidades de Negócio com a Repotenciação de Usinas: Aspectos Técnicos, Econômicos e Ambientais.** Dissertação Mestrado. Universidade de São Paulo – USP. São Paulo/SP, 2001.

WHITE, F.M.. **Viscous Fluid Flow.** Ed. McGraw-Hill Inc. Second Edition. New York, USA, 1991.







## DADOS OPERACIONAIS

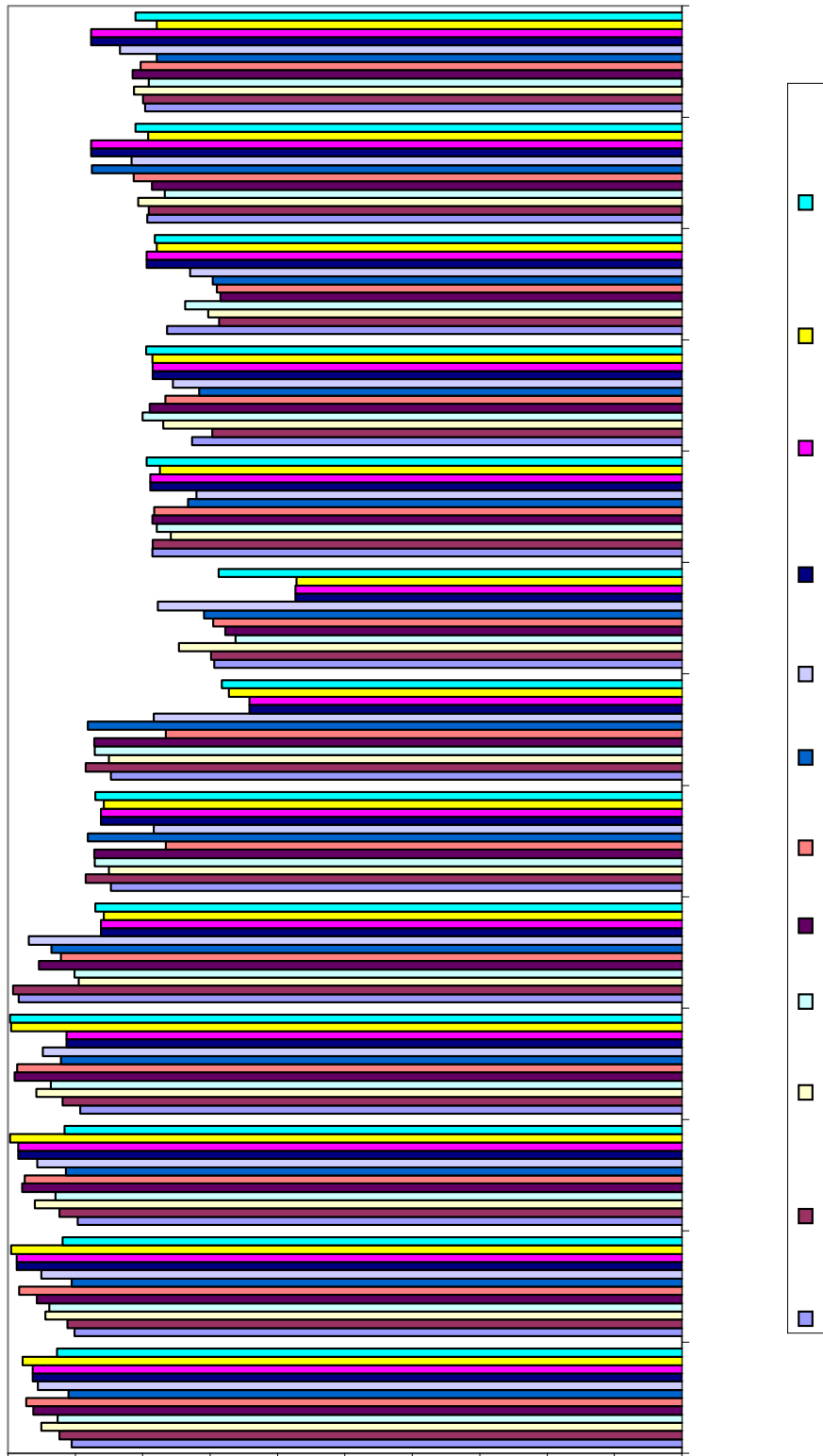
MÊS / ANO	FATORES DE GERAÇÃO (%)			Disponibilidade Operacional (%)										Energia Mensal Gerada (MW/h)	
	Fator Carga	Fator Capacidade (%)	Fator Utilização (%)	UG 1	UG 2	UG 3	UG 4	UG 5	UG 6	UG 7	UG 8	UG 9	UG 10		Disp. Média
set/06		71,85		0,00	98,52	98,43	98,52	100,00	100,00	100,00	100,00	0,00	98,66	79,41	246.249
out/06		73,93		0,00	99,24	99,24	99,24	96,34	100,00	100,00	100,00	0,00	100,00	79,41	261.822
nov/06		72,58		50,34	64,74	99,38	87,97	100,00	100,00	100,00	100,00	0,00	76,55	77,90	248.395
dez/06		73,89		92,86	0,00	97,32	99,50	99,17	100,00	100,00	94,11	0,00	99,32	78,23	261.673
jan/07		64,77		96,73	0,00	99,61	100,00	100,00	97,45	100,00	100,00	0,00	99,37	79,32	229.392
fev/07		74,94		98,68	0,00	99,53	100,00	100,00	97,74	100,00	100,00	0,00	95,18	79,11	240.054
mar/07		72,39		95,82	0,00	100,00	100,00	100,00	100,00	62,39	71,08	96,51	81,40	80,72	256.379
abr/07		65,02		91,48	0,00	98,93	98,93	82,02	100,00	0,00	95,89	100,00	100,00	76,73	222.830
mai/07		45,60		96,87	0,00	96,93	93,63	100,00	100,00	0,00	100,00	100,00	99,23	76,73	161.503
jun/07		54,68		100,00	26,55	100,00	100,00	98,56	100,00	0,00	98,87	100,00	89,93	81,39	187.392
Jul/07		68,46		92,27	99,18	100,00	94,69	93,65	95,60	0,20	100,00	100,00	100,00	87,56	242.458
ago/07		65,05		61,24	100,00	97,65	75,18	88,11	100,00	0,00	100,00	98,64	96,16	81,70	230.367
set/07		73,36		99,80	100,00	100,00	100,00	0,00	100,00	11,12	97,79	100,00	99,21	80,79	251.425
out/07		74,26		100,00	96,01	94,63	100,00	23,58	91,30	94,16	100,00	100,00	77,04	87,67	262.651
nov/07		67,02		100,00	100,00	100,00	96,51	99,53	0,00	98,06	93,29	90,25	14,76	79,24	229.690
dez/07		74,77		100,00	100,00	98,67	29,36	100,00	0,00	100,00	100,00	100,00	82,54	81,06	264.791
jan/08		74,45		100,00	99,38	100,00	0,00	98,79	26,59	100,00	100,00	96,21	75,82	79,68	263.663
fev/08		73,86		100,00	100,00	99,48	0,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	0,00	79,95	245.056
mar/08		66,44		100,00	100,00	36,51	78,51	100,00	97,64	100,00	100,00	100,00	0,00	81,27	235.279
abr/08		69,96		100,00	100,00	0,00	99,19	100,00	100,00	100,00	99,72	88,26	4,29	79,15	239.755
mai/08		72,95		100,00	100,00	1,05	100,00	99,67	99,56	100,00	17,14	100,00	98,01	81,54	258.351
jun/08		72,86		7,74	98,77	97,65	98,81	100,00	100,00	100,00	0,00	100,00	100,00	80,30	249.722
Jul/08		61,51		0,00	100,00	100,00	98,85	99,31	87,26	81,66	20,56	100,00	91,75	77,94	217.832
ago/08		72,30		39,72	100,00	100,00	100,00	100,00	97,98	0,00	96,23	100,00	100,00	83,39	256.032
set/08		72,73		97,66	100,00	93,41	100,00	100,00	100,00	71,21	99,91	100,00	100,00	96,22	249.253
out/08		74,26		100,00	96,01	94,63	100,00	23,58	91,30	94,16	100,00	100,00	77,04	87,67	262.651
nov/08		72,58		50,34	64,74	99,38	87,97	100,00	100,00	100,00	100,00	0,00	76,55	77,90	248.395
dez/08		74,77		100,00	100,00	98,67	29,36	100,00	0,00	100,00	100,00	100,00	82,54	81,06	264.791

**Notas:**1 - Disponibilidade operacional percentual DO% =  $100 \times \frac{S(P_i \times HD_i)}{S(P_i \times HP)}$ Indisponibilidade operacional percentual IO% =  $100 - DO\%$ 

Pi - Potência efetiva da UG i, em MW; HDi - Horas de disponibilidade da UG i; HP - Horas do período

2 - O mês de Set/2001 marca início do processo de modernização.





**APÊNDICE C – Viabilidade Econômica**

The image displays a complex grid structure, likely representing a data table or a flowchart. The grid is composed of multiple columns and rows, with various colored vertical bands and horizontal lines. The colors used include green, yellow, cyan, and blue. The grid is divided into several sections, with some cells containing smaller colored rectangles. The overall structure is highly organized and appears to be a detailed layout for a technical or financial document.

## ANEXO A – Ficha Técnica.

## UHE Mal. Mascarenhas de Moraes

### 1. LOCALIZAÇÃO

Bacia do Rio Grande	Município margem esquerda: Ibiraci (MG)
Rio: Grande	Município margem direita: Delfinópolis (MG)

### 2. RESERVATÓRIO

Níveis de água a montante:		Áreas Inundadas:	
Máximo Maxiorum:	666,12 m	NA Máx. Maxiorum:	250 km <sup>2</sup>
Máximo Operacional:	666,12 m	NA Máx. Operacional:	250 km <sup>2</sup>
Mínimo Miniorum:	644,12 m	Mínima:	72 km <sup>2</sup>
Mínimo Operacional:	653,12 m		
Níveis de água a jusante:		Volumes:	
Máx. Operacional:	227,12 m	Máx. Maxiorum:	4.040 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Normal:	219,12 m	Útil Máx. Operacional:	2.500 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Mínimo Operacional:	215,62 m	Mínimo Operacional:	1.540 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>

### 3. BARRAGEM

Barragem Principal	
Tipo:	Concreto a gravidade, de formato mistilíneo, dividida em dois trechos retos ligados por um trecho central com seção em duplo arco.
Desenvolvimento no coroamento:	606,00 m
Largura do coroamento	4,50 m
Altura até a cota mais baixa (fundação)	78,00 m
Elevação no coroamento:	669,12 m
Volume total:	400.000 m <sup>3</sup>

### 4. VERTEDOURO

Vertedouro 1		Vertedouro 2	
Tipo:	superfície com salto em esqui e bacia de dissipação	Tipo:	superfície com salto em esqui
Capacidade total:	9.350 m <sup>3</sup> /s	Capacidade total:	3.000m <sup>3</sup> /s
Número de vãos:	11	Número de vãos:	2
Comportas:	tipo segmento	Comportas:	tipo segmento
Acionamento:	elétrico com corrente	Acionamento:	cilindros hidráulicos
Largura:	10,67 m	Largura:	12,00 m
Altura do vão:	12,98 m	Altura do vão:	19,10 m
Raio:	10,00 m	Raio:	16,00 m

Fabricante: Paceco (USA) Fabricante: ALSTOM (Brasil)

## 5. SISTEMA ADUTOR

### Tomada D'Água:

Tipo: Concreto a gravidade

Altura d'água sobre a soleira: 22,00 m

### Comportas da Tomada D'água:

Tipo: Vagão

Acionamento: Cilindro hidráulico

Quantidade: 10

Largura: 7,08 m

Altura: 6,15 m

Fabricantes: Paceco (USA) 1 a 3; Monarch (USA) 4; Torque (Brasil) 5 a 10

### Conduitos Forçados:

Tipo: Chapas de aço soldadas

Quantidade: 10

Diâmetro: 6,00 m

Comprimentos: 67,00 m

## 6. CASA DE FORÇA E CANAL DE FUGA

Tipo: aberta

N.º de Unidades Geradoras: 10

Dimensões: 210,00 m x 25,00 m

## 7. TURBINAS

Tipo: Francis eixo vertical

40 MW (Unidades 1 e 2)

48 MW (Unidades 3 e 4)

Potência Unitária Nominal (no Eixo): 49 MW (Unidades 5, 6, 7 e 8)

52 MW (Unidades 9 e 10)

Rotação síncrona: 128,26 rpm (Unidades 1, 2, 5, 6, 7 e 8)

138,5 rpm (Unidades 3, 4, 9 e 10)

3911 mm (Unidades 1 e 2)

3.947 mm (Unidades 3 e 4)

Diâmetro do Rotor: 4.013 mm (Unidades 5, 6, 7 e 8)

3.950 mm (Unidades 9 e 10)

98,20 m<sup>3</sup>/s (Unidades 1 e 2)

Vazão turbinada (carga nominal): 134,62 m<sup>3</sup>/s (Unidades 3 e 4)

117,10 m<sup>3</sup>/s (Unidades 5, 6, 7 e 8)

127,30 m<sup>3</sup>/s (Unidades 9 e 10)

Fabricantes:	Dominium (Canadá) UGs 1 e 2; Morgan Smith (USA) UGs 3 e 4; W.Stell (USA) UGs 5, 6, 7 e 8; MEP (Brasil) UGs 9 e 10
--------------	---

## 8. GERADORES

Rendimento máximo:	98,44 %
Frequência:	60 Hz
Tensão nominal nos terminais:	13,8 kV
Fabricantes:	Westinghouse (USA) UGs 1 a 4; General Electric (USA) UGs 5, 6, 7 e 8; Brown Boveri (Brasil) UGs 9 e 10

## 9. TRANSFORMADORES

Quantidade:	20
Tipo:	Monofásico
Capacidade:	0 MVA
Relação de transformação:	13,8 / 138 kV
Fabricantes:	Westinghouse/USA: 7 (16.667 kVA); General Electric/USA: 7 (16.667 kVA); Brown Boveri/Brasil: 6 (63.000 kVA)

## 10. ESTUDOS ENERGÉTICOS

Queda Líquida de Referência:	45,00 m
Potência:	476,00 MW



## **ANEXO B – “Management of Modernization Process in Hydroelectric Power**

### **Plants - The Experience of FURNAS”.**

INTERNACIONAL COMMISSION ON LARGE DAMS - ICOLD

HYDRO 2007 – NEW APPROOACHES FOR A NEW ERA

GRANADA - ESPANHA, 15 A 17 DE OUTUBRO DE 2007

# **MANAGEMENT OF MODERNIZATION PROCESSES IN POWER PLANTS – THE EXPERIENCE OF FURNAS**

#### **PORTO, Márcio A. A.**

Civil Engineer M. Sc.  
Power Generation Construction Bureau  
FURNAS Centrais Elétricas SA  
Rua Real Grandeza, nr 219, Botafogo  
Rio de Janeiro/RJ - ZIP: 22.281/900  
Brazil

#### **RIBEIRO, Clóvis H. D.**

Civil Engineer, HPGP expert  
Corumbá Power Generation Construction Dept.  
FURNAS Centrais Elétricas SA  
Rua Real Grandeza, nr 219, Botafogo  
Rio de Janeiro/RJ - ZIP: 22.281/900  
Brazil

#### **ALMEIDA, Andréa G.**

Accountant, HPGP expert  
Corumbá Power Generation Construction Dept.  
FURNAS Centrais Elétricas SA  
Estrada Ibiraci/M.Moraes - Zona Rural  
Ibiraci/MG – ZIP: 37.990/000  
Brazil

#### **PINTO, Luciano L.**

Civil Engineer, HPGP expert  
Corumbá Power Generation Construction Dept.  
FURNAS Centrais Elétricas SA  
Estrada Ibiraci/M.Moraes - Zona Rural  
Ibiraci/MG – ZIP: 37.990/000  
Brazil

## **1. Introduction**

The pressing need for expansion of the national power generation installed capacity, aggravated by the lack of investments in this industry and by unplanned increase in demand, is driving power generation companies, both state and private owned, to invest in renovation programs for its older hydroelectric power plants, aiming at improving the efficiency of such, promoting the survivability, in addition to the technological update. Thus, hydroelectric power plant modernization programs present an attractive and promising option to restore productive efficiency, since most power plants in operation today have technological age in excess of 30 years. The scenario of expansion in power offering, where modernization works are included, is presented herein, as well as the awareness raising regarding efficient production of power, aggregated to the history of modernizations already executed or in execution with its respective perspectives.

Today, within the national energy scenario, the modernization of hydroelectric power plants is a practice that aims to extend the operational life of a hydraulic generation plant, and at the same time, tries to restore its original capacity factor, assuring and expanding its reliability and availability to the National Power Grid (SIN – *Sistema Interligado Nacional*), besides enabling its remote operation, with reduction in Operation and Maintenance (O&M), costs and improvement in environmental performance, additionally including the discussion on the eligibility of such projects, which may take advantage of carbon credits trading in the future. Therefore, it is the intention of this paper to make available the experience acquired by FURNAS Centrais Elétricas SA in the conduction of modernization processes in its installed power generating plants, making available an assessment of aspects involving interface management, especially between phases of engineering, supply, civil works,

electromechanical assembly, commissioning and other operational aspects involved.

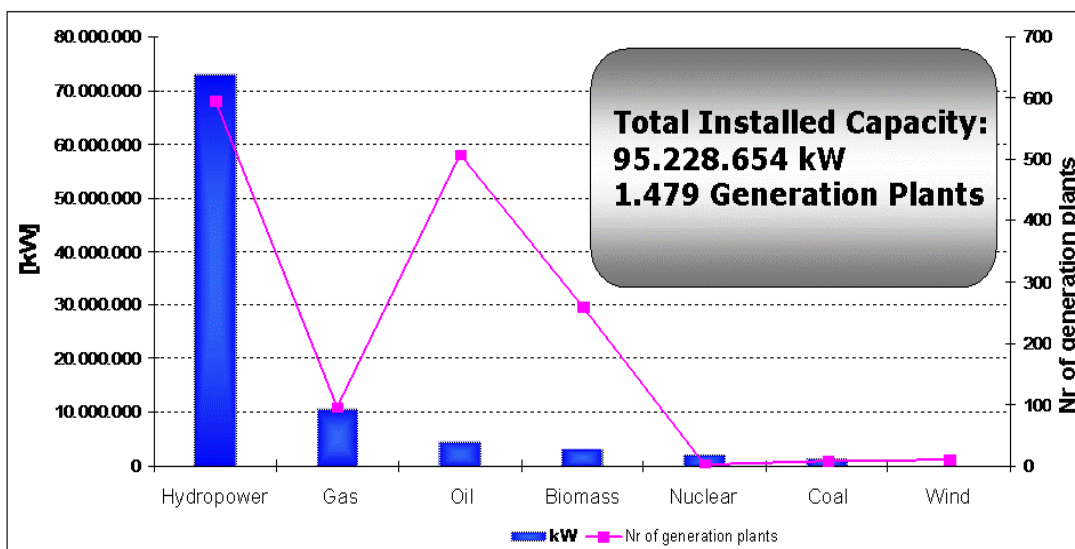
After an assessment of its consistency, such aspects gave support to the preparation of a strategic planning, which was used as a beacon for the actions to be implemented by the process manager, thus, enabling the adoption of an individual strategy to conduct each project. In the approach of technical parameters, the highlight is in the employment of modern engineering techniques, new manufacturing processes, and new materials, that ensure the return of those power plants with new operational life and in economically justifiable conditions. The risks inherent to the process are also assessed and dealt with, regarding unpredictability related to equipment conditions, significantly reflecting on the preparation of the executive project, and significantly affecting project evolution as a whole, creating contractual liabilities that are difficult to solve. Having the strategic planning and surveyed information in hands, it is possible to establish an execution feasibility assessment for such projects, which along with evidence of generation capacity gains and operational performance improvement, can confirm the efficacy of the strategy adopted or otherwise. After assimilating the experiences during the evolution of projects, the solutions employed in the mitigation of technical and operational deadlocks, which resulted in significant efficiency and productivity gains, are objectively presented.

## 2. Energy Scenario

### The Electric Power Industry and the Modernization

The modernization of old hydroelectric power plants, having operational history exceeding 30 years, is being considered by the National Electric Power Industry as a practice aimed at extending the operational life of hydro-generators, and at the same time trying to restore power plant reliability, increasing the produced energy and without affecting the environment. The absence of new social-environmental impacts, associated to energy increase, is being one preponderant factor to the implementation of such projects, compared to the amount of compensatory investments required for a new project.

Based on the assertion above and considering the last reports made available by the National Electric Power Agency (ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica) via Power Generation Information System (SIG – Sistema de Informações de Geração), which classifies the national electric generation matrix as extremely "clean", mainly based on the use of non-pollutant energy sources, and including 43.8% renewable energy sources among the total energy consumed, the country can be ranked in the vanguard of worldwide energy industry and in sustainable use of its natural resources. Considering the Brazilian Electric Matrix, identified below in *Figure 2.1*, it can be verified that renewable energy sources are responsible for approximately 73% of the production, being approximately 70% of them originated from the large Brazilian hydraulic potential, which enables the country to produce clean, low-cost energy.



Source: TIAGO (2006)

Figure 2.1 – Brazilian Electric Matrix – Projects in Operation

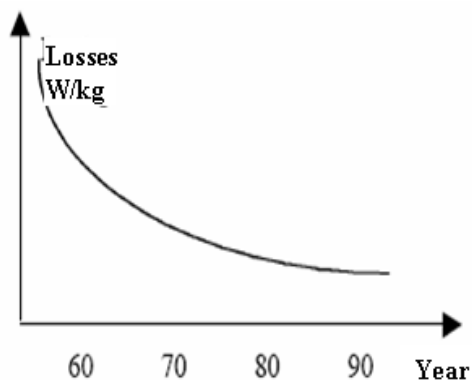
The present scenario is of a transitioning power generation industry, due to the changes introduced with the restructuring promoted by the present government, aiming at attracting new investments to its own expansion and modernization. The greatest challenge is to overcome demand increase in opposition to the exhaustion of the installed resources. Presently, Brazil has its electric power generation installed capacity mainly based on hydraulic sources, evaluated in approximately 73,137,408 kW. However, to keep up with the economic growth projected for this decade, the installed capacity has to grow an average 5% per year until 2008, achieving 105,000 MW by then. (Source: Decennial Expansion Plan – MME, 2005).

Considering the probable energy demand projected by MME, and in face of the present policy for Gross National Product (GNP) growth required to leverage country development, the agents of the power generation assets redirected their actions to the implementation of modernization projects in the installed power generation plants, motivated by old technological age of generation plants and by low production costs, establishing it as an additional option to accelerate the pay back of investments, even in the absence of regulations to enable the remuneration of investments, for example the issue on capacity charges. In view of the institutional scenario arranged by the Government, through its new energy model, the modernization of hydroelectric power plants can be considered a good strategy for transforming low performance assets in highly profitable assets. In this case, the increase in power generation becomes attractive, since its cost has incremental characteristics, requiring no investments in expropriations, dike construction, spillway, power house, water inlet, penstock, and lifting and ancillary equipment. Additionally, environmental costs are virtually zero and the project can be implemented with the power plant in operation, with quite limited need for shut-downs.

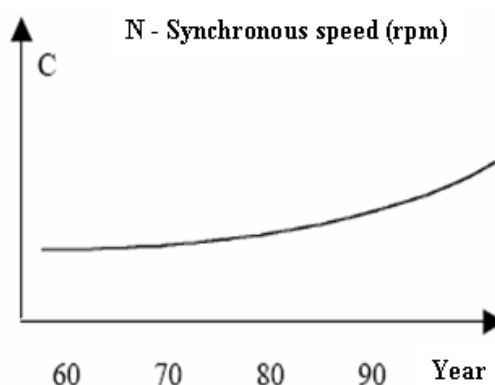
#### State of the Art

Basically, power plants designed within criteria and assumptions that consider great distance between the power generation center and consumption center, by the time of the modernization process, enable the reassessment of some requirements adopted when the original design was developed, resulting in significant gains in efficiency and performance. Technological advances contribute in the achievement of significant power increases for old hydro-generators. Such advances are not exclusively limited to insulation or mechanical materials technology employed today. Significant gains were obtained through the evolution of knowledge about magnetic circuits, heat exchange process, electrical and mechanical auxiliary systems, as well as through the introduction of computational tools for analysis and monitoring.

It is interesting to note that in the last 30 years there were large advances in the design of generators, primarily based on the evolution of the usage factor  $C$ , which achieved an efficiency gain in the order of about 40%, and on the reduction of losses in the magnetic material of the core. The performance of the usage factor  $C$  and reduction of losses in the magnetic material of the core, as observed in the last few decades, are outlined in *Figure 2.2 a/b* below:



*Figure 2.2b* – Reduction of losses in magnetic material



*Figure 2.2a* – Evolution of usage factor  $C$

Keeping focused in extending the operational life, it is observed that productivity gains and Operation and Maintenance (O&M) cost reduction, as well as the reduction of number, intensity, and periodicity between maintenance interventions, direct the priority of modernization essentially to the turbine and the generator, combined to hydraulic availability, of course, and additionally associated to the following aspects:

- ¾ Heat losses in synchronous machines;
- ¾ Technological evolution of magnetic materials and stator insulating materials;
- ¾ Evolution of ventilation systems;
- ¾ Static excitation system;
- ¾ Evolution of design techniques.

### 2.3 Perspectives of Hydroelectric Power Plant Modernization

The perspective of modernization works in Brazil is concentrated in hydroelectric projects, which correspond to 70% of our electric power production matrix, being indicated for power plants having operating history over 30 years, with very interesting capacity gain rates. Evaluating the power plants that constitute the national hydraulic power generation matrix, a significant volume of incremental power to be achieved by means of modernization is obtained from an installed power generating capacity around 34,374.70 MW.

## 3. Modernization Indicating Aspects

The indication of the need for the implementation of hydroelectric power plant modernization work puts the power generation concessionary in face of the following technical-economical questions:

- ¾ When to intervene?
- ¾ What is the extension of such intervention and its scope?
- ¾ How much has to be invested?
- ¾ How much will be inherently lost in the process? (unavailability of the generating unit being modernized)
- ¾ How much Time for investment pay back and what Rate will it be?

In order to get the answers for the questioning above, it is required to have a detailed assessment of technical aspects related to availability, efficiency, and performance of units, to operational and maintenance history, and to opportunity sensitivity analysis, which may give support to the generating agent on making a decision favorable to the project. Other aspects external to the modernization process must also be considered in such evaluation, among which the interface between the generating agent and National System Operator (ONS – *Operador Nacional do Sistema*), which may significantly affect the evolution of the modernization process as function of energy availability in the National Power Grid (SIN).

Additionally, the existence of multiple operational and design characteristics is observed among power plants, resulting in a different scope for each project. It is important, however, to make a standardized assessment of the respective particularities of each generating unit, as in *Figure 3.1*, in order to obtain a position that allows comparison links between several units, thus supporting the definition of service scope:

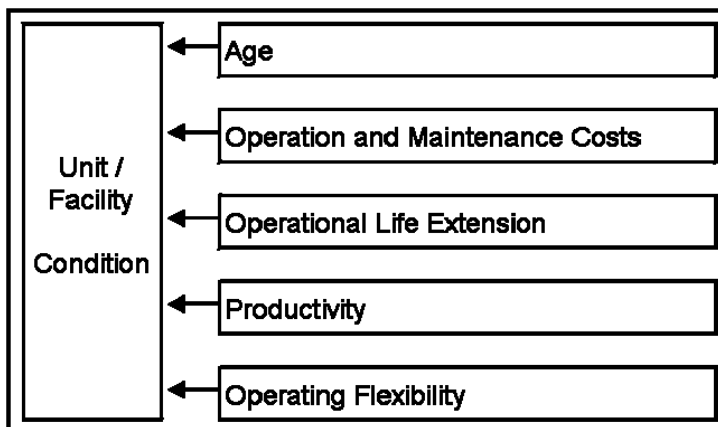


Figure 3.1 – Indicators for Decision Making

Regarding the indicator "age", it is understood that hydroelectric power plants having more than 30 years in operation, and which hydro-generators exceed 120,000 hours of operation, subjected to constant and vigorous maintenance procedures, are preferably indicated to be modernized, in view of the wear and tear of its components and associated equipment, with very interesting capacity gain rates. Such considerations were raised by FURNAS after detailed assessment of its installed power generation plants, as summarized in Figure 3.2 below:

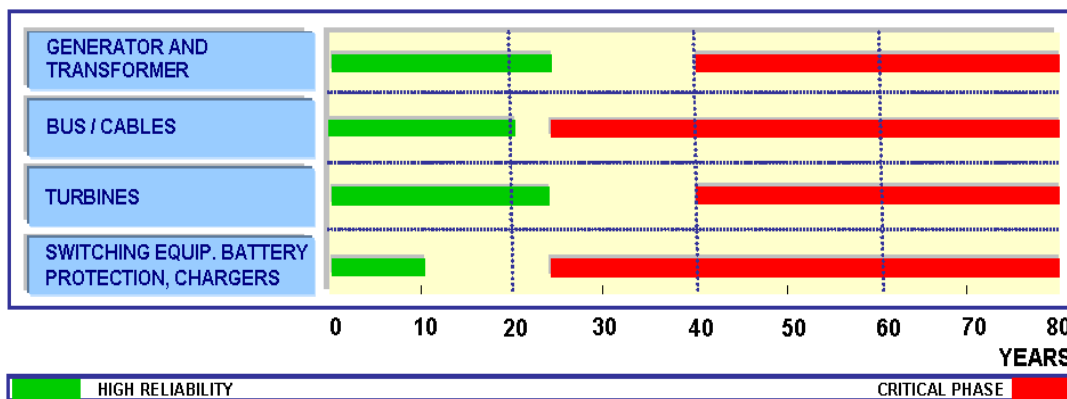
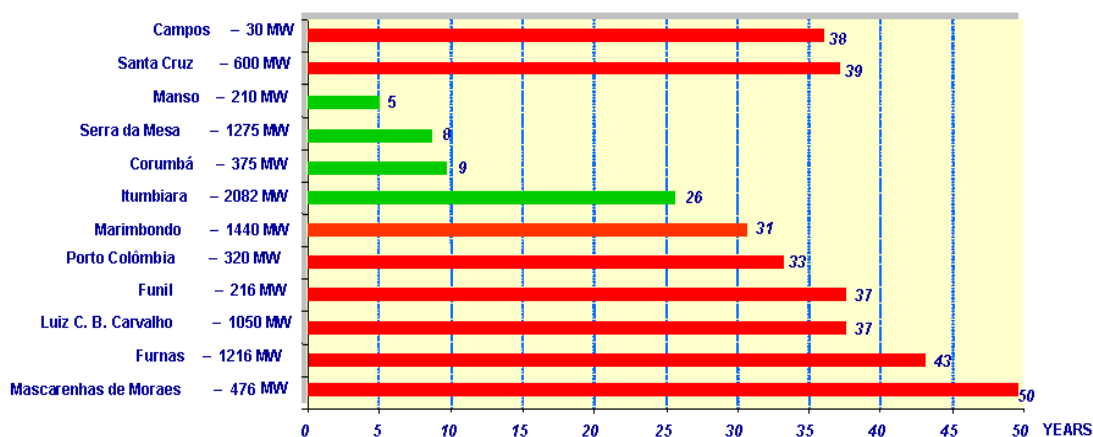


Figure 3.2 – Estimated Operational Life for Equipment and Systems

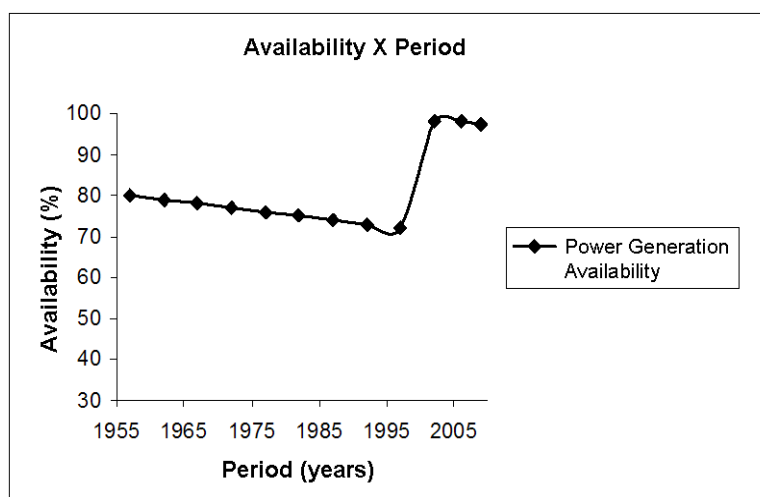
As an evidence of the assertion above, FURNAS is developing an important modernization program for its installed power generation plants that present technological age over 30 years, prioritizing the start of modernization works in its oldest power plants, which have the most unfavorable maintenance and unavailability history, in accordance with the illustration in Figure 3.3 below.



*Figure 3.3* – Commercial Operation Period – FURNAS System

It is noteworthy that FURNAS ongoing modernization program presents promising initial results with its proposed goals being fully achieved, restoring the original power generation plant capacity factor, enabling an increase in efficiency and in availability factor of equipment and systems, which will survive for at least 30 more years after the intervention, besides making feasible the remote operation of its power generation plants by means of system digitalization.

Regarding the indicators "operation and maintenance costs" and "productivity", these must be evaluated by means of the analysis of costs resulting from the forced unavailability of the generating unit, before and after the modernization process, as well as the availability factor of those power generation plants, which have its optimum values ranging from 0.94 to 0.98, in accordance with *Figure 3.4* below:



*Figure 3.4* - Availability x Period after Modernization

The remaining indicators, "operational life extension" and "operational flexibility", are the main goals of the modernization process, being fully achieved as function of intervention amplitude. In addition to the aforementioned indicators, it is still necessary to assess the physical data, which may enable an increase in the generated power, independently of the process itself, i.e.: updating hydropower related studies on the energy use, hydraulic circuit, diagnosis of the hydrogenerator and associated equipment, auxiliary equipment, and transforming and power line systems

#### 4. Benefits and Attractiveness

In order to develop an economical analysis of hydroelectric power generation plant modernization works, aiming at checking its attractiveness in face of other options, and at expanding

electric energy offering, it is necessary to identify the cost-benefit ratio, for instance. Benefits can be identified according to two levels, i.e., at power generation plant level and at system level. At power generation plant level, the benefits to be considered are:

- ¾ Increase in guaranteed energy and power without causing environmental impact or raising agrarian questions;
- ¾ Reduction in O&M costs;
- ¾ Increase in the availability index of the generating unit/facility;
- ¾ Increase in operational flexibility related to generation dispatch;
- ¾ Expansion of unit operational life;
- ¾ Eligibility of the process aiming at obtaining carbon credits;
- ¾ Remote operation;
- ¾ Facility automation, enabling its better integration in the Organization as a whole.

At system level, the benefits are result of greater operational flexibility of modernized generating units, which enables energy optimization for generation system dispatch, and resulting in additional gains in guaranteed energy for the National Power Grid (SIN). In order to identify such systemic benefits it is necessary to prepare detailed simulations of SIN energetic operations, thus involving other plants in the electric power system and, depending on the case, of associated systems. Regarding costs, these are result of the implementation of modernization works and of those connected to continuing operations of the facility.

## 5. Management Elements in the Modernization Process

The modernization process of old power generation plants is inserted in a complex and dynamic environment, having high uncertainty level, with a large number of factors to be managed, such as: several areas and skills involved, several companies in consortium, high number of stakeholders, strong influence of external intervening factors. Thus, in order to fully achieve the goals proposed by the modernization, it is indispensable to employ advanced management techniques and tools, mainly based on the implantation of a very detailed and very consistent executive plan, which must consider all interfaces between design, supply, civil works and electromechanical assembly activities involved in the project.

However, it would not be possible to achieve the anticipated goals without assigning highly qualified technical teams, having knowledge on the modernization process and facilities, which, besides technical skills, must have an enterprising attitude and be strongly result-oriented and milestone-oriented, have negotiation skills, political sense, good relationship with the involved parties, and capability to deal with risks and uncertainties, playing swiftly in the decisions, distributed in the following areas:

- ¾ Planning and Control;
- ¾ Project analysis and certification;
- ¾ Executive follow up and quality management;
- ¾ Commissioning and tests;
- ¾ Management of operating interfaces at system level (SIN);
- ¾ Contractual management.

Therefore, it is understood that the success of a modernization process is linked to a number of technical and managerial factors, which main aspect is management team qualification.

Besides such qualification, the preliminary studies to define scope and executive project quality are primordial aspects for the minimization of impacts caused by process-inherent unpredictability, which will happen for sure, and must have their effects quickly and effectively mitigated.

## 6. Knowledge Acquired

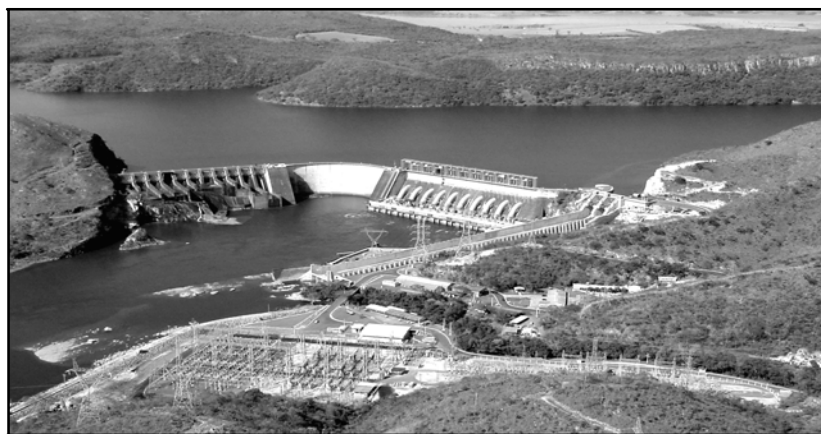
The modernization process developed by FURNAS, in its installed power generation plants, comprises three hydroelectric generation plants (HPGP Mal. Mascarenhas de Moraes, HPGP (Hydroelectric Power Generation Plant) Furnas, and HPGP Luiz Carlos Barreto de Carvalho) and one

thermoelectric plant (TGP (Thermoelectric Generation Plant) Santa Cruz), being the process in the completion phase for HPGP Mal. Mascarenhas de Moraes, and in the initial phase for HPGPs Furnas and Luiz Carlos Barreto de Carvalho.

### 6.1 HPGP Mal. Mascarenhas de Moraes

Located between HPGPs Furnas and Luiz Carlos Barreto de Carvalho, HPGP Mascarenhas de Moraes was the first large-sized generation plant constructed in Rio Grande, in the decade of 1950. It is located in the municipal district of Ibiraci (MG), being incorporated to FURNAS in August, 1973, by determination of Eletrobrás. Its mixtilinear form is divided into two straight portions connected by a tightly curved central portion, as shown in *Figure 6.1*. The generation plant has a power capacity of 476 MW, with 10 generating units.

Being more than 40 years old, HPGP Mascarenhas de Moraes was facing the effects of an old power generation plant and with outdated technology. Its operation was facing difficulties for the acquisition of spare parts, requiring, in some cases, adaptations and internal development of some components or systems; operational reliability indexes were below expectations for the present time and incompatible with the present technology. This condition put the integrity of generating units at risk in case of failures.



*Figura 6.1* - General view of HPGP Mascarenhas de Moraes

One problem faced by that generation plant, on generating units 5 to 10, was the connection of each group of three units to one single bank of single-phase transformers. Such arrangement increased the likeliness of unit unavailability, since in case of a failure in one of such banks would cause the simultaneous loss of three units.

After the execution of studies and data surveys, more comprehensive modernization services were defined for units 5 to 8, and partial services for units 1 to 4, 9 and 10.

In addition to the benefits resulting from increased safety and reliability of the generation plant, the modernization aimed at providing an increase in equipment availability and, therefore, restoring the Capacity Factor (FC in Portuguese) of the generation plant. The unavailability factor of some generating units was high. Prior to modernization works, the number of unscheduled and scheduled shut-downs resulted in an availability index below 73%. After the full execution of the modernization, in view of the data on the normal behavior of units, the availability index achieved levels around 98%, representing an increase of 25%.

The increase in the availability factor of the power generation plant, under favorable hydric and market conditions, will enable an increase in generated power, and, therefore, an increase of the Capacity Factor (FC) of the in power generation plant. For the HPGP Mascarenhas de Moraes, it is expected that the increase in the availability factor by 25% after the modernization, will produce an increase in the annual revenue around R\$ 4,300,000.00 per generating unit, considering a value per MWh of R\$ 65.00, in accordance with the last energy bid.

### 6.2 Project Management

The experiences lived in the management of modernization projects also indicate the following points, understood as preponderant success factors, in addition to the other points intrinsic to project management, which aim at guaranteeing the outlined strategies in operation and monitoring them:



- ¾ Defining realistic schedules and milestones, considering uncertainties included in the process, in order to avoid non achievement of goals or construction pace acceleration by means of activity superposition;
- ¾ Making the project solid, from the political point of view, before the administration board and other officers involved, seeking for full and unrestricted support, especially amid the number of external intervening factors;
- ¾ Creating a strong communications program, producing feedbacks and positive messages to the interested parties, avoiding the generation of conflicts around the project due to communication failures;
- ¾ Structuring resources and technical team due to project portfolio to be managed, aiming at promoting an interaction coefficient that enables continuous improvement in all project phases, and the achievement of effective results with the swiftness required by the project;
- ¾ Developing control mechanisms, including those based on data obtained during the decommissioning of generating units, in a process of technical evaluation of the machine prior to disassembling, aiming at generating parameters for comparison between the condition before and after the intervention;
- ¾ Given the magnitude of renovation projects, it is natural for the project to be continuously adjusted with time, trying to keep the goals initially established. In this context, contract preparation requires some flexibility, balanced with clear parameters, in order to speed up decision making process when changes and corrections are required in the execution phase of construction works, thus avoiding procrastinations and hindrances in scheduled services.

## 7. General Considerations

The Modernization of hydrogenerating facilities for electric power must be put in a priority level to avoid other actions, apparently mitigating, and unattached to a methodological procedure, to disrupt the attractiveness, even partially, of projects of such magnitude, mainly considering the view of the company aggregated to it. Therefore, the matter must be treated with high priority, both by exploiting and regulating agents on the use of hydropower resources, additionally considering harmonious aspects that arise in relation to the environment and the society as a whole.

It is important to emphasize that the old Brazilian hydroelectric plants, although essential for country development, had their projects fitted to the laws in force by that time, but, in the light of the present environmental awareness, they deeply affected the natural resources, mainly because of the formation of large reservoirs. In face of the irreversibility of the impacts produced for several years, now it is adequate to compensate for it by means of a better use of such natural resources, without increasing those liabilities, with performance optimization of our hydroelectric power generation plants.

Assessing the present energy scenario, where factors like the location of new projects, more and more distant from the large consumption centers, and the high demand for investments in power lines, the high costs of civil construction works and expropriations, and the difficulties involving the approval of environmental studies, make the modernization a quite convenient, strategic and feasible option to add energy to the system, at relatively small investment costs and pay back times, when compared to the construction of a new plant, with unavailability costs that are small in the short term, tolerable in the medium term, and prohibitive in the long term, thus valorizing such energy increases.

In view of the exposed above, it can be concluded that the intervention in a hydroelectric power generation plant with the purpose of modernization will allow, besides the possibility for remote operation, increasing the operating safety, reliability, and availability of equipment, systems, and components, allowing 30 years of survivability, at an average cost corresponding to 17% of that for a new plant, and allowing even lower O&M costs. Consequently, it is understood that the benefits brought by the modernization must be used in such a way to supplement the strategy of building new hydroelectric generation plants, without the intention to replace it, with the important mission of providing the required energy for the development of the country.

## References

SOUZA, Z.; BORTONI E.C.; SANTOS A.H.M.. **Estudos para Implantação de Centrais**

**hidrelétricas.** Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS. Rio de Janeiro, 1999.

PINTO, Luciano L. **Modernização de Centrais Hidrelétricas: Avaliação dos Aspectos Técnicos, Ambientais e Comerciais.** Monografia. Curso de Especialização em Centrais Hidrelétricas. Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI. Itajubá/MG, 2006.

RIBEIRO, C.H.D. et al. **Repotenciação e Modernização de Centrais hidrelétricas: Alternativas para Incremento de Energia, com Baixo Impacto Ambiental.** XXVI Seminário Nacional de Grandes Barragens. Goiânia, 2005.

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers. **IEEE Guide for the Rehabilitation of Hydroelectric Power Plant.** IEEE Std. 1147-2005. USA. 2005.

BANCO DE INFORMAÇÕES DE GERAÇÃO. ANEEL - **Agência Nacional de Energia Elétrica.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>.

**About the Authors:**

PORTO, Marcio A. A. Civil engineer, M.Sc. in Business Strategy and Management from UFRRJ (2004). Currently, Assistant to the Superintendent for Power Generation Enterprises at FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. Has published 13 technical articles in national and international events on themes referring to management of enterprises in the electrical energy sector.

RIBEIRO, Clóvis H. D. Civil engineer. Specialist in Hydropower Plants from UNIFEI/UFU (2006). Currently, head manager of the Department responsible for the modernizations of hydroelectric power plants of FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.

PINTO, Luciano L. Civil engineer. Specialist in Hydropower Plants from UNIFEI/UFU (2006). Currently, works at the Department responsible for the modernizations of hydroelectric power plants of FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.

ALMEIDA, Andrea G. Accountant technician. Specialist in Hydropower Plants from UNIFEI/UFU (2006). Currently, works at the Department responsible for the modernizations of hydroelectric power plants of FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.