



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº10.435, de 24 de abril de 2002

Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia

**REPOTENCIAÇÃO DE PEQUENAS CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS: AVALIAÇÃO TÉCNICA E
ECONÔMICA**

MARCOS ANDRÉ DE OLIVEIRA

Itajubá, Junho de 2012



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº10.435, de 24 de abril de 2002

Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia

MARCOS ANDRÉ DE OLIVEIRA

**REPOTENCIAÇÃO DE PEQUENAS CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS: AVALIAÇÃO TÉCNICA E
ECONÔMICA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação da Universidade Federal de Itajubá, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de mestre em Engenharia de Energia.

Área de concentração: Exploração do Uso Racional de Recursos Naturais e Energia

Orientador: Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni

Junho de 2012

Itajubá - MG

Dedico este trabalho aos meus pais, André Luiz de Oliveira e Júlia Soares de
Oliveira, representantes das grandezas do amor.

AGRADECIMENTOS

Deixo meus sinceros agradecimentos a Enel Brasil Participações Ltda, a qual autorizou a utilização dos dados e informações referentes à PCH Lajeado, principalmente ao Sr. Maximiliano Spinato, até então diretor técnico, e ao meu orientador e amigo Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni pelo auxílio no desenvolvimento do presente trabalho.

“A mais bela e profunda experiência é a sensação do mistério. Ela é semeadora de toda verdadeira ciência. O homem para quem essa emoção é estranha, que não mais pode se maravilhar e se sentir arrebatado de admiração, está praticamente morto.”

ALBERT EINSTEIN

RESUMO

Comparada ao crescimento anual da demanda de energia no país, a repotenciação, quantitativamente, não acrescenta grandes ganhos de potência, contudo é umas das alternativas para acrescentar potência dentro de realidades locais, configurando-se como uma grande ferramenta para o *aproveitamento ótimo* de usinas existentes.

Assim a repotenciação de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs é, a curto e a médio prazos, uma alternativa para garantir o melhor aproveitamento do potencial hidráulico em usinas já implantadas, permitindo ganhos energéticos, econômicos e sócio-ambientais, e ao longo prazo um recurso para enfrentar o *envelhecimento* do parque hidrelétrico nacional.

Sabendo que no Brasil a repotenciação encontra-se em um processo de estruturação, no que diz respeito aos seus aspectos técnicos, econômicos e regulatórios, o presente trabalho busca, partindo do levantamento do estado da arte e discussão teórica das práticas atualmente empregadas, contribuir com conceitos e discussões técnicas, além de um modelo para análise da viabilidade técnica e econômica da repotenciação de PCHs, validado experimentalmente pelo estudo de caso da PCH Lajeado.

Abordando todo o processo de conversão energética de uma usina hidrelétrica, o modelo sugerido para análise da viabilidade técnica e econômica considera os levantamentos, testes e estudos preliminares necessários para compor as potenciais alternativas de repotenciação de uma PCH e os recursos para tomada de decisão quanto a melhor oportunidade de investimento.

Palavras-chave: Repotenciação, potencial ótimo, estudo de viabilidade técnica e econômica, pequenas centrais hidrelétricas.

ABSTRACT

Compared to the annual growth of the Brazilian power demand, repowering of hydro power plants, quantitatively, does not add significant gains, though it is one of the alternatives to add power regionally, configuring itself in a great tool for the *optimum exploit* of existing plants.

Therefore, repowering Small Hydropower Plants - SHP is in the short and medium term an alternative to ensure the best water utilization of already implemented plants, allowing for the increase of energy, economic, and socio-environmental quality. In the long-term it consists in a action to oppose the aging of the national hydroelectric stock.

Knowing that nowadays repowering is under a structuring process, regarding to their technical, economic and regulatory issues, this work contributes developing concepts and technical discussions, based on the state-of-the-art of the matter and discussing the currently employed practices. The work culminates in the development of a model for the technical and economic feasibility analysis of repowering SHP, experimentally applied and validated in the case study of SHP Lajeado.

Including the overall process of energy conversion of a hydroelectric plant, the suggested model for the analysis technical and economic feasibility of repowering considers surveys, tests and the necessary studies to include the potential alternatives of repowering a SHP, and all the resources for the best decision and investment opportunity.

Keywords: Repowering, optimal exploit, technical and economic feasibility studies, small hydropower plants.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Acréscimo Anual da Geração	12
Figura 2: Aproveitamento do Potencial Hidrelétrico Brasileiro por Região.....	13
Figura 3: Evolução da capacidade instalada de PCHs (2001 a 2009).....	17
Figura 4: Evolução da capacidade instalada de CGHs (2001 a 2009)	17
Figura 5: Ampliações de PCHs (1998 a 2010).....	18
Figura 6: Ampliações de UHEs (1998 a 2010).....	19
Figura 7: Opções técnico-gerenciais para usinas em funcionamento.....	27
Figura 8: Opções técnico-gerenciais para usinas desativadas	28
Figura 9: Modalidades de intervenção de repotenciação.....	30
Figura 10: Produção de energia durante a vida útil de uma usina hidrelétrica	33
Figura 11: Benefícios da R&M na produção de energia	34
Figura 12: Idade crítica dos equipamentos e estruturas principais de um empreendimento hidrelétrico	35
Figura 13: Vida útil dos equipamentos principais de um empreendimento hidrelétrico	36
Figura 14: Perfil hidráulico esquemático de uma usina hidrelétrica	44
Figura 15: Modelo de conversão energética em uma central hidrelétrica.....	47
Figura 16: Comportas agulhas com apoio fixo (a) e com apoio articulado (b).....	52
Figura 17: Esquema funcional de uma comporta inflável (ESHA, 2004)	53
Figura 18: Vista esquemática de uma bolsa inflável com placas de aço	53
Figura 19: Comportas fusível instaladas no vertedor da usina Kastraki	54
Fonte: RAYCAP (2011) Figura 20: Esquema funcional de uma comporta fusível (<i>fusegates</i>).....	55
Figura 21: Distribuição otimizada de carga entre unidades (BORTONI <i>et al</i> , 2002)	61
Figura 22: Curvas de perdas para a usina de Canoas II – 1 máquina (ENCINA <i>et al</i> , 2002)	62
Figura 23: Vetores de velocidade do fluido na condição de projeto e para uma vazão reduzida (ENERGIE, 2000)	63
Figura 24: Efeito das variações de queda e variações de velocidade sobre o rendimento da turbina (ENERGIE, 2000)	64
Figura 25: Modelo típico de uma curva de permanência de vazões	70

Figura 26: Curva das perdas no circuito de adução da PCH Pary.....	73
Figura 27: Seção de uma tubulação apresentando efeito de tuberculização.....	75
Figura 28: Macrofouling em adutora de ferro fundido	75
Figura 29: Bobinado estatórico e rotórico do gerador, antes e depois da limpeza e pintura.....	78
Figura 30: Imagem térmica IR de geradores síncronos de uma usina hidrelétrica (BORTONI <i>et al</i> , 2011)	79
Figura 31: Incremento de potência e rendimento através do reprojeto do rotor	81
Figura 32: Modelo numérico de rotor tipo Francis	83
Figura 33: Curva de rendimento relativo x potência relativa (antes e após a repotenciação da turbina).....	83
Figura 34: Características físicas dos geradores.....	86
Figura 35: Evolução do coeficiente tecnológico (BORTONI, 2011)	87
Figura 36: Evolução das dimensões do isolamento de geradores (SUMEREDER, 2008)	89
Figura 37: Representação esquemática do fluxo de caixa de um projeto de repotenciação	93
Figura 38: Tempo de Retorno do investimento com desconto (BASTOS, 2002).....	98
Figura 39: Representação gráfica do custo de uma turbina Francis (OGAYAR & VIDAL, 2009).	103
Figura 40: Modelo para Análise da Viabilidade Técnica, Econômica e Ambiental da repotenciação de PCHs.....	111
Figura 41: Localização dos postos pluviométricos disponíveis na região	115
Figura 42: Hietograma de precipitações médias mensais	116
Figura 43: Seção topobatimétrica do posto fluviométrico Lajeado.....	117
Figura 44: Curva de permanência das vazões médias mensais afluentes a PCH Lajeado.....	120
Figura 45: Curva de permanência das vazões médias diárias afluentes a PCH Lajeado.....	120
Figura 46: Ajuste das distribuições estatísticas de vazões máximas.....	121
Figura 47: Imagem do reservatório da PCH Lajeado (Google Earth, 2011)	123
Figura 48: Corte transversal esquemático da barragem e vertedor.....	124
Figura 49: Esquema de instalação dos sensores de vazão ultra-sônico	125
Figura 50: Tomada d'água.....	127

Figura 51: Corte transversal esquemático do canal de adução	127
Figura 52: Canal de Adução (esquerda) e Galeria de adução (direita).....	129
Figura 53: Corte longitudinal esquemático da câmara de carga	129
Figura 54: Câmara de carga	130
Figura 55: Vista parcial do conduto forçado da PCH Lajeado	131
Figura 56: Representação esquemática dos pontos de medição no conduto forçado	132
Figura 57: Grupo Gerador.....	133
Figura 58: Rendimento global do grupo gerador	134
Figura 59: Potência elétrica gerada em função da vazão turbinada	135
Figura 60: Localização dos pontos para medição de vibração	135
Figura 61: Entradas de ar no gerador síncrono	136
Figura 62: Saídas de ar no gerador síncrono	136
Figura 63: Imagens termográficas da saída de ar	137
Figura 64: Curva de rendimento do gerador síncrono	138
Figura 65: Diagrama fasorial de uma máquina de pólos salientes	138
Figura 66: Arranjo do ensaio.....	139
Figura 67: Curva de Capabilidade do Gerador	140
Figura 68: Diferença de temperatura do óleo lubrificante do mancal.....	141
Figura 69: Curva de rendimento da turbina hidráulica	142
Figura 70: Potências ativa, reativa e aparente.....	145
Figura 71: Fator de potência e distorção/desequilíbrio	145
Figura 72: Corrente nas três fases.....	146
Figura 73: Tensão nas três fases	146
Figura 74: Casa de Máquinas da PCH Lajeado.....	147
Figura 75: Canal de fuga	147
Figura 76: Curva chave do canal de restituição.....	148
Figura 77: Alternativas de rearranjos para repotenciação.	150
Figura 78: Curva de Permanência	155
Figura 79: Curva de Energia.....	155
Figura 80: Curva de custos orçados e estimados.....	156
Figura 81: Características Operativas da Central	161

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Evolução da Potência Instalada de PCHs (1920 - 1930)	8
Tabela 2: Empreendimentos em Operação	14
Tabela 3: Empreendimentos em Construção.....	14
Tabela 4: Empreendimentos Outorgados (entre 1998 e 2010).....	14
Tabela 5: Situação Geral das PCHs no Brasil	16
Tabela 6: Potência Hidrelétrica Instalada por Região	21
Tabela 7: Potencial Teórico Estimado (MW).....	21
Tabela 8: Sugestão do CERPCH para reclassificação de empreendimentos hidrelétricos	25
Tabela 9: Fator de capacidade médio das usinas do SIN.....	42
Tabela 10: Comparação dos Métodos de Medição de Vazão	74
Tabela 11: Potência e rendimento de hidrogeradores reformados	88
Tabela 12: Composição atual dos custos de uma usina hidrelétrica	99
Tabela 13: Composição atual dos custos de uma PCH.....	99
Tabela 14: Custos de Repotenciação (VEIGA, 2001).....	100
Tabela 15: Equações de custo para turbinas (OGAYAR & VIDAL, 2009)	103
Tabela 16: Principais encargos setoriais para PCHs	105
Tabela 17: Imposto e tributos incidentes	106
Tabela 18: Postos fluviométricos analisados	117
Tabela 19: Série histórica de vazões médias mensais	119
Tabela 20: Vazões extremas para a PCH Lajeado.....	122
Tabela 21: Resumo das vazões características para PCH Lajeado	122
Tabela 22: Condições de sobre-elevação na câmara de carga (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008).....	130
Tabela 23: Diâmetros e espessuras medidos no conduto forçado	132
Tabela 24: Perdas e rendimentos do gerador síncrono	137
Tabela 25: Parâmetros da curva de capacidade.....	139
Tabela 26: Características básicas do gerador síncrono	140
Tabela 27: Perdas e rendimento da turbina hidráulica.....	142
Tabela 28: Características básicas da turbina hidráulica.....	143
Tabela 29: Características básicas do transformador.....	143

Tabela 30: Perdas e rendimentos do transformador.....	144
Tabela 31: Perdas no Transformador	144
Tabela 32: Parâmetros econômicos adotados.....	150
Tabela 33: Custos da Alternativa I	151
Tabela 34: Custos da Alternativa II	152
Tabela 35: Custos da Alternativa III	152
Tabela 36: Custos da Alternativa IV.....	153
Tabela 37: Resumo dos resultados das análises econômicas das alternativas contempladas	154
Tabela 38: Premissas adotadas para análise incremental.....	157
Tabela 39: Análise Incremental da Potência com Variação da Vazão de Projeto da Expansão.....	158
Tabela 40: Comportamento do Valor Presente Líquido	159
Tabela 41: Motorização da parte ampliada (nova casa de máquinas).....	160
Tabela 42: Custos da Repotenciação da PCH Lajeado.....	161
Tabela 43: Principais ganhos com a repotenciação da PCH Lajeado	162
Tabela 44: Resultados	162

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDS	Banco Nacional do Desenvolvimento
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CELG	Centrais Elétricas de Goiás
CELG	Companhia Energética de Goiás
CELTINS	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CERPCH	Centro de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CGEE	Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CPMF	Contribuição Provisória sobre Movimentação ou Transmissão de Valores e de Créditos e Direitos de Natureza Financeira
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EMBRAPA	Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUA	Estados Unidos da América
GEE	Grupo de Estudos Energéticos

IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
IR	Imposto sobre a Renda
MME	Ministério de Minas e Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
MNT	Modelo Numérico de Terreno
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PIS	Programa de Integração Social
PMP	Precipitação máxima provável
PNE	Plano Nacional de Energia
PNPCH	Programa Nacional de PCH
PNSB	Política Nacional de Segurança de Barragens
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
R&M	Repotenciação e Modernização
RBMC	Rede Brasileira de Monitoramento Contínuo dos Sistemas GNSS
RN	Referências de Nível
RPO	Reserva de Potência Operativa

SIN	Sistema Interligado Nacional
SIRGAS	Sistema de Referência Geocêntrico para as América
SNISB	Sistema Nacional de Informações sobre Segurança de Barragens
SRG	Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração
SRTM	Shuttle Radar Topography Mission
TC	Transformador de Corrente
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TP	Transformador de Potencial
TUST	Tarifa de uso do Sistema de Transmissão
UHE	Usina Hidrelétrica
UNICAMP	Universidade Estadual de Campinas
UNIFEI	Universidade Federal de Itajubá
VSO	Variable Speed Operation
ZTA	Zona Termicamente Afetada

LISTA DE SÍMBOLOS

A	área
BA	benefício líquido anual
C	fator de Compacidade
c	coeficiente que varia ao longo do tempo com a evolução tecnológica
CA	custo anual
CI	custo incremental
C_{int}	consumo interno
D	diâmetro do tubo
d	distância
D_D	densidade de drenagem
D_i	diâmetro interno
ΔGF_E	montante adicional de garantia física de energia
δ	ângulo de carga
E	energia gerada
EA	energia gerada anualmente
e	espessura
e_{min}	espessura mínima
EI	energia incremental
f	fator de atrito
F	fator de forma
FC	fator de capacidade
Fluxo de Caixa $_t$	fluxo de caixa no período t

FP	fator de potência
f_d	fator de disponibilidade média das unidades geradoras
G	gerador elétrico
g	aceleração da gravidade
$GF_{E\text{antigo}}$	montante de garantia física de energia sem considerar as alterações viabilizadas pela repotenciação
$GF_{E\text{novo}}$	montante de garantia física de energia considerando as alterações viabilizadas pela repotenciação
γ	peso específico da água
H	queda útil
h	perda de carga
H_B	altura de queda bruta ou queda bruta
HI_F	horas indisponíveis forçadas da unidade
HI_P	horas indisponíveis programadas da unidade
H_m	queda motriz
HP	total de horas de análise
h_{pca}	queda perdida no circuito de adução
H_u	queda útil
I	investimento
i	taxa de juros
I_0	declividade
IP	índice de indisponibilidade programada
IRC	índice receita-custo
J_ε	perdas de carga na turbina
J_p	perdas nas resistências passivas mecânicas

J_q	perdas de vazão na turbina
L	comprimento
n	número de períodos
n	rotação
n	coeficiente de rugosidade
η_{ca}	rendimento do circuito hidráulico
η_g	rendimento do gerador
η_{global}	rendimento global
η_i	rendimento interno da turbina
N_j	nível de jusante
N_m	nível de montante
η_m	rendimento mecânico
η_t	rendimento total da turbina
η_{tg}	rendimento do conjunto turbina - gerador
p	perímetro
P	potência útil
P_B	potência bruta
P_e	potência de eixo
$Perdas_{con}$	perdas elétricas até o ponto de conexão
P_{el}	potência elétrica
P_{inst}	potência instalada
P_{liq}	potência líquida

PMP	precipitação máxima provável
Pot	potência da unidade
P_s	potência possível de ser extraída de uma máquina
P_{sa}	potência utilizada para os serviços auxiliares
$\frac{p}{\gamma}$	altura piezométrica ou carga piezométrica ou altura representativa da pressão estática na dada cota
Q	vazão
Q	potência reativa
q	vazão específica
QMLT	vazão média de longo termo
qr	vazão remanescente do aproveitamento
qu	vazão de usos consuntivos
R	regulador de velocidade
RA	receita anual
Rb/c	relação benefício custo
RI	receita incremental
R^2	coeficiente de correlação
R_h	raio hidráulico
S	potência aparente
T	turbina hidráulica
TC	tempo de concentração
TIR	taxa interna de retorno
TIRd	taxa interna de retorno com desconto
TIRs	taxa interna de retorno simples

TEIF	taxa equivalente de indisponibilidade forçada
\varnothing_{ext}	diâmetro externo
U	tensão terminal
$\frac{v^2}{2g}$	altura dinâmica ou carga devido à velocidade ou altura representativa da velocidade
V	velocidade de escoamento
VPL	valor presente líquido
x_d	reatância de eixo direto
x_q	reatância de eixo em quadratura
z	altura potencial ou carga de posição ou cota do ponto ou altura topográfica

SUMÁRIO

Capítulo 1. Introdução.....	1
Capítulo 2. Revisão Bibliográfica	6
2.1. Potencial Hidrelétrico Brasileiro	6
2.1.1. Contribuição das Pequenas Centrais Hidrelétricas para o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro.....	6
2.1.2. O potencial hidrelétrico aproveitado e as perspectivas da repotenciação no Brasil.....	11
2.1.3. O potencial hidrelétrico a aproveitar e as perspectivas da repotenciação no Brasil.....	19
2.2. Repotenciação de Usinas Hidrelétricas	26
2.2.1. Conceitos e definições.....	26
2.2.1.1. Manutenção e Prosseguimento Operacional	28
2.2.1.2. Reconstrução.....	28
2.2.1.3. Desativação	29
2.2.1.4. Repotenciação.....	29
2.2.1.5. Modernização	32
2.2.1.6. Vida Útil de uma PCH	35
2.2.1.7. Indicadores do Estado de uma PCH.....	36
2.2.2. Caracterização operacional de uma Pequena Central Hidrelétrica.....	37
2.2.2.1. Dimensionamento Energético.....	37
2.2.2.2. Benefícios Energéticos	38
2.2.2.2.1. Caracterização operacional quanto ao regime operativo dos reservatórios	41
2.2.2.2.2. Caracterização operacional quanto à alocação na curva de carga.....	41
Capítulo 3. Avaliações e Considerações Técnicas da Repotenciação	43
3.1. Potência Gerada em uma Usina Hidrelétrica.....	43
3.2. Potenciais Ganhos com a Repotenciação	48
3.2.1. Ganhos de Vazão	50
3.2.2. Ganhos de Queda.....	51
3.2.3. Ganhos de Rendimento	57
3.2.4. Ganhos Operacionais	58

3.3. Estudos e Levantamentos Complementares	65
3.3.1. Estudos Hidrológicos	65
3.3.1.1. Hidrologia.....	65
3.3.1.2. Tópicos inclusos em um Estudo Hidrológico completo.....	65
3.3.1.3. Resultados dos Estudos Hidrológicos e Avaliações para Repotenciação.....	69
3.3.2. Levantamentos Topográficos.....	70
3.3.3. Levantamentos nos Circuitos Hidráulicos	71
3.3.3.1. Perda de Carga no Circuito Hidráulico de Adução.....	71
3.3.3.2. Levantamento das condições do Circuito Hidráulico de Adução e determinação das Perdas de Carga	72
3.3.4. Levantamentos e Ensaio nos Grupos Geradores	76
3.3.4.1. Grupos Geradores	76
3.3.4.2. Turbina.....	77
3.3.4.3. Gerador.....	77
3.3.5. Levantamentos Geológicos e Geotécnicos.....	79
3.4. Grupo Gerador	80
3.4.1. Turbina.....	80
3.4.2. Gerador.....	85
Capítulo 4. Avaliações e Considerações Econômicas da Repotenciação	92
4.1. Análise Econômica de Projetos de Repotenciação.....	92
4.2. Métodos Econômicos para Análise de Investimentos.....	93
4.3.1. Valor Presente Líquido - VPL (<i>Fluxo de Caixa Descontado</i>)	95
4.3.2. Taxa Interna de Retorno do Investimento - TIR.....	96
4.3.3. Tempo de Retorno do Investimento Simples (<i>Payback Simples</i>)	96
4.3.4. Tempo de Retorno do Investimento com Desconto (<i>Payback Descontado</i>)...	97
4.3.5. Relação Benefício/Custo	98
4.4. Estrutura dos Custos envolvidos na Repotenciação	98
4.4.1. Custos envolvidos na Repotenciação de uma PCH.....	100
4.4.1.1. Custo de Investimento	100
4.4.1.2. Custo com Estudos e Projetos.....	101
4.4.1.3. Custos de Aquisição e Reforma.....	101
4.4.1.4. Juros	103
4.4.1.5. Custo de Indisponibilidade.....	104
4.4.1.6. Custos com Operação e Manutenção - O&M	104

4.4.1.7. Custos com Encargos Setoriais	105
4.4.1.8. Impostos e Tributos	105
Capítulo 5. Estudo de Viabilidade Técnica, Econômica e Ambiental da Repotenciação.....	107
Capítulo 6. Estudo de Caso	112
6.1. Localização e Descrição Geral da Usina	112
6.2. Simulação do Ganho Máximo Teórico com a Repotenciação	113
6.3. Estudos e Levantamentos Complementares	113
6.3.1. Estudo Hidrológico.....	113
6.3.1.1. Caracterização da Bacia Hidrográfica.....	114
6.3.1.2. Estudos Pluviométricos.....	114
6.3.1.3. Estudos Fluviométricos	116
6.3.2. Reservatório.....	122
6.3.3. Barragem e Vertedor	123
6.3.4. Circuito Hidráulico de Adução.....	125
6.3.4.1. Tomada d'água	126
6.3.4.2. Canal de Adução	127
6.3.4.3. Galeria de Adução	128
6.3.4.4. Câmara de Carga	129
6.3.4.5. Conduto Forçado	131
6.3.5. Avaliação do Desempenho do Grupo Gerador e do Transformador (ensaios e testes).....	133
6.3.5.1. Rendimento do Gerador	135
6.3.5.2. Rendimento da Turbina	141
6.3.5.3. Rendimento do Transformador	143
6.3.6. Medições na Saída de Linha e Gerador Elétrico.....	144
6.3.7. Casa de Máquinas	147
6.3.8. Canal de Fuga	147
6.3.9. Canal de Restituição.....	148
6.3.10. Subestação	148
6.3.11. Sistemas Auxiliares.....	148
6.3.12. Linha de Transmissão.....	148
6.4. Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica para Repotenciação da PCH Lajeado	149

6.4.1. Definição das Alternativas para Repotenciação	149
6.4.1.1. Alternativa I	151
6.4.1.2. Alternativa II	151
6.4.1.3. Alternativa III	152
6.4.1.4. Alternativa IV	152
6.4.1.5. Definição da Melhor Alternativa para Repotenciação	153
6.4.2. Otimização da Potência Instalada e Motorização da Parte Ampliada.....	154
6.4.2.1. Otimização da Potência Instalada da Parte Ampliada	156
6.4.2.2. Interação da Usina com o Sistema de Transmissão.....	159
6.4.2.3. Motorização da Parte Ampliada e Regime Operativo da PCH após a Repotenciação.....	159
6.4.2.4. Resumo dos Resultados	161
Capítulo 7. Conclusão.....	163
Bibliografia	165

CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO

A Repotenciação pode ser definida como “uma intervenção ou conjunto de intervenções nas estruturas, circuitos hidráulicos e equipamentos eletromecânicos envolvidos no processo de conversão energética de um empreendimento hidrelétrico já construído, com ganho simultâneo de potência e rendimento, conciliados com benefícios econômicos e sócio-ambientais”.

Entre as tecnologias de produção de energia elétrica a hidrelétrica é a que apresenta maior eficiência no processo de conversão energética. As perdas no processo de conversão concentram-se nos circuitos hidráulicos de adução e no grupo gerador (turbina e gerador). Atualmente o rendimento de um grupo gerador já supera os 92%, devido aos avanços tecnológicos.

Seja uma UHE, uma PCH ou uma CGH, no decorrer de sua vida útil necessitará de intervenções para manutenção e/ou modernização e/ou repotenciação, total ou parcial, que se fazem necessárias para manter as instalações e equipamentos do empreendimento em níveis aceitáveis de qualidade de funcionamento, para operação satisfatória e eficiência na geração de energia.

Devido aos atuais avanços técnicos no desenvolvimento de um empreendimento hidrelétrico, em todas as suas fases (estudo, projeto, construção e operação), os ganhos energéticos que podem, eventualmente, ser obtidos após a sua construção são marginais, visto que os recursos empregados e correspondentes benefícios já foram eficientemente otimizados.

Já quando se trata de PCHs antigas ou desativadas, cujas concepções de projeto foram baseadas em critérios ultrapassados, ou foram construídas dentro das restrições da época (projeto, logística, equipamentos, mão-de-obra, construção e etc), as quais atualmente estão, em maior ou menor grau, obsoletas ou com aproveitamento modesto do potencial hidráulico disponível, a repotenciação passa a ser um processo inevitável dentro de uma ótica sustentável de desenvolvimento.

Dentre as principais vantagens da repotenciação de PCHs podemos destacar:

(i) No estudo de viabilidade técnica, econômica e ambiental, além do benefício econômico advindo da comercialização da energia incremental a ser gerada, tem-se a possibilidade de considerar o benefício sócio-ambiental, seja pela minimização ou inexistência dos custos ambientais seja pela internalização da compensação em crédito de carbono. A comercialização de créditos de carbono, adquiridos em função da substituição de energia

térmica por energia hidrelétrica no sistema de potência, é um incentivo que contribui para redução do tempo de amortização do investimento;

(ii) Menor custo se comparado aos custos envolvidos na construção de novas usinas. Sendo que VEIGA (2001) ressalta que a repotenciação de empreendimentos hidrelétricos (e termelétricos) está sendo vista como a melhor estratégia para transformação de ativos de baixa performance em ativos de alta rentabilidade, o qual acrescenta que esta alternativa permite aumentos de potência de até 30% e tem permitido economias de 60% em relação a um novo empreendimento;

(iii) Possibilidade de implantação a curto prazo;

(iv) Potencialidade de disponibilização de energia adicional próxima aos grandes centros consumidores;

Nos países industrializados, onde o aproveitamento dos respectivos potenciais hidrelétricos se fez há muitos anos, a repotenciação e modernização (R&M) de antigas usinas hidrelétricas vem sendo tratada como uma atividade rotineira de gerenciamento de ativos, visando principalmente à recuperação e manutenção da produção das instalações (EPE, 2008). Assim, mesmo que não sejam obtidos ganhos energéticos significativos, nesses países considera-se que o principal benefício da modernização de uma usina hidrelétrica está na extensão de sua vida útil e na recuperação de sua confiabilidade, mantendo altos níveis de qualidade e produtividade.

Se a curto e a médio prazos a repotenciação, principalmente de PCHs (e CGHs), é uma alternativa para garantir o melhor aproveitamento do potencial hidráulico em usinas existentes, que já superaram ou estão superando sua vida útil, com ganhos energéticos, econômicos e sócio-ambientais, também será, dentro de uma visão macro e de longo prazo, o ponto de partida para enfrentar o “envelhecimento” do parque hidrelétrico nacional.

Cerca de dois terços da capacidade instalada existente, ao final de 2004, já estava em operação antes de 1990 (EPE, 2005).

Baseado em levantamentos do antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, WWF-BRASIL (2004) afirma que até 1997 havia no Brasil, dentre outras, pelo menos 428 centrais abandonadas.

Dentro das alternativas sustentáveis para expansão da oferta de energia, a curto e a médio prazo, acrescentam-se duas oportunidades: “*A Repotenciação de PCHs e CGHs existentes*” e a “*Reativação de PCHs e CGHs desativadas*”.

A repotenciação, recapacitação e reativação de PCHs antigas pode levar a 680 MW adicionais para o parque energético brasileiro (CGEE, 2003).

Já o WWF-BRASIL (2004) pondera que as reabilitações com redefinições de unidades geradoras poderão agregar cerca de 200 MW em curto espaço de tempo e que as reativações poderiam representar até 120 MW de capacidade instalada a baixo custo de implantação (considerando que na época haviam 600 centrais desativadas).

Empresas de geração têm buscado alternativas de melhoria e incrementos de energia em suas próprias usinas para crescerem no mercado, devido à competitividade cada vez maior nos leilões de energia, aumentos das restrições sócio-ambientais para implantação de novas usinas. Sabe-se que até as empresas estatais e órgãos do estado têm encontrado dificuldade para obtenção de licenças que autorizem a licitação de empreendimentos hidrelétricos.

Cabe ressaltar que a estimativa criteriosa do potencial da repotenciação, para o aumento da potência instalada no Brasil, depende de uma análise individualizada dos empreendimentos existentes, identificando as restrições técnicas e a melhor modalidade de intervenção - com sua respectiva extensão.

Essas estimativas permitiriam a estruturação de uma base de dados técnicos sobre projetos desta natureza e esforços de P&D para refinamento das potencialidades locais e em âmbito nacional. Isso contribuiria para definição de incentivos regulatórios que efetivamente viabilizem as intervenções de repotenciação frente aos interesses das empresas de geração.

O objetivo deste trabalho torna-se oportuno, pois conforme legislação vigente as empresas de geração de energia terão que aplicar recursos para avaliações nas estruturas civis e hidráulicas, bem como nos grupos geradores dos seus empreendimentos hidrelétricos. Sabe-se que estes itens perfazem a maior parte do custo para as avaliações técnicas de um processo de repotenciação. Essa afirmação parte do princípio:

(i) Que as empresas de geração estão obrigadas a assegurarem a segurança das barragens existentes em seus empreendimentos, para atendimento da Lei nº 12.334, de 20 de setembro de 2010, que estabelece a Política Nacional de Segurança de Barragens (PNSB) e cria o Sistema Nacional de Informações sobre Segurança de Barragens (SNISB), o que requer investimentos, por parte das empresas de geração, em um processo de revisão da segurança das estruturas civis e hidráulicas, incluindo avaliações e levantamentos técnicos;

(ii) Da necessidade de investimentos em testes e avaliações técnicas nos equipamentos eletromecânicos para determinação da “Potência Instalada” e da “Potência Líquida” dos empreendimentos hidrelétricos, para fins de outorga, regulação e fiscalização, conforme Resolução ANEEL nº 420, de 30 de novembro de 2010.

Acrescenta-se à afirmação acima, a recente apresentação de proposta regulatória da ANEEL, formalizada na Nota Técnica nº 026/2011 – SRG/ANEEL de 29 de abril de 2011,

com potencial de incentivar a repotenciação e a instalação de unidades geradoras adicionais em empreendimentos existentes, com vistas a trazer ganhos na operação energética e agregar maior disponibilidade de potência horária no Sistema Interligado Nacional – SIN.

As usinas hidrelétricas são qualificadas como uma alternativa especialmente adequada para atender ao repentino aumento diário na demanda de eletricidade dos consumidores - ponta do consumo - ao passo que têm a capacidade de iniciar sua geração ou alterar seu nível de produção muito rapidamente (facilidade de modulação diária).

Conforme ANEEL (2011) o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS carece de potência disponível em valor superior a demanda horária verificada para operar o sistema de forma segura e confiável. Depois de descontadas todas as restrições que limitam essa potência disponível, o ONS deve ainda dispor, no mínimo, do montante estabelecido como Reserva de Potência Operativa - RPO.

Neste contexto, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL reconhece que em termos de incremento na garantia do suprimento o papel da repotenciação representa importância marginal, não trazendo significativos ganhos para o Sistema Interligado Nacional - SIN e rentabilidade adequada para os agentes, porém visualiza uma oportunidade - não estrutural e transitória - na repotenciação: por meio da contratação desses projetos como RPO, considerando especificamente a reserva secundária utilizada para o controle secundário de frequência, que é um serviço ancilar de prestação obrigatória e passível de remuneração nos termos da legislação vigente, podendo uma nova regulamentação estender essa possibilidade de remuneração para a contratação do seu acréscimo.

Não existindo uma regulamentação específica capaz de reconhecer completamente os ganhos viabilizados pela repotenciação, de modo a ressarcir adequadamente e a incentivar os agentes de geração, atualmente o único benefício regulatório para os projetos de repotenciação é a possibilidade de exclusão do período de indisponibilidade da usina durante as intervenções.

BARROSO (2009) também faz algumas proposições para oportunidades de incentivos regulatórios para repotenciação de PCHs: *(i)* Dispensa da revisão dos inventários; *(ii)* Prazos para aprovação e obtenção de autorizações; *(iii)* Cenário de competição pelos aproveitamentos (inventários); *(iv)* Definição quanto à prorrogação da concessão; e *(v)* Alteração do regime de concessão.

Considerando ainda o crescimento previsto para demanda de energia elétrica no Brasil, aproximadamente 5,1% ao ano, é aplicável a busca de alternativas eficientes que possam incrementar a capacidade de geração do sistema elétrico brasileiro. Sendo assim, se por um

lado a repotenciação não é uma alternativa que quantitativamente acrescente grande ganhos de potência, considerando a realidade do crescimento anual da demanda no país, por outro lado esta pode ser uma alternativa para acrescentar potência dentro de realidades locais. De qualquer forma a repotenciação também é uma grande ferramenta para cumprir com um critério legal para aproveitamento energético dos recursos hídricos nacional, que é o conceito do “aproveitamento ótimo”, já que existem muitos potenciais que estão mal aproveitados.

Portanto o presente trabalho justifica-se, pois além do levantamento do estado da arte e discussão teórica das práticas atualmente empregadas, contribui com conceitos e discussões técnicas e apresenta um modelo para análise da viabilidade técnica e econômica da repotenciação de PCHs. É importante alertar que atualmente a repotenciação está em um constante processo de estruturação dos seus aspectos técnicos, econômicos e regulatórios.

O presente trabalho está distribuído em seis capítulos, sendo este o primeiro, introdutório. O **Capítulo 2** trata da revisão bibliográfica e pretende apresentar o estado da arte sobre o assunto, especificamente a relação da repotenciação com o potencial aproveitado e a aproveitar no Brasil, no que diz respeito às PCHs, além da explanação dos conceitos e definições que envolvem o tema, bem como uma proposta de classificação da repotenciação em modalidades.

No **Capítulo 3** explana-se sobre as avaliações e considerações técnicas que envolvem um projeto de repotenciação de uma usina hidrelétrica, considerando todo o processo de conversão energética.

Apresenta-se no **Capítulo 4** as avaliações e considerações econômicas da repotenciação, com atenção aos recursos para mensuração dos custos envolvidos e apresentação dos métodos clássicos para análise econômica deste tipo de investimento.

Partindo das considerações delineadas nos capítulos precedentes, o **Capítulo 5** aborda as particularidades do estudo de viabilidade da repotenciação, resultando na proposta de um *Modelo para Análise da Viabilidade Técnica, Econômica e Ambiental da repotenciação de PCHs*.

O **Capítulo 6** é dedicado ao estudo de caso da PCH Lajeado, configurando-se como uma validação experimental do *Modelo* proposto, ao passo que a repotenciação desta usina se encontra a nível de projeto básico, aguardando aprovação da ANEEL. Por fim, o **Capítulo 7** aborda as conclusões do trabalho realizado.

CAPÍTULO 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. POTENCIAL HIDRELÉTRICO BRASILEIRO

2.1.1. Contribuição das Pequenas Centrais Hidrelétricas para o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro

O Brasil, conforme CRUZ (1994), desenvolveu o uso da eletricidade ao mesmo tempo que a Europa e os Estados Unidos, de modo que, ainda no império, já se aplicavam aqui todos os aperfeiçoamentos sugeridos através da experiência prática com a nova forma de energia. No despertar do ano de 1879, contemporaneamente à invenção da lâmpada elétrica por *Thomas Alva Edison*, D. Pedro II autorizava àquele inventor a introduzir no Brasil todos os aparelhos e processos inventados por este para a utilização da energia elétrica. O imperador entusiasmara-se com o que vira na “Exposição da Filadélfia”, três anos antes, por isso tinha intenção de trazer para o país todos os inventos com os quais tivera contato.

Logo após *Thomas Alva Edison* demonstrar pela primeira vez o uso da lâmpada elétrica em 1879, o Rio de Janeiro inaugurava a iluminação elétrica da estação central da Estrada de Ferro D. Pedro II (depois Central do Brasil). Abastecidas pela energia de 2 (dois) dínamos, 6 (seis) lâmpadas *Jablokhov* tomaram o lugar de 46 bicos de gás que até então faziam a iluminação do local. Foi o início do uso, no Brasil, da energia elétrica produzida pelo homem (CRUZ, 1994).

A primeira utilização de “*energia hidrelétrica*” no Brasil, conforme EPE (2007) *apud* POULON e MARTINS NETO (2000), ocorreu em 1883, quando foi instalada, em Diamantina, Minas Gerais, uma pequena usina com a finalidade de movimentar duas bombas de desmonte hidráulico. Uma linha de transmissão de 2 km levava a energia produzida para as máquinas.

Segundo EPE (2007), também em Minas Gerais, na cidade de Nova Lima, uma segunda usina foi instalada. Esta começou a operar em 1887, a qual foi construída pela *Compagnie des Mines d’Or du Faria*. Como a primeira usina, esta também estava relacionada a trabalhos de mineração, sendo que, nesse caso, uma pequena linha de transmissão permitia a iluminação da mina e também das casas dos trabalhadores que residiam próximo à instalação.

Posteriormente, conforme CRUZ (1994), em Juiz de Fora, Minas Gerais, aconteceu a instalação da “*primeira usina hidrelétrica de grande porte*” para a época. Marmelos Zero foi

inaugurada em 1889 para atender os serviços de iluminação pública daquela cidade, tendo como idealizador o mineiro Bernardo Mascarenhas, industrial produtor de tecidos, influenciado pelo que vira na “Exposição Universal, Paris”, em 1878.

Marmelos Zero foi instalada no Rio Paraibuna, com projeto da firma Max Nothman & CO, datado de 1888, e equipamentos da Westinghouse. Usaria a água, grátis e perene, para fornecer energia elétrica à fábrica de Mascarenhas. A inauguração ficou por conta da CME – Companhia Mineira de Eletricidade, criada um ano antes (CRUZ, 1994). Portanto a energia produzida destinava-se a referida fábrica de tecidos e à iluminação pública da cidade.

Conforme EPE (2007), Marmelos Zero foi também a primeira usina destinada ao serviço público, com seus 625 kW instalados. Cabe ressaltar que a usina foi inaugurada com duas turbinas de 250 kW e três anos mais tarde foi ampliada com a instalação de mais um grupo gerador de 125 kW.

Em 1913, iniciou-se o aproveitamento do potencial do rio São Francisco, com a construção da usina de Anjiquinho, nas Cachoeiras de Paulo Afonso, entre Alagoas e Bahia (EPE, 2007).

As PCHs instaladas, principalmente na primeira metade deste século, visavam atender sistemas isolados nos Estados e foram construídas por pequenos empresários da época ou pelas prefeituras municipais. Este processo teve uma rápida expansão no período 1920/1930, quando o número de empresas passou de 306 para 1.009, com todas, em geral, operando pequenos aproveitamentos hidrelétricos (WWF-BRASIL, 2004). Esta evolução está apresentada na Tabela 1.

Este crescimento continuou até a década de 40, mesmo com taxas menores. Portanto, nesta época as PCHs configuravam a grande maioria dos empreendimentos hidrelétricos e pode-se afirmar que, neste contexto, estas instalações têm hoje aproximadamente 70 anos de idade.

Desde a segunda metade do século XX até a década de 1990, devido ao benefício das economias de escala, procurou-se implantar grandes centrais geradoras em nosso país. Por este motivo, durante todo este período as PCHs foram praticamente deixadas de lado. Mas, com a mudança no quadro energético brasileiro, as PCHs surgiram como uma saída para a questão da falta de energia no país. Desta forma, o governo não hesitou em promover a expansão de pequenas centrais hidrelétricas, que ocorre de maneira descentralizada e com menor tempo para a entrada em operação (CLEMENTE, 2001).

Tabela 1: Evolução da Potência Instalada de PCHs (1920 - 1930)

Unidades da Federação	Número de PCH's		Potência Instalada (MW)		Tamanho média das instalações (MW)	
	1920	1930	1920	1930	1920	1930
Bahia	8	36	17,689	22,264	2,211	0,618
Espírito Santo	11	31	5,537	8,301	0,503	0,268
Minas Gerais	72	252	42,934	90,750	0,596	0,360
Rio de Janeiro	18	63	83,040	193,664	4,613	3,074
São Paulo	66	108	155,208	331,164	2,352	3,066
Santa Catarina	11	29	5,638	9,270	0,513	0,320

Fonte: WWF-BRASIL (2004), referente a dados do DNAEE (1997)

O enquadramento para definição de PCH foi apresentado, pela primeira vez na legislação do setor elétrico brasileiro, em 1982, por meio da Portaria DNAEE N.º109, que definiu que seriam consideradas PCHs aquelas centrais hidrelétricas que contemplassem cumulativamente as seguintes características:

- operação a fio d'água ou no máximo com reservatório de regularização diária;
- barragens e vertedores com altura máxima de até 10 metros;
- não utilização de túneis;
- estruturas hidráulicas, no circuito de geração, para vazão turbinável de, no máximo, 20 m³/s;
- unidades geradoras com potência individual de até 5.000 kW;
- potência instalada total de, no máximo, 10.000 kW.

Cabe ressaltar que não havia limite para a queda do empreendimento, sendo as PCHs classificadas como de baixa, média e alta queda.

Também em 1982, alinhado ao primeiro Programa Nacional de PCH (PNPCH), foi editado o primeiro Manual de Pequenas Centrais, através de consórcio formado pelo o Ministério de Minas e Energia – MME, Eletrobrás e o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE.

A Portaria DNAEE N.º 136/1987 redefiniu o conceito de PCH, simplificando as características necessárias para o enquadramento de empreendimentos hidrelétricos como PCH, a qual manteve apenas as características associadas à potência. Portanto, o aproveitamento hidrelétrico com potência total de 10.000 kW e com unidades geradoras de, no máximo, 5.000 kW, passou a ser enquadrado como PCH.

A redefinição do conceito, que tinha como objetivo superar dificuldades e garantir o aumento do número de PCHs, diminuindo as condicionantes de enquadramento, não obteve êxito e ainda permitiu a implantação de empreendimentos inadequados, devido à falta de

restrições. Sendo que CLEMENTE (2001), afirma que o único motivo da limitação de cada unidade geradora em 5.000 kW era a garantia que a indústria nacional teria condições de produzir esse tipo de equipamento.

No ano de 1997, através de Medida Provisória, o limite para autorização de pequenas centrais hidrelétricas foi aumentado para 25 MW e em 1998 a Lei N.º 9.648 fixou os limites, potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, para aproveitamentos enquadrados como PCH, fixando também a destinação (produção independente ou autoprodução).

Os novos critérios para enquadramento de aproveitamentos hidrelétricos na condição de Pequena Central Hidrelétrica foram definidos na Resolução ANEEL nº 394, de 4 de dezembro de 1998, a qual foi revogada pela Resolução ANEEL nº 652, de 9 de dezembro de 2003. A Resolução ANEEL nº 394 definia que eram consideradas Pequenas Centrais Hidrelétricas, os empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW e com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 km². A área do reservatório era delimitada pela cota d'água associada à vazão de cheia com tempo de recorrência de 100 anos. Ainda definiu como discricionário à Diretoria da ANEEL os casos em que a área do reservatório fosse superior a 3,0 km².

Em busca de maior transparência e prévia sinalização aos interessados, através de Audiência Pública, nº 017, realizada entre 19 de setembro a 13 de dezembro de 2002, a qual permitiu contribuições dos diversos agentes e setores da sociedade, foi possível o aperfeiçoamento que resultou na Resolução ANEEL nº 652, de 9 de dezembro de 2003, que estabelece os atuais critérios para o enquadramento na condição de Pequena Central Hidrelétrica – PCH: “aproveitamento hidrelétrico com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado a produção independente, autoprodução ou produção independente autônoma, com área do reservatório inferior a 3,0 km²”.

Os critérios para enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de PCH devem ser observados pelos agentes do setor elétrico conjuntamente com a sistemática de fixação da “potência instalada” para todos os fins de outorga, regulação e fiscalização dos serviços de geração de energia elétrica, conforme Resolução ANEEL nº 420, de 30 de novembro de 2010.

As PCHs dependem de autorização da ANEEL para serem implantadas; As usinas com potência superior a 30.000 kW, UHEs, podem ser construídas mediante outorga de concessão dada aos agentes interessados, em processo de licitação pública; Já as usinas com

potência instalada de até 1.000 kW, CGHs, necessitam apenas de um simples registro para serem implantadas.

Entre 1974 e 2009, conforme dados do Balanço Energético Nacional (EPE, 2010), a potência instalada em usinas hidrelétricas, no Brasil, foi acrescida de 65.567 MW, evoluindo de 13.724 MW para quase 79.291 MW.

Em termos nominais e relativos, essa evolução esteve concentrada no início da década de 80, quando o mundo sofria as consequências dos choques no preço do petróleo ocorridos na década anterior e se instalavam no país grandes indústrias eletro-intensivas. Em contraposição, no final dos anos 90, apesar de nominalmente elevada, a expansão hidrelétrica foi relativamente pequena, se comparada com a expansão da oferta interna de energia, refletindo as incertezas provocadas pelas alterações institucionais empreendidas na tentativa de enfrentar as dificuldades no financiamento dos investimentos. Uma consequência da expansão modesta nesses anos foi o racionamento vivenciado em 2001-2002 por grande parte do sistema elétrico interligado (EPE, 2007).

O modelo institucional do setor de energia elétrica passou por duas grandes mudanças desde a década de 90. A primeira envolveu a privatização das companhias operadoras e teve início com a Lei nº 9.427, de dezembro de 1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e determinou que a exploração dos potenciais hidráulicos fosse concedida por meio de concorrência ou leilão, em que o maior valor oferecido pela outorga (Uso do Bem Público) determinaria o vencedor. A segunda ocorreu em 2004, com a introdução do Novo Modelo do Setor Elétrico, que teve como objetivos principais: garantir a segurança no suprimento; promover a modicidade tarifária; e promover a inserção social, em particular pelos programas de universalização (como o Luz para Todos). Sua implantação marcou a retomada da responsabilidade do planejamento do setor de energia elétrica pelo Estado (ANEEL, 2008).

A Diretoria Executiva da ELETROBRÁS instituiu, em 1996, o Programa Nacional de Pequenas Centrais Elétricas - PNCE, com o objetivo de viabilizar a implantação de usinas de geração elétrica, de pequeno porte, de forma a suprir carências de energia em todo o território nacional, com eficiência, relação custo/benefício otimizada e com tecnologia que permita o estudo, o projeto, a construção/instalação, a operação e a manutenção dessas centrais de forma segura e acessível (ELETROBRÁS, 2000). O Programa possui uma Política Operacional, para financiamento de projetos, que define questões tais como a origem e destinação dos recursos, seleção e prioridade dos projetos, habilitação de empresas, condições financeiras e de liberação de recursos.

Assim a privatização das empresas do Setor Elétrico, mudanças na legislação, sobretudo referentes à produção e comercialização de energia e demais mudanças institucionais que ocorreram ou vêm ocorrendo no país, bem como os incentivos setoriais ofertados às energias renováveis, resultou em um significativo aumento do interesse de investidores privados pelo ramo de Pequenas Centrais Hidrelétricas.

2.1.2. O potencial hidrelétrico aproveitado e as perspectivas da repotenciação no Brasil

Segundo CGEE (2003) a capacidade mundial instalada de PCHs e grandes centrais, no ano 2000, era de aproximadamente de 23 GW e 640 GW, respectivamente, valor que tem crescido cerca de 2-3% ao ano, mas muito inferior ao potencial estimado de 2000 GW.

A produção de energia elétrica no Brasil é, basicamente, proveniente de usinas hidrelétricas, sendo que atualmente estas usinas correspondem aproximadamente 67,39%¹ da potência instalada no país, ou seja, 79.176 MW, num total de 852 empreendimentos em operação.

Nos últimos 11 anos (1999 a 2009) o acréscimo anual médio da geração foi de aproximadamente 3.509 MW (Figura 1).

Em 2009, por exemplo, as usinas hidrelétricas geraram 93%² da energia elétrica requerida no Sistema Interligado Nacional – SIN. Conforme EPE (2007) cerca de 98% do sistema elétrico brasileiro, em termos de geração e carga, encontra-se interligado, o que permite o uso otimizado dos recursos energéticos, pelo aproveitamento das diversidades hidrológicas e de mercado existentes entre as bacias e sub-bacias hidrográficas, sistemas e subsistemas elétricos e regiões geográficas. O restante da carga é constituído por um grande número de sistemas isolados, em geral de pequeno porte, localizados na região Norte.

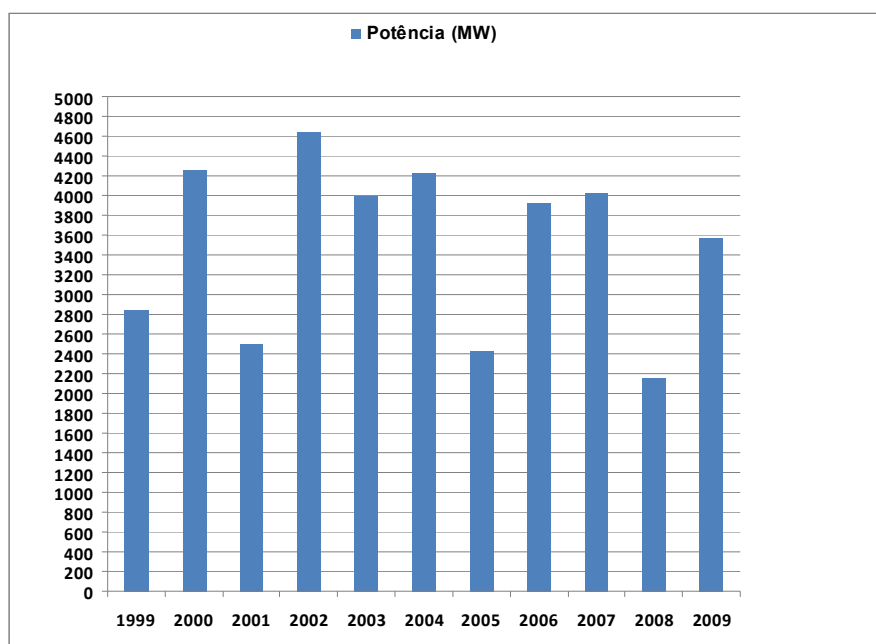
Entre 1970 e 2003 a oferta primária de energia hidráulica cresceu mais de 2,5 vezes o crescimento médio mundial, perfazendo uma taxa média anual de 6,4% ao ano, no período (EPE, 2007).

Tendo como objetivo o planejamento de longo prazo do setor energético brasileiro, o Plano Nacional de Energia - PNE 2030, que busca fornecer insumos para a formulação de políticas energéticas segundo uma perspectiva integrada dos recursos disponíveis, a partir de estudos elaborados pela EPE, permitiu afirmar que:

¹ Fonte: Banco de Informação de Geração (ANEEL, junho de 2010)

² Incluindo a produção de Itaipu.

- Já foi explorado, apenas, cerca de 30% do potencial hidrelétrico nacional. Percentual este bem menor do que o observado nos países industrializados.
- O potencial estimado, de 261,4GW, é o mesmo estimado pelo Plano 2015³, elaborado pela ELETROBRÁS em 1994, sendo que, deste montante, cerca de 43% se encontra na região Norte.
- Considerando uma expansão da demanda nacional por eletricidade de 4,2% ao ano até 2030, compatível com um crescimento econômico médio de 3,8% ao ano do PIB, estima-se que nesse ano a demanda brasileira poderia atingir 1.240 TWh.



Fonte: Informações Gerenciais (ANEEL, abril de 2010)

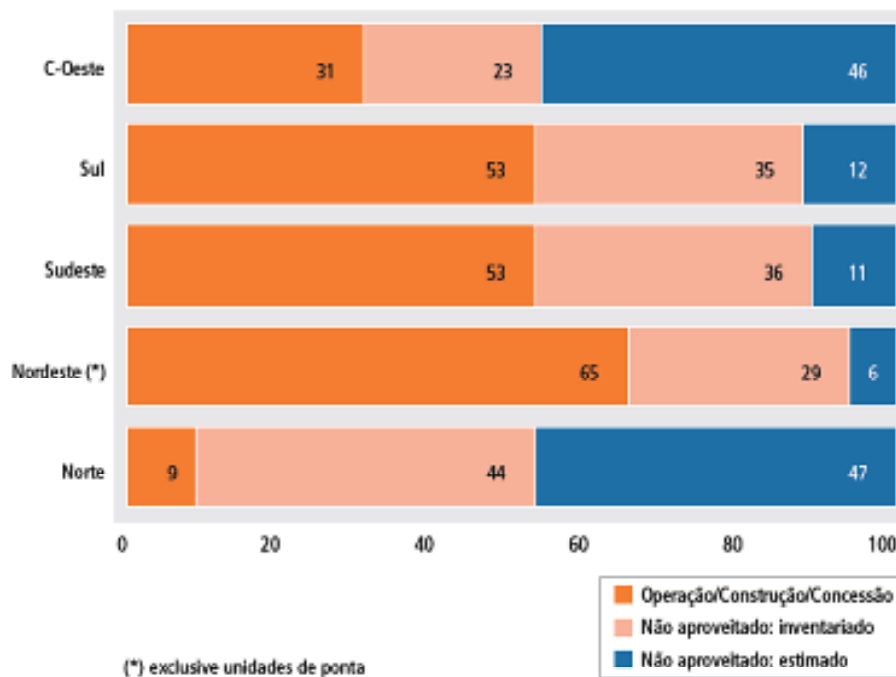
Figura 1: Acréscimo Anual da Geração

Segundo Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 (PDE-2019, 2010):

- O incremento anual médio do PIB brasileiro no decênio 2010-2019 é de 5,1%, e do consumo de energia, 5,9%;
- O crescimento médio anual da carga de energia do SIN, no horizonte decenal, é de cerca de 3.300 MWmed, representando uma taxa média de expansão de 5,1% a.a;
- A expansão da potência instalada em todas as regiões agregará cerca de 63.500 MW ao SIN, representando um acréscimo de 61% na oferta de eletricidade;
- A capacidade de geração hidráulica aumentará de 82 GW, aproximadamente, para 117 GW em 2019 (incremento de 43%).

³ Plano Nacional de Energia Elétrica 1993-2015 – Plano 2015 (Eletrobrás, 1994)

Pode-se observar na Figura 2 que a maior parte do potencial já aproveitado encontra-se nas regiões nordeste, sudeste e sul, onde se encontram também os grandes centros urbanos consumidores. As regiões norte e centro-oeste configuram, conjuntamente, o potencial a aproveitar.



Fonte: PDEE 2006-2015, MME/EPE, 2006, SÍPOT, Eletrobrás, 2005.

Fonte: Plano Nacional de Energia 2030 (EPE, 2007)

Figura 2: Aproveitamento do Potencial Hidrelétrico Brasileiro por Região

Adicionalmente às usinas em operação pode-se contabilizar como já aproveitado o potencial representado pelos empreendimentos em construção. Existem 80 aproveitamentos hidrelétricos nessas condições, totalizando uma potência de 10.987 MW⁴.

Nas Tabelas 2, 3 e 4 são apresentados, por classes, os empreendimentos em operação, em construção e outorgados, respectivamente. Nessas tabelas, a Potência Outorgada é igual à considerada no Ato de Outorga, a Potência Fiscalizada é igual à considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora e “Outros” são os empreendimentos energéticos de outras fontes de energia que não a hidráulica (usinas termelétricas, eólicas, termonucleares, etc).

Sendo que o foco do presente trabalho é as PCHs e CGHs, podemos identificar dentro deste contexto que:

⁴ Referente a junho de 2010.

- Entre as PCHs existem 369 aproveitamentos em operação, 63 em construção e 150 outorgados, totalizando a potência de 6.102 MW⁵.
- Entre as CGHs existem 315 aproveitamentos em operação, 1 em construção e 71 outorgados, totalizando a potência de 229 MW⁶.

Tabela 2: Empreendimentos em Operação⁷

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (MW)	Potência Fiscalizada (MW)	% ⁸
UHE	168	75.695	75.862	69,39
PCH	369	3.191	3.134	2,87
CGH	315	181	180	0,16
Outros	1.396	32.240	30.151	27,58
Total	2.248	111.307	109.327	100

Fonte: Banco de Informação de Geração (ANEEL, junho de 2010)

Tabela 3: Empreendimentos em Construção⁹

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (MW)	%
UHE	16	10.129	58,43
PCH	63	858	4,95
CGH	1	1	0
Outros	51	6.346	36,61
Total	131	17.334	100

Fonte: Banco de Informação de Geração (ANEEL, junho de 2010)

Tabela 4: Empreendimentos Outorgados (entre 1998 e 2010)¹⁰

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (MW)	%
UHE	11	2.190	10,72
PCH	150	2.110	10,33
CGH	71	48	0,23
Outros	215	16.082	78,72
Total	447	20.430	100

Fonte: Banco de Informação de Geração (ANEEL, junho de 2010)

Atualmente as PCHs e CGHs contribuem com 3,96% e 0,23%, respectivamente, para capacidade total das usinas hidrelétricas em operação, o que corresponde a 3.134 MW e 180 MW, respectivamente. Se quantitativamente as PCHs e CGHs têm uma participação modesta

⁵ Referente a junho de 2010.

⁶ Referente a junho de 2010.

⁷ São consideradas usinas em operação aquelas que iniciaram a operação comercial a partir da primeira unidade geradora (ANEEL, 2010).

⁸ Os valores de porcentagem são referentes à Potência Fiscalizada.

⁹ São consideradas usinas em construção aquelas que após obtida a licença ambiental de instalação deram início as obras locais (ANEEL, 2010).

¹⁰ São consideradas usinas outorgadas aquelas que recebem Ato de Outorga (Concessão, Permissão, Autorização ou Registro) e ainda não iniciaram suas obras (ANEEL, 2010).

frente à capacidade instalada das UHEs, qualitativamente possibilitam a produção de uma energia com menor custo e com menores impactos sócio-ambientais.

O aumento crescente dos investimentos em empreendimentos de fontes alternativas para geração de energia, incluindo PCHs e CGHs (Figura 3 e Figura 4), a partir de 2002, se deve principalmente ao programa PROINFA.

Dentre as iniciativas para a diversificação da matriz energética brasileira, buscando soluções de cunho regional para o uso de fontes renováveis de energia e incentivando o crescimento da indústria nacional, podemos destacar o maior programa brasileiro de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica, o PROINFA, instituído pela Lei 10.438, de abril de 2002 e revisado pela Lei 10.762, de novembro de 2003, o qual é gerenciado pela ELETROBRÁS.

O PROINFA prevê a operação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada. As usinas do programa responderão pela geração de aproximadamente 12.000 GWh/ano - quantidade capaz de abastecer cerca de 6,9 milhões de residências e equivalente a 3,2% do consumo total anual do país. Os 3.299,40 MW contratados estão divididos em 1.191,24 MW provenientes de 63 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas, e 685,24 MW de 27 usinas a base de biomassa. Toda essa energia tem garantia de contratação por 20 anos pela ELETROBRÁS (ELETROBRÁS, 2011). Os investimentos são da ordem de R\$ 10,14 bilhões, com financiamentos de cerca de R\$ 7 bilhões e receita anual em torno de R\$ 2 bilhões.

Na Tabela 5 apresenta-se a situação geral das PCHs no Brasil, configurando o potencial conhecido até então (dados referentes a 2006).

Confrontando as informações apresentadas na Figura 3 e na Tabela 5, podemos concluir que a capacidade instalada de PCHs continuou a crescer a partir de 2006, porém existe ainda uma substancial potencialidade de crescimento deste tipo de empreendimento, podendo agregar potência e maior oferta de energia também nos grandes centros do país (região sudeste).

Sendo as PCHs uma alternativa real - mais sustentável - para a expansão da potência instalada no Brasil, a repotenciação e a modernização (R&M) desses empreendimentos passa a ser um processo natural e imprescindível.

Com a repotenciação e a modernização (R&M) de antigas centrais hidrelétricas poder-se-á manter altos níveis de eficiência e aproveitamento otimizado dos recursos naturais nacionais.

Segundo VEIGA (2001), o primeiro processo de repotenciação de turbinas foi o da

Usina Ilha dos Pombos da Light, com contrato assinado com a ABB /ALSTOM em julho de 1997. No entanto, a CESP já tinha concluído em 1996 repotenciações consideradas leves em Ilha Solteira e Jupia.

Tabela 5: Situação Geral das PCHs no Brasil

Situação	Potência (MW)					
	Nordeste	Norte	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	Total
Em operação	37	76	283	583	350	1.330
Com autorização e com LI	664	237	1.043	533	568	2.448
Com autorização e sem LI	56	8	158	795	456	1.473
Com projeto em análise na ANEEL	36	64	284	430	487	1.300
Com projeto em elaboração (registro)	26	76	156	316	181	753
Inventariados - Disponíveis	522	389	1.167	1.201	1.208	4.487
Total	743	849	3.001	3.858	3.249	11.790

Fonte: CERPCH (Tiago et al, 2007) referente a dados do Banco de Informações da ANEEL (fevereiro, 2006)

Conforme afirma WWF-BRASIL (2004), um estudo das perspectivas de repotenciação foi desenvolvido, classificando-as por tipos. O critério é a extensão do empreendimento. São os tipos adotados pela ANEEL, a partir da repotenciação mínima, definindo-se então a seguinte classificação:

Repotenciação Mínima: corresponde ao reparo da turbina e do gerador, recuperando seus rendimentos originais. Este reparo corresponde, em média, a 2,5% de ganho de capacidade;

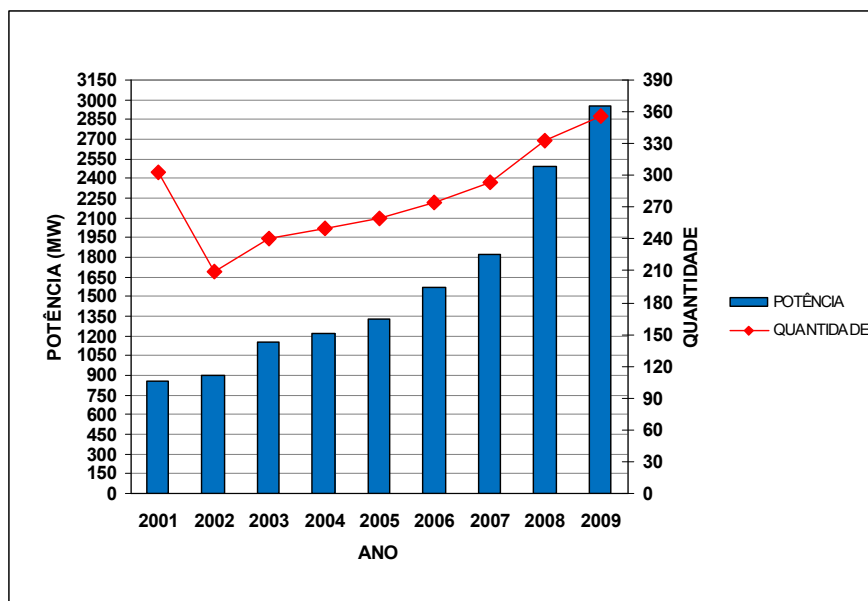
Repotenciação Leve: corresponde à classificação adotada pela ANEEL, em que se obtém da ordem de 10% de ganho de capacidade – valor adotado por já existirem vários casos neste nível. Envolve repotenciação da turbina e do gerador;

Repotenciação Pesada: corresponde à classificação da ANEEL, com ganhos de capacidade de 20 a 30% pela troca do rotor. Poucos casos foram registrados.

As Figuras 5 e 6 apresentam as ampliações em PCHs e UHEs, respectivamente, ocorridas no Brasil, regulamentadas e autorizadas pela ANEEL, entre o ano de 1998 e 2010.

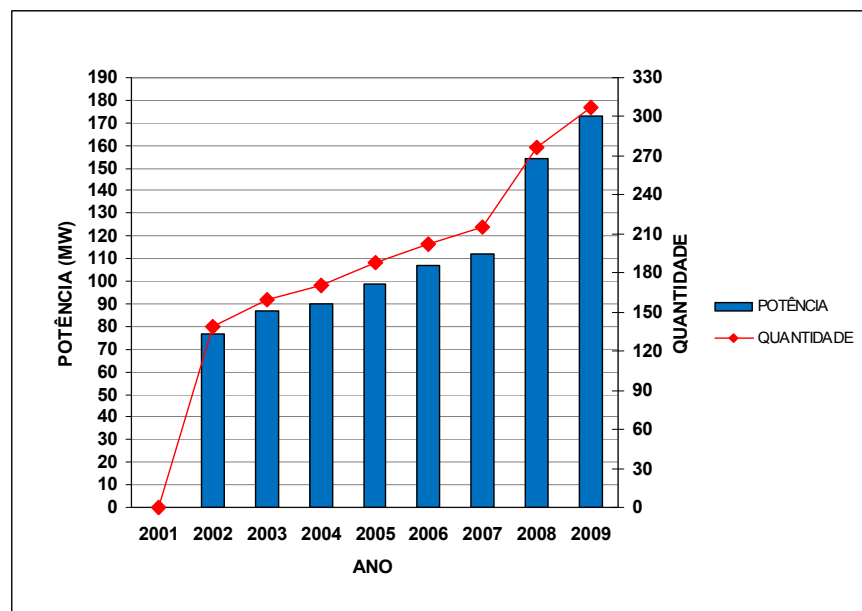
VEIGA & BERMAN (2002) levantaram que fabricantes de equipamentos, como a VOITH-SIEMENS e a ALSTOM, estimam que o custo do kW gerado a partir da repotenciação varia entre R\$ 200 e R\$ 600, o que significa um potencial de negócio, nessa área, que pode atingir R\$ 4,6 bilhão, considerando a repotenciação de 7.600 MW.

Segundo o estudo realizado pelo WWF-BRASIL (2004), caso as obras de reabilitação se concretizassem, o sistema elétrico brasileiro poderia alcançar ganhos de capacidade na ordem de 868 MW com repotenciações mínimas, 3.473 MW com repotenciações leves e 8.093 MW com repotenciações pesadas.



Fonte: Banco de Informações de geração (ANEEL, novembro de 2010)

Figura 3: Evolução da capacidade instalada de PCHs (2001 a 2009)



Fonte: Banco de Informações de geração (ANEEL, novembro de 2010)

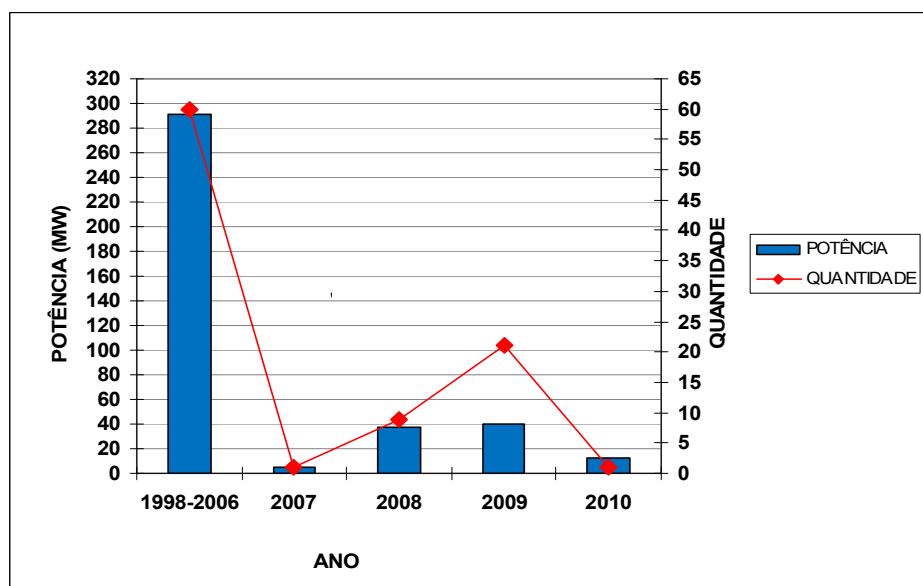
Figura 4: Evolução da capacidade instalada de CGHs (2001 a 2009)

A capacidade das usinas antigas¹¹ consideradas no estudo citado acima totalizavam 34.734,70 MW. As possibilidades de investimentos totalizavam a ordem de R\$ 5,4 bilhões, aplicando-se como valores de referência, mínimo e máximo, respectivamente, 100 e 300

¹¹ Usinas com mais de 20 anos de atividade

US\$/kW para repotenciação mínima, 150 e 350 US\$/kW para repotenciação leve, 199 e 699 US\$/kW para repotenciação pesada, 1.000 e 2.137 US\$/kW para UHEs novas.

Mesmo o presente trabalho não tendo como foco a repotenciação de UHEs, cabe fazer referência a contribuição dada pelo estudo realizado pela EPE (2008), que considerou como candidatas à repotenciação, com aumento máximo de rendimento, um subconjunto de UHEs do SIN, com mais de 20 anos de idade, totalizando 24.053 MW, revelando que existe um potencial de ganho de energia firme de 272 MW médios (2,33%), correspondente a um acréscimo na potencia efetiva do SIN de 605 MW (2,84%).



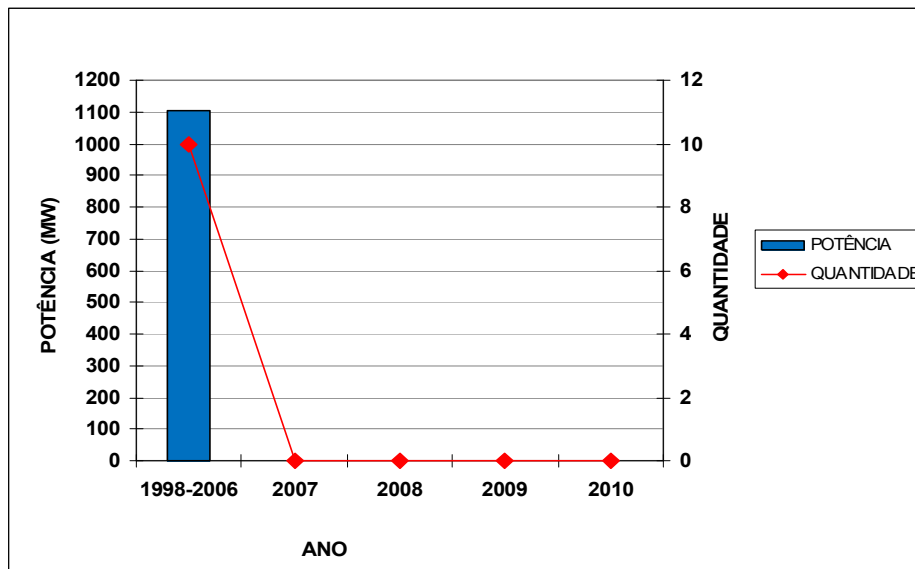
Fonte: Informações Gerenciais (ANEEL, abril de 2010)

Figura 5: Ampliações de PCHs (1998 a 2010¹²)

Em notas técnicas do PNE-2030, referentes à “Avaliação das Perspectivas de Aproveitamento Hidrelétrico”, a EPE (2007) estima que haveria um potencial a explorar de até 90 GW com custo, levantado à nível de inventário, igual a 1200 US\$/kW, sendo que orçamentos mais recentes sugerem que os custos de investimento, excluídos custos ambientais extraordinários, podem ter-se reduzido, podendo isso ser atribuído ao avanço na técnica construtiva.

Dentro deste contexto estima-se serem necessários investimentos de aproximadamente R\$ 17,5 bilhões por ano para expandir a capacidade de geração brasileira em 3.500 MW anualmente, no período decenal (PDE-2019, 2010). Pode-se afirmar que em termos econômicos a repotenciação configura-se em uma grande oportunidade.

¹² Atualizado até 31/03/2010



Fonte: Informações Gerenciais (ANEEL, abril de 2010)

Figura 6: Ampliações de UHEs (1998 a 2010)¹³

Como exemplo do que representa a repotenciação, como potencialidade regional, pode-se citar o planejamento da CEMIG para repotenciação de 23 PCHs. Essa ação permitirá expandir sua capacidade instalada em 200%. Estas plantas somam hoje 106MW em potência instalada e 56MW médios em energia assegurada, que passariam a 305MW de capacidade e 151MW médios em garantida. O investimento previsto é compatível, e até um pouco inferior, ao que seria gasto para construção de usinas com a mesma potência instalada (CERPH, 2011).

A referida empresa tem 42 PCHs em operação atualmente e pretende iniciar as primeiras obras já em 2012, cujas intervenções para o ganho de potência incluem troca e adição de máquinas, automação e mudanças operacionais.

2.1.3. O potencial hidrelétrico a aproveitar e as perspectivas da repotenciação no Brasil

O desenvolvimento demanda crescente aumento na disponibilidade de energia. Sabe-se que, geralmente, países desenvolvidos apresentam altos índices de aproveitamento de seu potencial hidráulico.

Não é difícil verificar, dentro de uma visão holística, que as pressões, principalmente ambientais, impostas por países desenvolvidos a países como o Brasil e a China, que dispõe

¹³ Atualizado até 31/03/2010

de um grande potencial hidrelétrico ainda a aproveitar, refletem os interesses econômicos desses em criar barreiras para os países em desenvolvimento.

É fato que, atualmente, os prazos, critérios e exigências para obtenção das licenças ambientais, configuram-se como limitantes para ampliação do aproveitamento dos potenciais hidráulicos no Brasil.

Ao passo que o desenvolvimento e correspondente aumento na oferta de energia frente à preservação e conservação do meio ambiente podem seguir de forma mais sustentável, engrenados pelos avanços científicos e tecnológicos, o maior desafio está no fato que 70% do potencial hidrelétrico brasileiro a aproveitar localiza-se em biomas de grande valor ambiental, os da Amazônia e do Cerrado, que conjuntamente cobrem 2/3 (dois terços) do território nacional.

As regiões Sudeste, Sul e Nordeste, respectivamente, compõem mais de 73% da potência hidrelétrica instalada (Tabela 6) e, conforme EPE (2007), consumiram aproximadamente 88%¹⁴ da energia elétrica gerada no país em 2006. Contudo, a maior parte do potencial disponível nessas regiões já foi explorado e a grande parte do potencial hidrelétrico brasileiro a explorar concentra-se nas regiões Norte e Centro-Oeste.

A definição do potencial a aproveitar para PCHs, no Brasil, configura-se em uma tarefa desafiadora, devido a diversos fatores, dos quais podemos citar:

- TIAGO *et al* (2007) reforça que historicamente este tipo de fonte energética sempre foi negligenciada, destacando como exemplo o que prescrevia o antigo “Manual de Inventário da ELETROBRÁS”, de 1997, para os limites inferiores de aproveitamentos. Neste Manual indicava-se que no caso dos estudos de inventário nas Regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, deveriam ser descartados da análise o aproveitamento com potência inferior a 20 MW e que no caso da Região Norte deveria ser descartado da análise o aproveitamento com potência inferior a 50 MW;
- Segundo EPE (2007), com as reformas institucionais introduzidas no setor elétrico a partir da década de 90, houve uma descontinuidade nos estudos de inventário, ao passo que não obstante a legislação assegurar o ressarcimento dos gastos por ocasião da outorga de concessão de um aproveitamento, a perspectiva de recuperação dessas despesas configurava-se incerta. Desta forma, assim como na primeira metade do século passado, foram privilegiados os estudos dos locais mais promissores.

¹⁴ Referente a dados dos últimos 12 meses, findo em junho de 2006.

- Mesmo para os aproveitamentos hidrelétricos de maior porte (UHes), parte do potencial a aproveitar, como já mencionado, concentrado principalmente nas regiões norte e centro-oeste, é ainda estimado ou conhecido minimamente a nível de inventário.
- Só a partir da década de 90, devido às alterações na legislação e a alavancagem dos programas de incentivos criados, PCH-COM e PROINFA, nos anos de 2001 e 2002 respectivamente, o mercado de PCHs passou a ser atraente.

Tabela 6: Potência Hidrelétrica Instalada por Região

REGIÃO	CAPACIDADE INSTALADA (MW)	%
NORTE	10.736	13,5%
NORDESTE	11.100	14,0%
SUDESTE	24.968	31,5%
SUL	22.198	28,0%
CENTRO-OESTE	10.289	13,0%
TOTAL	79.291	100,0%

Fonte: Dados Energéticos Estaduais (EPE, 2010)

Cabe ressaltar que a avaliação sistematizada, consistente e abrangente do potencial hidrelétrico Brasileiro iniciou-se na década de 60 do século passado com os estudos do CANAMBRA¹⁵ e posteriormente passou a ser conduzida pela ELETROBRÁS e suas subsidiárias, o que tornou possível a evolução crescente do conhecimento (estimativas) deste potencial, principalmente entre 1960 e 1980.

Um estudo realizado pelo Centro Nacional de Referências em Pequenas Centrais Hidrelétricas – CERPCH, objetivando avaliar as expectativas quanto ao mercado de PCH, que conforme TIAGO *et al* (2007) ainda encontrava-se em fase preliminar, indicou que o potencial teórico estimado, ainda não inventariado no Brasil, seria em torno de 15.453 MW. A referida estimativa está apresentada, por regiões do Brasil, na Tabela 7.

Tabela 7: Potencial Teórico Estimado (MW)

Potencial	Nordeste	Norte	Centro-Oeste	Sudeste	Sul	total
Conhecido¹	773	706	2.808	3.275	2.899	10.460
Teórico²	4.763	155	3.911	3.625	3.000	15.454
Total	5.535	860	6.719	6.900	5.899	25.913

(1) Descontados os empreendimentos em operação em fevereiro de 2006
(2) Estimativa realizada pelo CERPCH

Fonte: CERPCH (Tiago et al, 2007)

¹⁵ Sigla pela qual foi identificado e ficou nacionalmente conhecido o consórcio de consultores canadenses, norte-americanos e brasileiros que desenvolveu ampla investigação do potencial hidrelétrico do Centro-Sul brasileiro (atuais regiões Sudeste e Centro-Oeste, parte). O sucesso do estudo foi tal que o escopo dos serviços foi ampliado, abrangendo também a Região Sul (EPE, 2007).

O CGEE (2003) afirma que as avaliações recentes (Prospectar e ELETROBRÁS/CEPEL), com indicações ainda preliminares, não diferem fortemente de linhas já identificadas no passado. Destacando as linhas consideradas como prioritárias para viabilização do potencial hidrelétrico brasileiro:

- (i) Desenvolvimento de modelos para previsão de vazão aos reservatórios das usinas hidrelétricas com base em modelos climáticos e meteorológicos e levando-se em conta os usos múltiplos da água;
- (ii) Desenvolvimento e uso prático de modelagem, monitoração e diagnóstico de hidrogeradores de grande e pequeno porte;
- (iii) Desenvolvimento de simulação física e matemática do processo de construção, recuperação e operação de barragens;
- (iv) Desenvolvimento de tecnologias para aumento da competitividade de pequenas e médias centrais elétricas;
- (v) Desenvolvimento de ferramentas para estudos de inventários de bacias hidrográficas;
- (vi) Estudos para recapacitação das usinas atuais.

O WWF-BRASIL (2006) pondera que são necessários ainda alguns esforços de modernização tecnológica, especialmente, nas instalações de pequeno porte. É necessário resolver, também, alguns aspectos legais e técnicos relacionados com o meio ambiente, avançar no conhecimento do uso múltiplo da água e otimizar controles de carga/frequência. Há suficiente informação hidrológica (mais de 10 mil estações flúviométricas e pluviométricas), mas é necessário avançar nos estudos de inventário, especialmente em bacias de médio e pequeno porte.

Importante destacar que em certas regiões do país, dentre elas a região norte, há carência de informações hidrológicas. Sendo que atualmente o estado do Tocantins está desenvolvendo o projeto de Adensamento da Rede Hidrometeorológica estadual.

Por outro lado cabe uma consideração, apresentada pela EPE (2007), sobre o grande desafio de solucionar contradições criadas, ao passo que a introdução crescente de “usinas a fio d’água” (sem regularização sazonal ou plurianual) no sistema limita a ideia de “reserva estratégica” e irá requerer maior flexibilidade operativa dos reservatórios existentes, o que significa maior variação de nível, em termos de amplitude e frequência, e também maior fluxo de intercâmbio inter-regional. Esse “efeito colateral” da solução contraria as premissas sobre as quais ela se construiu.

Sabe-se que o sistema de transmissão brasileiro é considerado uma “*usina virtual*”, pois permite a transferência de energia entre os subsistemas, configurando um aumento da

capacidade energética do sistema interligado. Segundo EPE (2007) *apud* KELMANN (2002) esse ganho é de pelo menos 12%, ou o equivalente a 4.000 MW médios, na configuração em operação em 2002.

Contudo, são consideráveis as perdas na Transmissão e Distribuição (T&D) de eletricidade no país, devido: (i) à existência de longas linhas de transmissão; (ii) dificuldades de correto dimensionamento e manutenção da rede básica; e (iii) à utilização de transformadores sucateados (que não tiveram a adequada manutenção ou não passaram por processos de melhoria durante sua vida útil).

CIPOLI (2005), referente a dados estimados pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE, apresenta que as perdas técnicas ao longo da cadeia de transmissão e distribuição, no Brasil, frente à eletricidade gerada totalizam 9,7 % (3% na transmissão e 6,7% na distribuição).

Já Boccuzzi, de acordo com matéria publicada pela Power Petróleo, Eletricidade e Energias Alternativas (2010), afirma que na Europa as perdas técnicas estão em 7% e no Brasil em 7,5%.

Cabe acrescentar ainda que, mesmo sendo significativo o potencial hidráulico a aproveitar no país, as restrições para expansão hidrelétrica, principalmente estruturada em grandes aproveitamentos (UHEs), são várias:

- O potencial a aproveitar, concentrado basicamente nas regiões Norte e Centro-Oeste, esbarra em relevantes barreiras de caráter ambiental, como o relevo pouco favorável (planícies), solicitando o alagamento de grandes áreas para o reservatório, com combinação de baixas quedas e grandes vazões afluentes. Acrescenta-se a estas restrições as limitações geográficas impostas pelas reservas indígenas e a necessidade de preservação e conservação da biodiversidade que além do valor ambiental (biomas da Amazônia e Cerrado), tem um valor estratégico e econômico para o país;
- A necessidade de ampliação do sistema de transmissão para as regiões Norte e Centro – Oeste. No Brasil, hoje, as perdas médias na alta tensão não excedem a 4% do volume de energia transmitida (EPE, 2007). Sendo assim, o maior desafio, em termos tecnológicos das linhas de transmissão, está em superar as grandes distâncias entre os parques de geração e os mercados consumidores, a necessidade de vencer as restrições do relevo, transposição através de grandes rios e áreas indígenas.
- A potencial redução na disponibilidade dos recursos hídricos para a geração de energia, devido à garantia do uso múltiplo da água frente às outras modalidades de demanda.

- A necessidade de viabilizar o desenvolvimento do parque energético nacional baseado num modelo de expansão holística, estruturado com outras fontes de energia, com peculiar atenção para o período de transição de uma matriz baseada na hidroeletricidade para uma matriz integrada com outras fontes de energia elétrica;

Neste contexto, considerando as restrições para implantação de novas UHEs, as PCHs passam a ser cada vez mais uma alternativa viável para aumento da oferta de energia no país.

Paralelamente, a repotenciação configura-se como uma oportunidade adicional, tanto para agregar capacidade aos grandes centros - onde o potencial a aproveitar é bem menor e a correspondente demanda por energia é maior - como para contribuir para redução das perdas de T&D, disponibilizando energia adicional próxima a estes centros consumidores.

Importante destacar que configura-se como uma das restrições para aumento da capacidade instalada de centrais, através da repotenciação, o limite superior de potência para enquadramento de empreendimentos hidrelétricos como PCHs (limitado a 30 MW).

No caso das PCHs existentes que já estão na potência limite, normalmente seus respectivos proprietários acabam por não ter interesse que as mesmas sejam enquadradas como UHEs, já que perderiam os incentivos enquanto PCH, ou seja, seriam penalizadas pelo incremento de potência obtida na repotenciação, comprometendo a atratividade do investimento.

O Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas - CERPCH sugere a reclassificação de empreendimentos hidrelétricos, considerando uma Grande Central Hidrelétrica o empreendimento com potência acima de 50 MW (CERPCH, 2010).

Vislumbrando esta potencial reclassificação (Tabela 8) seria estratégico para o setor energético a criação de incentivos e instrumentos legais para viabilizar as repotenciações que acarretem na mudança de enquadramento, de Pequenas Centrais (PCH) para Médias Centrais (UHE). Tal iniciativa poderia ser aliada a um programa nacional integrado de viabilização e desenvolvimento das oportunidades, após um mapeamento completo.

É fato que este pensamento confronta os interesses internacionais, refletidos nas pressões ambientais impostas contra a expansão de hidrelétricas de grande porte. Esta posição é evidenciada, por exemplo, conforme destaca a EPE (2007), na declaração apresentada pela organização não-governamental *International Rivers Network* na conferência *Renewables 2004*, realizada em Bonn, Alemanha, pela qual pretendeu que fossem excluídas da classificação de fonte de energia renovável as usinas hidráulicas com potência superior a 10 MW.

Tabela 8: Sugestão do CERPCH para reclassificação de empreendimentos hidrelétricos

Hidrelétricas	Potência
Grandes Centrais (GCH)	Acima de 50MW
Médias Centrais (UHE)	De 30 e 50 MW
Pequenas Centrais (PCH)	De 1 e 30 MW
Mini Central (mCH)	De 100 até 1000 kW
Micro Central (mCH)	De 20 Até 100 kW
Pico Central (pCH)	Até 20 kW

Fonte: CERPCH (2010)

O PROINFA, com o objetivo principal de fomentar a indústria de base das fontes alternativas (PCHs, eólicas e biomassa), estabeleceu um índice de 60% de nacionalização dos empreendimentos. Esta ação, convergente com outras ações do governo nesse sentido, possibilitou o fortalecimento da indústria brasileira de geração de energia elétrica. É importante notar que o país conta com mão-de-obra qualificada para grande parte dos projetos e demais trabalhos de engenharia para PCHs, incluindo produção de tecnologias por fabricantes nacionais e estrangeiros, porém muitas vezes ainda depende de projetos desenvolvidos no exterior.

WWF-BRASIL (2006) reforça esta afirmação, explanando que o mercado nacional possui fabricantes que podem fornecer quase a totalidade dos equipamentos para PCHs. Nas instalações acima de 5 MW há grandes empresas com alguma tecnologia atualmente licenciada. Já os mercados para instalações menores que 5 MW, em geral, têm sido atendidos por inúmeras pequenas empresas totalmente nacionais.

ESHA (2011) explica que nos países europeus existem duas potenciais áreas para melhoria; A primeira refere-se a reduções de custos para aproveitamentos com quedas menores que 15 m, a segunda refere-se a desenvolvimentos de empreendimentos menores que 250 kW. Grande parte do potencial hidráulico na europa envolve plantas com pequenas quedas, sendo que o custo do kW instalado é mais elevado quando as quedas são menores e tendem a se estabilizar para quedas acima de 15 m.

No Brasil não é diferente, ao passo que o potencial a desenvolver alia baixas quedas e grandes vazões, e assim as turbinas de baixa queda (Kaplan, Bulbo e etc), como também as turbinas de baixíssima queda para pequenos potenciais, passaram a ter um papel estratégico para o desenvolvimento de oportunidades.

2.2. REPOTENCIAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS

2.2.1. Conceitos e definições

A crescente demanda por energia elétrica, aliada ao aumento dos seus custos de produção e à preocupação com questões ambientais e sociais, tem levado o setor energético mundial a considerar e estudar uma estratégia de utilização mais eficiente das fontes já existentes (ASTORGA *et al*, 2008).

A repotenciação de empreendimentos hidrelétricos é uma alternativa com muitas vantagens técnicas, econômicas e sócio-ambientais, contudo existe uma diversidade de definições do termo “*repotenciar*” na literatura técnica. Conforme VEIGA (2001) a definição clássica de repotenciação é a de que corresponde a todas aquelas obras que visem gerar ganho de potência e de rendimento.

A variedade de interpretações do significado do termo repotenciar está aliada aos diversos pontos de vista de que se observa este processo, dos quais pode-se destacar, dentre outros, o ponto de vista gerencial e o tecnológico.

Do ponto de vista estritamente gerencial VEIGA (2001) afirma que há, basicamente, quatro opções a serem consideradas após a avaliação do desempenho integrado de uma usina e de suas unidades separadamente: Desativação, Reparo e Prosseguimento Operacional, Reconstrução e Reabilitação. Podendo estas opções serem conceituadas como se segue abaixo:

- Desativação e o Reparo e Prosseguimento Operacional: Representam inconstância na disponibilidade futura das máquinas, isto é, baixa confiabilidade e baixo fator de capacidade, não justificando investimentos no empreendimento (final de vida útil).
- Reconstrução: Envolve a construção de uma usina essencialmente nova, com a total substituição dos principais componentes e de estruturas importantes para a otimização do recurso. Esta opção é mais aplicada em pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).
- Reabilitação: Deve resultar em extensão da vida útil, melhoria do rendimento, incremento da confiabilidade, redução da manutenção e simplificação da operação. Esta opção é mais aplicada em grandes centrais hidrelétricas (UHEs).

Segundo EPE (2008) *apud* SANTOS (2003), do ponto de vista tecnológico existem duas definições para repotenciação de usinas hidrelétricas, com suas respectivas motivações associadas:

- Redefinição da potência nominal originalmente projetada, através da adoção de avanços

tecnológicos e de concepções mais modernas de projeto: “Operar a instalação dentro de padrões mais elevados de produtividade total, com redução de custos operacionais, maior flexibilidade operativa e observando os aspectos ambientais”.

- Elevação da potência máxima de operação, em função de folgas devidamente comprovadas no projeto originalmente concebido, sem incorporar novas tecnologias à unidade geradora: “Atender situações de maior rigor de solicitação operacional, em virtude de insuficiência de investimentos na expansão da geração e/ou no sistema de transmissão de energia elétrica. Nesse caso, acredita-se que o investimento em R&M (Repotenciação e Modernização) nesta usina, com envolvimento de novas tecnologias, não seria atrativo.

Fica fácil abstrair que, independentemente das nomenclaturas e definições para as diversas etapas da vida útil de um empreendimento hidrelétrico, dentro do modelo técnico-científico e econômico atual, os empreendimentos hidrelétricos passam pelas etapas de: “Estudos de Viabilidade Técnica, Econômica e Ambiental”, “Projeto Básico”, “Projeto Executivo”, “Construção”, “Operação e Manutenção (O&M)”. Contudo também passarão pelas etapas de “Repotenciação” e/ou “Reconstrução” e/ou “Desativação”.

No âmbito deste trabalho entende-se que no caso de usinas já construídas, principalmente PCHs, tem-se a diferenciação de dois casos para tomada de decisão técnico-gerencial, após avaliações de desempenho integrado:

- (i) Usina em Funcionamento: Onde se tem as opções de *Manutenção e Prosseguimento Operacional*, *Repotenciação*, *Reconstrução* ou *Desativação* (Figura 7).
- (ii) Usina Desativada: Onde se tem as opções de *Reativação* (através de Repotenciação ou Reconstrução) ou de *Manter a Desativação* (Figura 8).

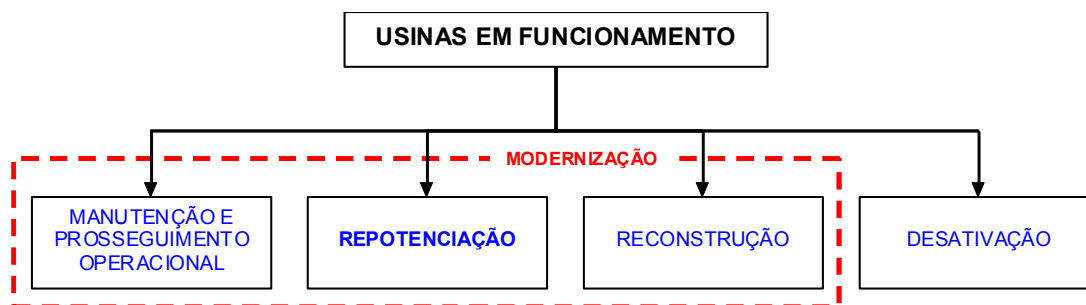


Figura 7: Opções técnico-gerenciais para usinas em funcionamento

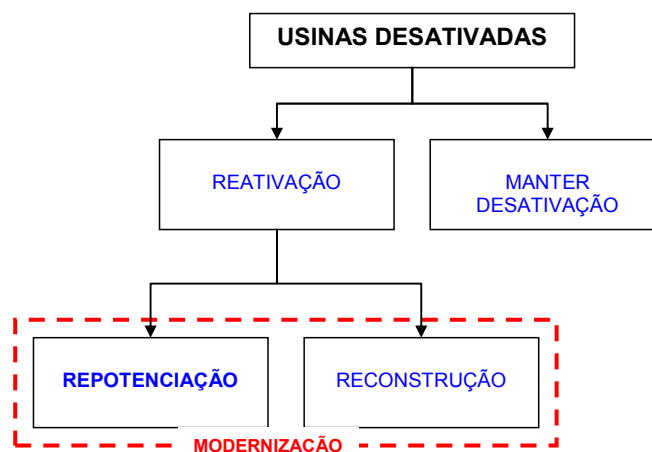


Figura 8: Opções técnico-gerenciais para usinas desativadas

2.2.1.1. Manutenção e Prosseguimento Operacional

A palavra “Manutenção” é derivada do latim *manus tenere*, que significa manter o que se tem e, conforme define KADERC (2008), tem a missão de “garantir a confiabilidade e a disponibilidade dos ativos com segurança, preservação do meio ambiente e custos adequados”.

Na opção *Manutenção e Prosseguimento Operacional* considera-se que a disponibilidade futura das máquinas representa aceitável confiabilidade e rentabilidade, permitindo manter a operação da usina dentro de padrões relativamente satisfatórios frente ao estado atual e a vida útil residual dos equipamentos e da própria usina, bem como a constatação da não atratividade de maiores investimentos em intervenções para ganhos energéticos.

Contudo esta opção não descarta a possibilidade e a aplicabilidade de ganhos devido à melhoria dos processos e equipamentos, modernizações e flexibilidade operacional, mas estes potenciais ganhos são marginais e estão inseridos dentro de um processo natural de manutenção das instalações do empreendimento.

O fator de disponibilidade das máquinas depende intimamente de um processo estruturado de manutenção que engloba a manutenção corretiva, preventiva e preditiva.

2.2.1.2. Reconstrução

Envolve uma revisão geral do arranjo, com grandes intervenções civis, incluindo barragem, circuito hidráulico de adução, circuito hidráulico de restituição, casa de máquinas e a substituição completa dos equipamentos para conversão energética, o que é equivalente à

construção de uma nova usina, ou seja, é a opção que permite dar uma nova vida útil ao empreendimento.

2.2.1.3. Desativação

Esta opção é aplicada em último caso e ocorre, principalmente, quando há obsolescência do dimensionamento da usina integrada com outros fatores, como: *(i)* o irreversível desgaste dos equipamentos e respectivos componentes; *(ii)* deterioração das estruturas civis e hidráulicas ou problemas de segurança estrutural (barragem, fundações, etc); *(iii)* problemas ambientais causados por processos de sedimentação, eutrofização, proliferação de macrófitas, interferência de moluscos (efeito macrofouling) e etc; *(iv)* defasagem tecnológica; *(v)* baixa disponibilidade futura dos equipamentos, resultando em significativas perdas energéticas e correspondentes perdas econômicas; e *(vi)* conflito de usos múltiplos.

Considerando os fatores relacionados acima e frente a não atratividade para investimentos de reconstrução do empreendimento, principalmente quando se trata de potencial hidráulico modesto (baixa queda e/ou baixa vazão), a desativação (descomissionamento) torna-se a solução, já que o montante demandado para reconstrução pode ser alocado para a construção de uma nova usina.

Teoricamente, em certos casos, mesmo não havendo retorno econômico, uma empresa de geração optaria pela reconstrução de uma PCH ou CGH, em vez da desativação, por questões institucionais, estratégicas ou de responsabilidade sócio-ambiental.

2.2.1.4. Repotenciação

A Repotenciação pode ser definida como *“uma intervenção ou conjunto de intervenções nas estruturas, circuitos hidráulicos e equipamentos eletromecânicos envolvidos no processo de conversão energética de um empreendimento hidrelétrico já construído, com ganho simultâneo de potência e rendimento, conciliados com benefícios econômicos e sócio-ambientais”*.

São inúmeras as possibilidades de intervenções a título de repotenciação em usinas hidrelétricas, dentre as quais pode-se destacar, tomando como base apenas os equipamentos eletro-mecânicos principais:

- Reforma geral da turbina, incluindo a troca de rotor com novo perfil das pás (otimização), resultando em correspondente aumento de potência nominal e rendimento. O ganho em

termos de rendimento médio nas unidades geradoras pode ser computado diretamente como um ganho de energia assegurada da usina;

- Reforma geral do gerador, com aumento de potência devido à substituição do estator e reisolamento das bobinas polares, neste último caso utilizando isolantes de menor espessura e melhor condutividade de calor;
- Substituição ou reisolamento de transformadores elevadores.

Em uma central hidrelétrica, o processo de repotenciação pode ser estruturado nas seguintes modalidades de intervenção: *reabilitação*, *revitalização* ou *ampliação*. Estas modalidades podem ser integradas conjuntamente, conforme a realidade do aproveitamento hidroenergético, a extensão da melhoria pretendida e a viabilidade técnica e econômica das intervenções.

A realidade do aproveitamento hidroenergético diz respeito ao seu arranjo, seu dimensionamento frente ao potencial ótimo, seu estado de conservação e suas demais particularidades.

As modalidades de intervenção de repotenciação estão representadas na Figura 9 e comentadas a seguir.

A minimização dos custos na execução das intervenções de repotenciação depende de um bom *Planejamento*, que deve integrar o *Projeto*, *Engenharia*, *Fornecimento*, *Comissionamento e Testes*.

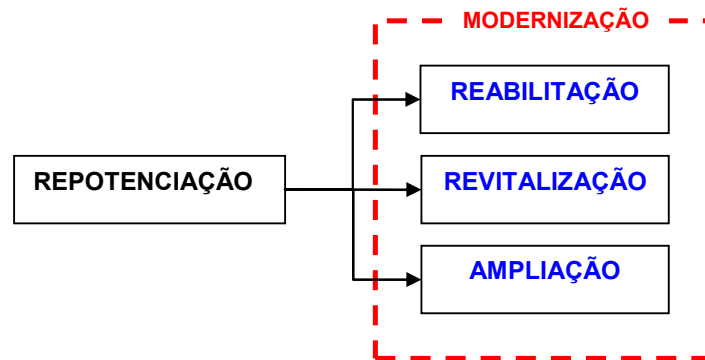


Figura 9: Modalidades de intervenção de repotenciação

2.1.1.4.1. Reabilitação

A palavra reabilitar significa “*restabelecer ao estado anterior*”. No contexto que estamos abordando, a reabilitação é o restabelecimento dos equipamentos de conversão energética (grupos geradores) às suas condições originais de comportamento (potência e

rendimento), permitindo *extensão da vida útil da usina*, aliada a redução de custos com indisponibilidade e manutenção.

Os ganhos energéticos nesta modalidade de intervenção de repotenciação estão limitados à potência instalada original, constante no ato de outorga (concessão ou autorização), considerando que qualquer eventual incremento marginal, além da condição original, é devido a avanços tecnológicos.

Cabe ressaltar que a Resolução ANEEL nº 420, de 30 de novembro de 2010, define que qualquer alteração da “Potência Instalada” ou “Potência Líquida” da central geradora deverá ser regularizada junto a ANEEL.

2.1.1.4.2. Revitalização

A palavra revitalizar significa “*tornar a vitalizar; insuflar nova vida*”. Podemos dizer que, literalmente, é a modalidade de intervenção que têm como objetivo dar uma nova vida a usina, garantindo uma extensão de sua vida útil, com ganhos bem superiores a modalidade *reabilitação*, mas que não chega a se configurar em uma *ampliação*, ao passo que os ganhos energéticos são obtidos com a melhoria (uprate) ou substituição dos equipamentos de conversão energética, limitando as intervenções aos circuitos hidráulicos (adução e restituição) e essenciais alterações de adequação na casa de máquinas. É essencialmente aplicável em usinas onde existem folgas de projeto no seu dimensionamento.

Entre os casos que podem resultar em uma intervenção de repotenciação na modalidade *revitalização* pode-se destacar o caso onde a turbina e/ou gerador não foram projetados para usina, ou seja, já estavam disponíveis (fabricados) e foram aproveitados na época de sua construção. Em usinas desse tipo, dentre outros fatores, normalmente: (i) *a turbina é restritiva (subdimensionada)*; (ii) *a turbina trabalha em condições adversas (fora da faixa ótima de potência e rendimento, apresenta cavitação, vibração excessiva, ruído excessivo, etc)*; (iii) *o gerador é restritivo*; (iv) *o gerador é de 50 Hz, mas passou a trabalhar com 60 Hz, o que contribui significativamente para diminuir o rendimento do mesmo*.

2.1.1.4.3. Ampliação

Ampliação é a “*modalidade de intervenção estruturada em novas construções, conservando parte do existente, resultando em um re-arranjo da usina*”.

A repotenciação pela modalidade ampliação é aplicável quando houve um subdimensionamento da usina, ou seja, o potencial hidráulico disponível (vazão e queda) está

mal aproveitado. A ampliação requer uma revisão em todo dimensionamento da usina, incluindo barragem que pode vir a ser alteada, capacidade dos órgãos de descarga (vertedor e órgãos de descarga auxiliares), circuitos hidráulicos (adução e restituição) e casa de máquinas.

Nesta modalidade de intervenção o custo de indisponibilidade da usina é um indicador muito importante para tomada de decisão, pois a construção de um circuito hidráulico adicional, nova casa de máquinas e instalação de novo(s) grupo(s) gerador(es) pode ser realizada, dependendo das particularidades do empreendimento, com o(s) grupo(s) antigo(s) funcionando grande parte do tempo.

Configura-se neste caso uma possível compensação de custos, ao passo que a ampliação pode ser uma alternativa mais onerosa que as outras modalidades de repotenciação, em contra partida pode ter um custo de indisponibilidade da usina bem reduzido.

Pode ocorrer casos em que seja viável manter o(s) grupo(s) antigo(s) funcionando somente até a ativação do(s) grupo(s) gerador(es) da nova casa de máquinas, desativando posteriormente a antiga.

Na ampliação as restrições e os custos ambientais são maiores e devem ser bem mensurados.

2.2.1.5. Modernização

É de extrema importância entender o papel da modernização de usinas hidrelétricas e sua interação com a repotenciação.

VEIGA (2001) afirma que a modernização consiste na utilização de novas tecnologias na operação das usinas, automatizando-as, até mesmo tornando-as “desassistidas”, pela digitalização e informatização de seus controles e comandos.

Contudo a EPE (2008) vai além e ressalta que alguns autores definem a *modernização* como uma “*estratégia em que antigas usinas hidrelétricas possam se tornar mais produtivas e eficientes, através de ações de recondicionamento, atualizações tecnológicas e, onde aplicável, elevação da capacidade nominal de componentes com idade avançada, assim como garantir a extensão de vida útil*”.

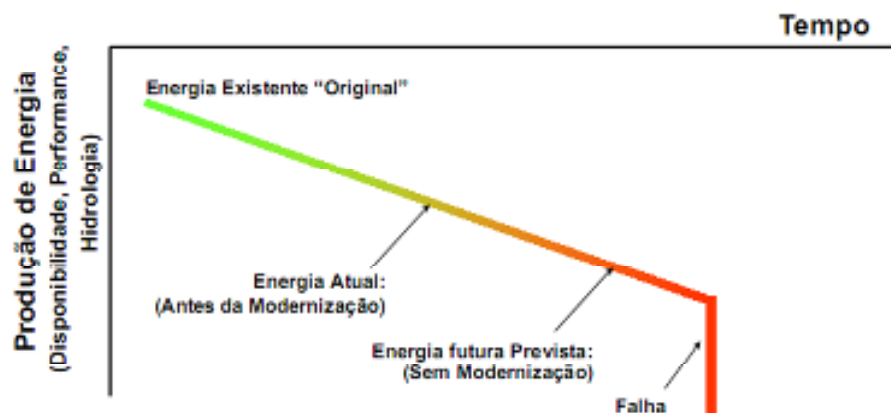
É possível fazer a modernização sem repotenciação, porém é muito improvável a dissociação da modernização dentro de um processo de repotenciação, ao passo que os ganhos com a repotenciação dependem parcial ou integralmente dos avanços tecnológicos do setor.

As opções técnico-gerenciais para usinas em funcionamento (*Manutenção e Prosseguimento Operacional, Repotenciação ou Reconstrução*), *excluindo obviamente a desativação*, estão interligadas ao processo de modernização.

As Figuras 10 e 11 ilustram, esquematicamente, a tendência na redução da produção de energia durante a vida útil de uma usina hidrelétrica e os benefícios com a repotenciação e modernização (R&M) desta usina, respectivamente.

PORTO *et al* (2007) reforça que, frente a indicadores da necessidade de uma intervenção de modernização em uma central hidrelétrica, a concessionária de geração de energia se depara com as seguintes questões técnico-econômicas: Quando intervir? Qual a extensão desta intervenção e o seu escopo? Quanto deve ser investido? Quais as perdas inerentes ao processo (indisponibilidade das unidades geradoras, etc)? Qual o tempo de retorno do investimento e a taxa de desconto?

Após discutir as conceituações e considerações de vários autores sobre a modernização de usinas hidrelétricas, PINTO (2009) afirma que o processo de modernização não possui, de forma sistemática, uma metodologia específica definida para sua análise e avaliação, apesar de envolver, frequentemente, despesas anuais, superiores àquelas gastas no processo rotineiro de manutenção. Contudo reforça que a modernização permite uma sobrevida de 30 anos de uma central hidrelétrica, a um custo médio de aproximadamente 14% do custo de uma nova central, com custos de O&M reduzidos.



Fonte: Adaptado de Voith Siemens Hydro

Figura 10: Produção de energia durante a vida útil de uma usina hidrelétrica

A otimização também acompanha as opções de *Manutenção e Prosseguimento Operacional, Repotenciação e Reconstrução*, sendo que a VOITH SIEMENS HYDRO define

a otimização como um “*tipo de modernização que permite produzir energia adicional pela operação da usina de forma mais eficiente*”.



Figura 11: Benefícios da R&M na produção de energia

No que se refere à modernização por “*otimização da operação da usina*” entende-se que é um processo que trabalha dentro da faixa de flexibilidade dos equipamentos de geração de energia, permitindo ganhos de eficiência viabilizados pelos avanços tecnológicos, pela gestão dos níveis do reservatório e das vazões turbinadas frente às vazões afluentes, buscando o despacho ótimo das unidades geradoras.

Porém o conceito de otimização para uma central hidrelétrica pode ser ampliado, o qual não se limita a operação eficiente da mesma, mas dentro de uma visão holística estrutura-se no conceito do “aproveitamento ótimo”. Assim, pode-se entender a otimização como sendo o processo que permite maximizar os ganhos energéticos frente ao potencial hidráulico disponível.

A Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995 apresenta, no seu Art. 5º, § 2º e § 3º, o conceito do “*aproveitamento ótimo*”, que se configura como todo potencial definido em sua concepção global pelo melhor eixo do barramento, arranjo físico geral, níveis d'água operativos, reservatório e potência, integrante da alternativa escolhida para divisão de quedas de uma bacia hidrográfica.

O conceito do *aproveitamento ótimo* introduz a possibilidade de atualizações ou refinamentos constantes nas condições de contorno, que permitem afirmar o que é ótimo frente à dinamicidade dos recursos naturais, dos processos de uso múltiplo dos recursos

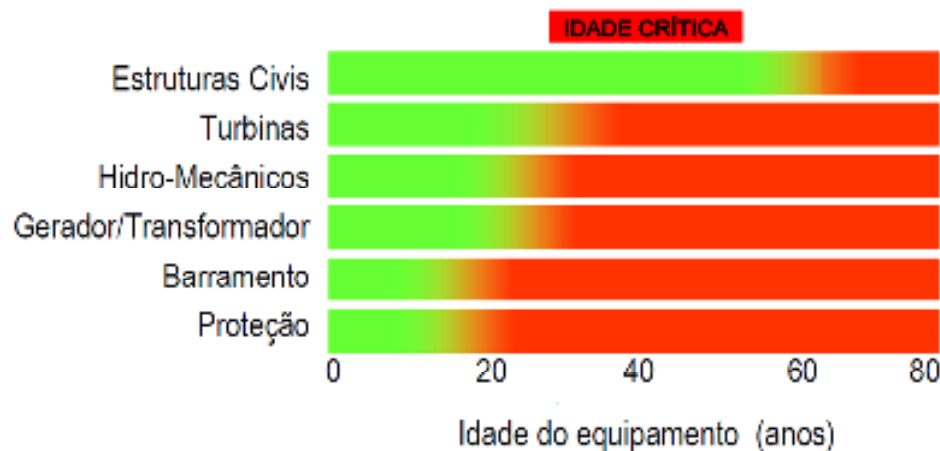
hídricos e das questões ambientais, bem como das evoluções tecnológicas do setor hidrelétrico, das mudanças legais e estratégias governamentais. Portanto este conceito internaliza em si um direcionamento para sustentabilidade do aproveitamento dos recursos hidroenergéticos nacionais.

2.2.1.6. Vida Útil de uma PCH

Para efeito da avaliação econômica adotava-se, tradicionalmente no setor elétrico, o prazo de 50 anos para vida útil de uma usina hidrelétrica, embora a depreciação do investimento seja feita no período de 30 anos.

Sendo a vida útil de um empreendimento hidrelétrico uma convenção adotada para termos econômicos, como definir tecnicamente a vida útil de um empreendimento hidrelétrico, sabendo que existem vários tipos de arranjos e cada um com suas respectivas particularidades: com uma variedade de equipamentos (tipos e marcas diversas), com estruturas e construções diferenciadas, exigências e restrições operacionais próprias, bem como diferentes processos e modalidades de controle e manutenção?

Segundo experiência da VOITH SIEMENS HYDRO (2001) pode-se generalizar quando os equipamentos e as estruturas principais de um empreendimento hidrelétrico entram na sua idade crítica, conforme apresentado na Figura 12.

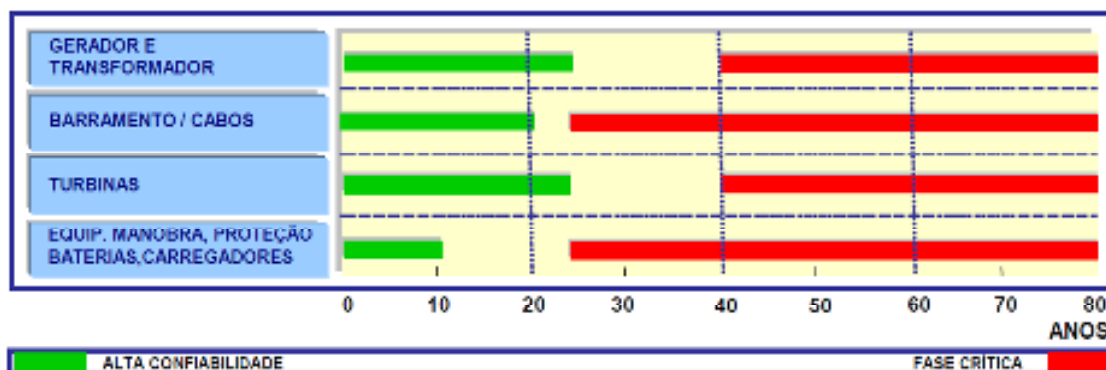


Fonte: Adaptado de Voith Siemens Hydro (2001)

Figura 12: Idade crítica dos equipamentos e estruturas principais de um empreendimento hidrelétrico

A experiência de FURNAS confirma estes valores sobre a idade crítica dos equipamentos de um empreendimento hidrelétrico (diminuição da confiabilidade com o passar do tempo), os quais são apresentados, resumidamente, na Figura 13.

São consideradas antigas as usinas com mais de 20 anos em operação e cujos geradores ultrapassam 120 mil horas de operação, precisando ser submetidos a grandes manutenções (WWF-BRASIL, 2004).



Fonte: Adaptado de FURNAS (2006)

Figura 13: Vida útil dos equipamentos principais de um empreendimento hidrelétrico

GYORI (2007) expõe que usinas construídas há mais de duas décadas já necessitam de manutenção mais minuciosa e prolongada. Acrescentando que neste caso o acréscimo de geração por meio da repotenciação torna-se atraente devido ao custo ser de natureza incremental, não arcando com investimentos em desapropriação, construção de barragem, vertedor, casa de máquinas, tomada d'água, conduto forçado, comportas, etc, e sendo ainda os custos ambientais praticamente nulos.

Contudo, há de se ponderar que na repotenciação, principalmente na modalidade ampliação, podem haver custos relativamente significativos com as intervenções nas estruturas civis e hidráulicas, incluindo, por exemplo, desapropriações, construção de novo(s) circuito(s) hidráulico(s), nova(s) casa(s) de máquinas, alteamento e reforço na barragem.

2.2.1.7. Indicadores do Estado de uma PCH

Entre os indicadores do estado e condições de uma PCH, visando identificar a aplicabilidade de uma intervenção de repotenciação, podemos destacar a idade do empreendimento, custos de operação e manutenção, produtividade (geração), flexibilidade da operação e o aproveitamento do potencial hidráulico disponível frente às oportunidades atuais (tecnologias, incentivos governamentais, mercado de energia, etc).

No que se refere à capacidade de geração da PCH, a associação de alguns indicadores como queda na geração média da usina, do fator de disponibilidade e dos rendimentos dos grupos geradores ao longo da vida operacional das unidades, dentre outros, podem evidenciar a oportunidade de um processo de repotenciação.

2.2.2. Caracterização operacional de uma Pequena Central Hidrelétrica

A caracterização operacional de uma usina hidrelétrica está fortemente condicionada ao seu *dimensionamento energético* e aos *benefícios energéticos* que lhe podem ser associados.

Entre outras formas, essa caracterização pode ser feita *quanto ao regime operativo dos reservatórios* ou *quanto à alocação da geração da usina na curva de carga do sistema ao qual está integrada*, sintetizada pelo conceito do fator de capacidade (EPE, 2007).

2.2.2.1. Dimensionamento Energético

No que se refere ao dimensionamento econômico-energético de uma PCH, pode-se dividir este tipo de aproveitamento hidrelétrico em dois grupos:

A. Usinas Integradas (operação integrada ao Sistema Interligado Brasileiro)

As *Usinas Integradas*, a critério do Operador Nacional do Sistema - ONS estão sujeitas às suas regras de operação, ou seja, o despacho dessas usinas é centralizado - operação otimizada. Em contrapartida, o ONS garante, ao empreendedor do projeto, uma *Energia Assegurada* durante todo o seu período de concessão, energia essa definida por ocasião do Edital de Licitação da outorga da Concessão (ELETROBRAS, 2000).

B. Usinas Não Integradas (operação atendendo a um mercado isolado)

Conforme ELETROBRAS (2000), usinas de potência menor ou igual a 30 MW, são consideradas *Usinas Não Integradas*, mesmo que estejam eletricamente conectadas ao Sistema Interligado (Interligadas). Estas usinas, portanto, não estão sujeitas às regras de operação do ONS e podem ser dimensionadas como se fossem *usinas eletricamente isoladas (ótimo isolado)*, a menos que o empreendedor consiga negociar um acordo operativo com o Distribuidor/Comercializador local para, de alguma forma, se beneficiar da operação otimizada, o que lhe garantiria o suprimento adicional ao efetivamente gerado em situações

hidrológicamente desfavoráveis no local do empreendimento ou, de outra forma, admitir que a diferença entre a energia firme da usina, calculada como se fosse uma Usina Integrada, e a efetivamente gerada, seria contratada no mercado SPOT a preços a serem cenarizados nos estudos econômico-energéticos.

Para as usinas que operarão de forma isolada sugere-se, no Manual de Diretrizes para Projetos de PCH da Eletrobrás, uma metodologia para o "*Dimensionamento Energético e Econômico sob a Ótica Isolada*", o qual subdivide estas usinas em três grupos:

(i) *Bacia Isolada*: definida como a bacia hidrográfica onde se insere a PCH para atender a um mercado isolado;

(ii) *Bacia Isolada com Complementação Térmica*: definida como a bacia hidrográfica onde se insere a PCH, porém existindo também usinas termelétricas, para atenderem a um mercado local isolado;

(iii) *Sistemas Isolados*: definido como um sistema composto por usinas hidrelétricas e termelétricas, operando em conjunto, porém isolados do Sistema Interligado Brasileiro - SIN.

2.2.2.2. Benefícios Energéticos

No caso de uma *usina hidrelétrica Integrada*, ou seja, despachada centralizadamente pelo ONS, superando as particularidades hidrológicas das bacias hidrográficas que constituem o Sistema Interligado, visando à operação otimizada, o dimensionamento ótimo desta usina leva em conta os benefícios incrementais de energia firme, que se realizam com sua entrada em operação.

Classicamente, os benefícios energéticos considerados no dimensionamento de uma usina são: *a contribuição para a energia firme ou assegurada do sistema, a energia secundária e a capacidade de ponta.*

A. A contribuição para a Energia Firme ou Assegurada do Sistema

A geração da usina ao longo do tempo depende das vazões afluentes ao reservatório, as quais têm uma característica estocástica. Assim no enfoque que se dá ao tratamento dessas vazões na avaliação dos benefícios energéticos da central configuram-se os conceitos de *energia firme* e *energia assegurada*.

A *energia firme* está associada ao enfoque que se convencionou chamar de determinístico, pelo qual se pressupõe, na avaliação da geração da usina ao longo de sua vida útil, a repetição das vazões registradas no histórico. A energia firme se refere à geração no

período crítico, definido este período como aquele em que o conjunto dos reservatórios da configuração de usinas está cheio (100% do armazenamento) ao seu início, e está totalmente deplecionado (0% do armazenamento útil operativo) ao seu final. A maior carga que pode ser atendida pelo sistema sem que haja déficit no suprimento (corte de carga, racionamento) é definida como a energia firme do sistema. A energia firme da usina é a contribuição da usina à energia firme do sistema, estimada por meio de simulações da operação do sistema, nas quais se considera presente, e ausente, a usina que se pretende avaliar como parte da configuração (EPE, 2007).

No Sistema Interligado Nacional o *período crítico* corresponde ao *período entre junho de 1949 e novembro de 1956*.

A *energia assegurada* está associada ao enfoque que se denominou probabilístico. Nesse enfoque, é conferido um tratamento estatístico às vazões, e a energia assegurada está associada a um dado nível de confiabilidade no suprimento, ou, de outra forma, a um dado nível de risco de déficit. No sistema elétrico brasileiro, o nível máximo de risco de déficit admissível é de 5% (Resolução CNPE nº 01, de 17 de novembro de 2004) (EPE, 2007).

A contribuição de energia firme ou assegurada de uma usina ao sistema pode ser dividida em uma parcela local - referente à geração na própria usina - e uma parcela incremental - referente ao ganho de geração nas usinas de jusante garantido pela regularização na operação de seu reservatório de acumulação.

De acordo com ELETROBRÁS/DNAEE (1997), apesar do setor elétrico não estar mais utilizando o *Critério Determinístico (Critério da Energia Firme)* nos estudos de programação da expansão da geração, tendo-o substituído pelo chamado *Critério Probabilístico (Critério da Energia Garantida)*, compatível com a natureza estocástica do suprimento ao mercado consumidor, a avaliação do benefício energético de uma usina, para fins de dimensionamento, ainda tem por base o conceito de ganho de energia firme do critério tradicional.

No que se refere à *energia firme* sob a ótica isolada, a ELETROBRAS (2000) define que para:

- *Bacias Isolada* a energia firme (ou melhor, a energia comercializável com garantia de atendimento a um determinado mercado) poderá ser aquela garantida por 95% do tempo em simulação da operação da usina com o histórico de vazões definido para o local;
- *Bacia Isolada com Complementação Térmica*, ao passo que a energia da PCH é totalmente utilizada para deslocamento da energia térmica já existente, a energia firme comercializável

poderá ser a média da energia produzida pela PCH em simulação com todo o histórico das vazões existentes;

- *Sistemas Isolados* é o valor médio de energia que a usina é capaz de gerar ao longo do período crítico do Sistema, ao qual ela está inserida (contribuição para a energia firme do Sistema). O referido período crítico, neste caso específico, é o da própria bacia onde o empreendimento está inserido. Nesta situação, estar-se-ia garantindo o atendimento ao mercado com risco de falha de 5%, ou seja, o mercado atendido estaria sendo abastecido pela energia produzida (comercializável) pela PCH com garantia de atendimento de 95%.

B. Energia Secundária

Em períodos onde a hidrologia é favorável (vazões afluentes) e o sistema é atendido com a energia firme ou assegurada da usina, incluindo a parcela local e incremental, a energia associada à geração além deste atendimento é denominada energia secundária.

O *Ganho de Energia Secundária* é avaliado pela diferença entre a geração média de longo termo do sistema e sua energia firme (ou assegurada), com e sem a inclusão da usina.

A avaliação do ganho de energia secundária pode, conforme ELETROBRÁS/DNAEE (1997), alternativamente, ser feita através do cálculo da redução do valor esperado de geração térmica nas configurações com e sem a usina.

C. A Capacidade de Ponta

A capacidade de ponta corresponde à geração da usina no horário de maior consumo.

HADDAD & GAMA (2001) afirmam que o *horário de ponta* é o período definido pela concessionária e composto por 3 (três) horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, “Corpus Christi”, dias de finados e os demais feriados definidos por lei federal, considerando as características do seu sistema elétrico. O *horário fora de ponta* é o período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no *horário de ponta*.

No Brasil o horário de ponta é das 18:00 às 21:00.

Segundo ELETROBRÁS (2000), na ótica isolada o termo *Capacidade de Ponta Garantida* representa a capacidade máxima de geração de potência do aproveitamento, sendo que, normalmente, utiliza-se a capacidade de ponta garantida em 95% do tempo para a simulação da usina com o histórico de vazões disponível.

2.2.2.2.1. Caracterização operacional quanto ao regime operativo dos reservatórios

Existem dois tipos básicos de reservatórios, o de acumulação e a fio d'água.

Tendo como limitante, principalmente, as restrições ambientais, ainda na fase do estudo de inventário hidroelétrico de uma bacia hidrográfica, define-se o regime operativo dos reservatórios das usinas alocadas na referida bacia hidrográfica, tendo como finalidade principal maximizar os benefícios energéticos proporcionados pelo conjunto.

O volume útil do reservatório é dimensionado também na fase de estudos de viabilidade, levando-se em conta os benefícios energéticos locais e no restante da cascata, proporcionados pela depleção (EPE, 2007).

Assim, caracterizado o reservatório, define-se a queda e vazão de projeto, potência instalada e a motorização da usina (número de unidades geradoras).

2.2.2.2.2. Caracterização operacional quanto à alocação na curva de carga

No que se refere à alocação da curva de carga:

(i) As usinas de base operam com fator de capacidade mais elevado e as usinas de ponta operam com um fator de capacidade mais baixo;

(ii) No sistema elétrico brasileiro, a geração hidrelétrica preenche toda a área da curva de carga, ao passo que as usinas hidráulicas estão alocadas tanto na base quanto na ponta da curva diária de demanda.

(iii) O despacho diário das usinas hidrelétricas está associado às afluências - que inclui a disponibilidade e produtividade da água ao longo da cascata.

(iv) Conforme EPE (2007), de um modo geral, as usinas posicionadas à jusante de reservatórios de regularização apresentam maior fator de capacidade médio, sendo que as usinas de cabeceira apresentam baixo fator de capacidade, pois não têm regularização à montante e, com reservatório de regularização plurianual, a maior utilização de seus reservatórios é para maximização do ganho energético ao longo da cascata.

A Tabela 9 apresenta a configuração do parque gerador previsto pelo ONS para 2010. O fator de capacidade (médio) previsto para as usinas hidrelétricas estava próximo a 57%.

Tabela 9: Fator de capacidade médio das usinas do SIN

Tipo de usina	Potência (MW)	Fator de Capacidade (p.u.)
Fio d'água	38.664	0,592
sem regularização à montante	-	0,505
com regularização à montante	-	0,599
Com reservatório de regulação	40.808	0,551
sem regularização à montante	-	0,475
com regularização à montante	-	0,572
TOTAL	79.472	0,571
Fonte: Adaptado de EPE (2007)		

CAPÍTULO 3. AVALIAÇÕES E CONSIDERAÇÕES TÉCNICAS DA REPOTENCIAÇÃO

3.1. POTÊNCIA GERADA EM UMA USINA HIDRELÉTRICA

Em um empreendimento hidrelétrico, onde o processo de conversão energética acontece em etapas, com suas respectivas parcelas de energia perdida, tem-se a qualificação das potências e rendimentos durante o processo.

Tomando-se, conforme apresentado na Figura 14, um perfil hidráulico representativo de uma instalação hidrelétrica, onde se tem dois reservatórios (inalterados) interligados por um conduto, cujo escoamento se dá pela ação gravitacional (superior para o inferior), passando por uma turbina hidráulica (T) que aciona um gerador elétrico (G), sendo a rotação (n) do conjunto controlada por um regulador de velocidade (R), onde:

Q - vazão (m^3/s);

N_m - Nível de montante (m);

N_j - Nível de jusante (m);

H_B - Altura de queda bruta ou queda bruta (m);

γ - peso específico da água (N/m^3).

e sabendo que a referência é o nível de jusante (N_j) e os pontos 1 e 2 representam a entrada e a saída da turbina, respectivamente, conceitua-se as quedas, potências e rendimentos como se segue.

A. Potência Bruta (P_B) e Potência Útil (P)

A *altura de queda bruta* ou simplesmente *queda bruta*, H_B , é a diferença de cotas entre os limites do nível de montante e de jusante ($N_m - N_j$), ou seja, diferença entre o nível d'água máximo normal de montante e normal de jusante.

Assim a *potência bruta* é dada por:

$$P_B = \gamma Q H_B \quad (1)$$

Nem toda energia representada pela queda bruta é aproveitada pela turbina. Uma parte é consumida por ação de atrito hidrodinâmico ao longo da tubulação e devido ao efeito dos componentes e dispositivos intercalados na adução da água (grades, limpa grades, comportas, válvulas, curvas, bifurcações e etc), de modo que sobra somente uma parte da energia total

para ser cedida à turbina para acioná-la (energia contada desde a entrada até a saída da turbina). Essa energia hidráulica disponível para mover a turbina chama-se *queda disponível* ou *queda útil* (H).

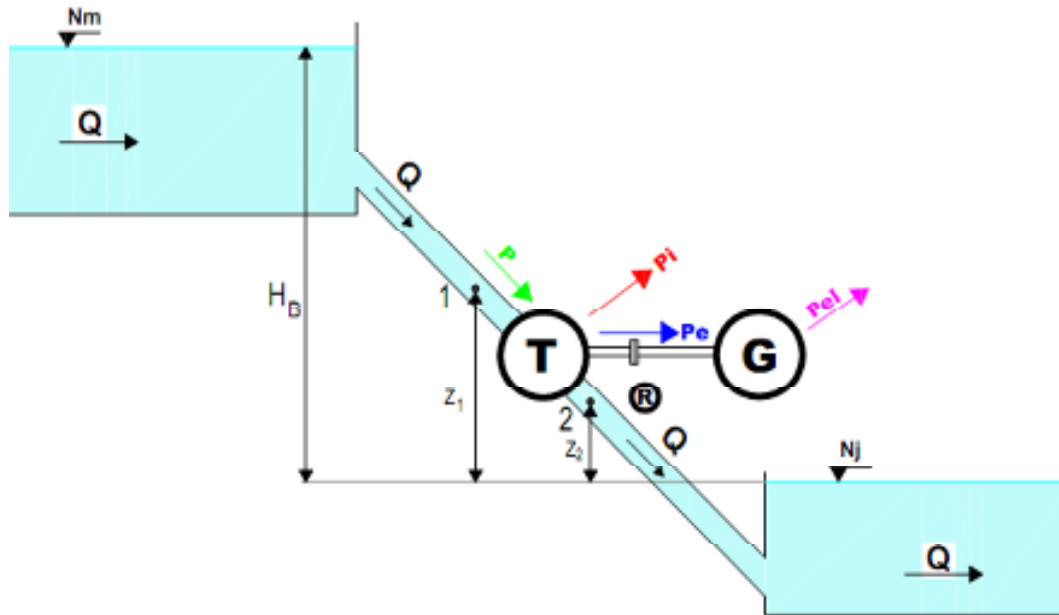


Figura 14: Perfil hidráulico esquemático de uma usina hidrelétrica

Aplicando Bernoulli ao escoamento que ocorre no circuito de adução (Figura 14), ou seja, desde o nível de montante (N_m) até a entrada da turbina (ponto 1) tem-se:

$$H_B = \frac{p_1}{\gamma} + \frac{v_1^2}{2g} + z_1 + h_{pca} \quad (2)$$

onde:

$\frac{p_1}{\gamma}$ - altura piezométrica ou carga piezométrica ou altura representativa da pressão estática no ponto 1 (m);

$\frac{v_1^2}{2g}$ - altura dinâmica ou carga devido à velocidade ou altura representativa da velocidade no ponto 1 (m);

z_1 - altura potencial ou carga de posição ou cota do ponto ou altura topográfica no ponto 1 (m);

h_{pca} - queda perdida no circuito de adução até a entrada da turbina (m);

ou seja

$$H_B = H + h_{pca} \quad (3)$$

portanto, a chamada *potência disponível* ou *potência hidráulica* ou ainda *potência útil* (P), que é a potência absorvida pela turbina, correspondente a vazão sob a *queda disponível* (*altura de queda útil*), é dada por

$$P = \gamma QH \quad (4)$$

ou ainda

$$P = \eta_{ca} \cdot P_B \quad (5)$$

onde:

η_{ca} – rendimento do circuito hidráulico.

B. Potência de Eixo (P_e)

Nem toda *queda útil* (H) é aproveitada, pois conforme MACINTYRE (1983):

(i) Uma parte, J_ε , é perdida no domínio da turbina, devido a atritos, turbilhonamentos, vórtices e irregularidades no escoamento, próprios a cada tipo de instalação - são as perdas de carga na turbina;

(ii) Outra parte, J_q , chamada de perdas de vazão, decorre do fato de que uma parcela da descarga que entra na turbina se perde devido a folgas existentes entre o receptor e as paredes fixas. Nesse tipo de perda, uma parte, Q_1 , escoava entre a coroa do receptor e a tampa e penetra no tubo de sucção pelos furos geralmente existentes no receptor, com o fim de evitar pressão elevada devido ao empuxo axial transmitido pela coroa do rotor e conseqüente sobrecarga do eixo sobre o mancal; já a outra parte, Q_2 , escoava entre a coroa e a parede do anel distribuidor e vai também para o tubo de sucção. Existe, pois, uma perda volumétrica J_q , que nas turbinas modernas é relativamente reduzida.

O receptor da turbina só recebe então, realmente, uma parcela de energia H_m , que é denominada *queda motriz*.

Então,

$$H = H_m + J_\varepsilon + J_q \quad (6)$$

assim podemos escrever que

$$H_m = H - J_\varepsilon - J_q \quad (7)$$

O *rendimento interno* da turbina (determinado por ensaios) é

$$\eta_i = \frac{P_i}{P} \quad (8)$$

onde: P_i - Potência interna da turbina.

Ainda segundo MACINTYRE (1983), da queda motriz H_m , uma parte J_p é aplicada em vencer as resistências passivas mecânicas, principalmente nos mancais e equipamentos auxiliares acoplados diretamente à árvore da unidade. Resta apenas a parcela H_u chamada *queda útil final*, como energia utilizável no acionamento do gerador elétrico. Portanto,

$$H_m = H_u + J_p \quad (9)$$

assim o chamado *rendimento mecânico* é dado por

$$\eta_m = \frac{P_e}{P_i} \quad (10)$$

onde: P_e - Potência de eixo.

Tem-se que o *rendimento total da turbina* é dado por

$$\eta_t = \eta_i \cdot \eta_m \quad (11)$$

Finalmente temos que a *potência de eixo*, que é a potência fornecida pelo eixo da turbina ao gerador é

$$P_e = \gamma Q H_u \quad (12)$$

ou seja

$$P_e = \eta_t \cdot P \quad (13)$$

C. Potência Elétrica (P_{el})

A *potência elétrica*, P_{el} , ou seja, *potência gerada*, é dada por

$$P_{el} = \eta_g \cdot P_e \quad (14)$$

As perdas no gerador elétrico também são determinadas por ensaios e o *rendimento do gerador* é dado por

$$\eta_g = \frac{P_{el}}{P_e} \quad (15)$$

Considerando o *rendimento global da usina*, η_{global} , tem-se

$$\eta_{global} = \eta_{ca} \cdot \eta_t \cdot \eta_g \quad (16)$$

tem-se então

$$P_{el} = \eta_{global} \cdot P_B \quad (17)$$

que, por fim, permite calcular a potência gerada por uma usina hidrelétrica

$$P_{el} = \eta_{ca} \eta_t \cdot \eta_g \cdot P_B \quad (18)$$

D. Potência Instalada (P_{inst}) e Potência Líquida (P_{liq})

A Resolução ANEEL nº 420, Art. 2º, define que a *Potência Instalada* é a “capacidade bruta (kW)” que determina o porte da central geradora para fins de outorga, regulação e fiscalização, definida pelo somatório das potências elétricas ativas nominais das unidades geradoras principais da central. Sendo que a *potência elétrica ativa nominal* de uma unidade geradora é definida como a máxima potência elétrica ativa possível de ser obtida nos terminais do gerador elétrico, respeitados os limites nominais do fator de potência, e comprovada mediante “dados de geração” ou “ensaio de desempenho”.

Assim o conceito de potência instalada pode ser expresso na seguinte expressão:

$$P_{inst} = \sum_1^n (P_{el})_n \quad (19)$$

Onde n é o número de unidades geradoras.

Segundo a mesma resolução, a *Potência Líquida* é a “potência elétrica ativa (kW) máxima” disponibilizada pela central geradora, definida em termos líquidos no seu ponto de conexão, ou seja, descontando da potência bruta gerada o consumo em serviços auxiliares e as perdas no sistema de conexão da central geradora e comprovada mediante “dados de geração” ou “ensaio de desempenho”.

A Figura 15 representa as etapas da conversão energética em uma central hidrelétrica, onde P_{sa} é a potência utilizada para os serviços auxiliares da central.

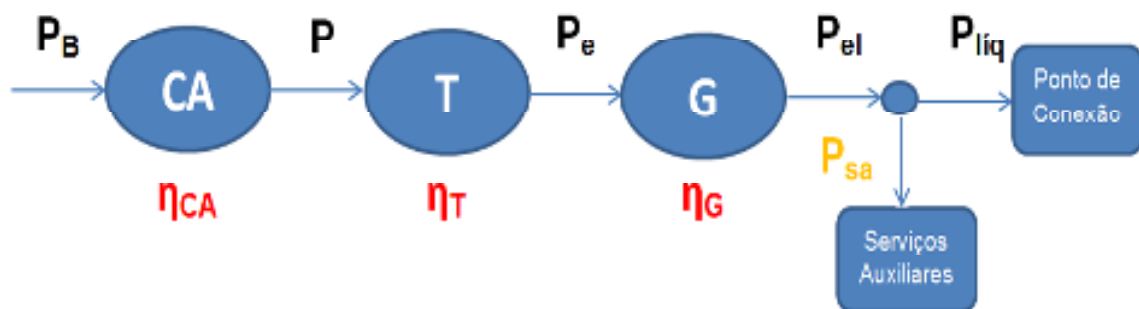


Figura 15: Modelo de conversão energética em uma central hidrelétrica

3.2. POTENCIAIS GANHOS COM A REPOTENCIAÇÃO

Conforme desenvolvimento do item 3.1, a energia gerada em uma usina hidrelétrica depende do rendimento do circuito hidráulico de adução, do rendimento da turbina, do rendimento do gerador, da vazão e da queda bruta, ou seja, $E = E(\eta_{ca}, \eta_t, \eta_g, Q, H_B)$.

Pode-se afirmar que a dificuldade está em definir quando repotenciar e qual a extensão da repotenciação. A depreciação gradual ao longo da vida útil da usina como um todo e de seus equipamentos, componentes e estruturas separadamente, na maioria das vezes, não é claramente mensurável, tornando a minimização dos custos e a maximização dos benefícios um processo particular e com respectivo risco associado.

A redução da capacidade de geração de uma central hidrelétrica no decorrer do tempo (desde a sua entrada em operação) é consequência de diversos fatores, que podem ser nomeados de “*fatores de defasagem temporal*”. Estes fatores, que propiciam os potenciais ganhos de energia com a repotenciação, podem ser integrados nos respectivos efeitos:

A. Efeito de obsolescência do dimensionamento da usina

O *efeito de obsolescência do dimensionamento da usina* se configura devido a um dos fatores a seguir ou a combinação destes:

A.1. Alteração de parâmetros utilizados como base para o dimensionamento original da usina, que, eventualmente, permitiriam um redimensionamento para maior aproveitamento ou uso otimizado dos recursos hidroenergéticos disponíveis. Assim, estando a usina subdimensionada ou superdimensionada, o processo de repotenciação será viabilizado caso os ganhos econômicos e socioambientais sejam superiores aos custos das intervenções.

Dentre outros, podemos citar como exemplo:

- (i)* Alteração das vazões de referência devido à disponibilidade de séries históricas mais longas e mais consistentes;
- (ii)* Utilização parcial do potencial hidráulico disponível (Q e H);
- (iii)* Aproveitamento de grupos geradores disponíveis na época e que não foram projetados efetivamente para o empreendimento e trabalham sob condições adversas, permitindo adequações com remotorização.

A.2. A construção de novos aproveitamentos hidrelétricos a montante, implicando na alteração dos parâmetros de potência efetiva e energia firme a serem atribuídos às usinas de jusante, resultando na necessidade de uma revisão sequencial.

A.3. Evolução dos critérios de projetos utilizados anteriormente e superação de restrições construtivas da época.

A.4. Potencial redimensionamento permitido por condições técnicas, econômicas e ambientais mais favoráveis (incentivos setoriais, avanços legais, etc). Aqui aplica-se o conceito de *aproveitamento ótimo*, pois o que era um aproveitamento ótimo no passado pode não ser na atualidade.

B. Desgaste dos equipamentos e deterioração das estruturas civis e hidráulicas

O desgaste dos equipamentos e a deterioração das estruturas civis/hidráulicas de um empreendimento hidrelétrico, com correspondente redução de sua capacidade e funcionalidade ao longo dos anos, é um processo natural. A intensidade e a velocidade desses processos de desgaste e deterioração dependem intimamente:

- (i) Do tipo de equipamento e respectivos componentes;
- (ii) Do tipo de estrutura civil/hidráulica, sua funcionalidade e interferências;
- (iii) Da qualidade e propriedade dos materiais envolvidos;
- (iv) Das horas de funcionamento destes e as solicitações e/ou restrições operativas a que estiveram submetidos dentro das particularidades de cada empreendimento;
- (v) Da qualidade e eficiência dos processos de manutenções (preventiva, corretiva e preditiva) realizadas;
- (vi) Da ação ou interferência de processos físicos, químicos e biológicos do meio onde se localiza o empreendimento.

Atualmente os esforços na área civil, no que se refere às usinas hidrelétricas, concentram-se no avanço da tecnologia tanto no projeto dos arranjos (projeto básico) como dos novos materiais empregados, bem como métodos de controle otimizado das obras de construção, concomitantemente com a busca por uma integração sustentável com o ambiente local, minimizando os custos, seja para novos empreendimentos ou instalações antigas.

C. Defasagem tecnológica

A defasagem tecnológica pode ser atribuída à falta de processos de manutenções adequados ou a falta de processos de melhoria (modernizações) durante a vida útil do empreendimento.

A eficiência dos equipamentos e seus componentes originalmente instalados na usina é inferior a dos novos - tecnologicamente mais avançados. Podemos citar como exemplo, dentre

outros, a evolução tecnológica das turbinas, dos geradores, dos reguladores de velocidade, dos sistemas de operação, controle e proteção.

3.2.1. Ganhos de Vazão

$$E = E (\eta_{ca}, \eta_t, \eta_g, Q, H_B)$$

A maioria das PCHs e CGHs, candidatas a repotenciação, foram dimensionadas a partir de dados hidrológicos de séries históricas curtas ou a partir de dados regionalizados de vazões. Considerando um incremento de 15 a 50 anos de dados na série histórica, no período de operação dessas usinas, é bem provável que as variações das vazões de referência do empreendimento evidenciem a possibilidade de ganhos significativos.

Potenciais ganhos de vazão são possíveis devido a:

- (i) Um subdimensionamento da usina frente à disponibilidade hídrica da bacia hidrográfica onde se localiza;
- (ii) Ocorrência de variações significativas nas vazões características tomadas como referência para dimensionamento do empreendimento. Que podem ser constatadas com a atualização dos estudos hidrológicos, a partir do incremento de dados na série histórica de vazões, obtidas no decorrer dos anos de operação da usina;
- (iii) Alterações hidrológicas favoráveis, como transposição de outro rio para um ponto a montante do aproveitamento atual ou adição de vazões afluentes por intermédio de obras hidráulicas. Contudo cabe ressaltar que esta possibilidade é pouco provável devido à garantia legal dos usos múltiplos dos recursos hídricos nacionais (abastecimento, irrigação, etc) e as restrições ambientais para a transposição de um rio qualquer.
- (iv) Construção de usinas de regulação a montante, resultando em uma revisão em toda cascata.

Nos casos onde as vazões afluentes disponíveis não foram totalmente aproveitadas ou verifica-se variações significativas com a atualização dos estudos hidrológicos, o processo de repotenciação, normalmente, se realiza pela *modalidade ampliação* (obras de ampliação).

Importante destacar que havendo uma eventual mudança no regime de operação ou de despacho da usina ao longo do tempo, buscando maior flexibilidade operativa ou ganhos na capacidade de ponta, não se agrega ganhos energéticos ao sistema, ou seja, um eventual aumento na vazão máxima turbinada, sem a efetiva existência de sobras na disponibilidade natural das vazões afluentes, não permite agregar energia nova.

3.2.2. Ganhos de Queda

$$E = E(\eta_{ca}, \eta_t, \eta_g, Q, H_B)$$

Os ganhos de queda líquida podem ser obtidos a partir de *incrementos de queda bruta* e/ou pela *minimização de perdas hidráulicas na adução* (aumento do rendimento do circuito de adução) e/ou pela *eliminação de obstruções ao escoamento na restituição*. O que pode ser viabilizado através das alternativas que se seguem:

A. Aumento do nível d'água de montante ou Realocação das estruturas civis e hidráulicas para montante (rearranjo)

O aumento do nível d'água de montante é realizado através do alteamento da crista do vertedor ou barragem vertente, ou pela realocação das estruturas civis e hidráulicas (barramento e circuito de adução) para um ponto mais elevado à montante. Esta última possibilidade é aplicável, normalmente, para PCHs construídas apenas com um desvio do rio, cujo relevo e a geologia local são favoráveis - o que torna os custos de realocação reduzidos.

No caso de UHEs o aumento do nível de montante é uma alternativa pouco aplicável devido aos problemas ambientais, sociais e econômicos que podem ser gerados, pois a área alagada e o volume do reservatório, normalmente, são muito grandes. Sendo que a EPE (2008) pondera que em alguns casos trata-se apenas de um remanejamento do volume máximo operativo que se mostra excessivamente baixo ou da tomada d'água, sem afetar a altura da barragem.

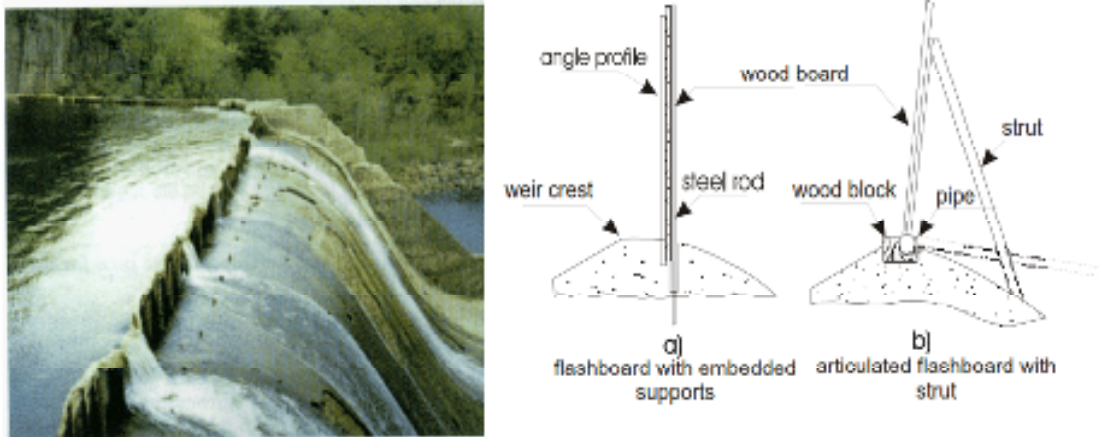
Contudo nas PCHs (principalmente a fio d'água), que normalmente têm uma área alagada e volume do reservatório relativamente pequenos, além de barragem com proporções modestas (em grande parte dos casos com soleira vertente), as restrições técnicas para aumento do nível d'água de montante, através do alteamento, podem ser contornadas e os custos minimizados, configurando-se em uma possibilidade real para incremento de queda em projetos de repotenciação.

O alteamento da crista do vertedor ou barragem vertente pode ser feito diretamente com intervenção civil de ampliação e reforço estrutural ou através da instalação de dispositivos que permitam aumento no nível d'água de montante, dentre os quais se destacam:

A.1. *Comportas Agulhas (Flashboards)*

Feitas, normalmente, de madeira e apoios de aço, podem ser inseridas na crista do vertedor ou barragem vertente sem aumentar o nível d'água máximo maximum de projeto e correspondente área alagável do reservatório, ao passo que podem ser removidas na iminência de cheias excepcionais.

Entretanto as comportas agulhas (Figura 16) devem ser operadas (retiradas ou acionadas) a tempo, caso contrário podem provocar o galgamento da barragem.



Fonte: ESHA (2004)

Figura 16: Comportas agulhas com apoio fixo (a) e com apoio articulado (b)

A.2. *Comportas Infláveis (inflatable weir)*

Outra possibilidade é o uso de comportas infláveis, as quais podem ser ativadas ou desativadas automaticamente, através da programação prévia dos níveis d'água de referência (mínimo e máximo). Trata-se de uma espécie de bolsa de borracha reforçada, ancorada na estrutura de concreto com chumbadores, inflada por ar ou água através um compressor de ar ou bomba de água, interligados a bolsa de borracha por um tubo (Figura 17).

Conforme ESHA (2004) as comportas infláveis tem como vantagens o baixo custo, operação simples e manutenção mínima, tornando-se econômica quando a largura da crista é significativa em relação à altura da estrutura.

A Obermeyer Hydro patenteou um tipo de comporta inflável (Figura 18) onde a bolsa de borracha incorpora painéis de aço que funcionam como *flashboards*, e variam sua inclinação através do controle da pressão no interior bolsa, permitindo regular o nível d'água de montante. Acrescenta-se que este dispositivo tem a vantagem de poder ser rapidamente

desativado no caso de eventos de cheias e os painéis de aço protegem a bolsa de borracha de elementos flutuantes que possam vir a perfurá-la.

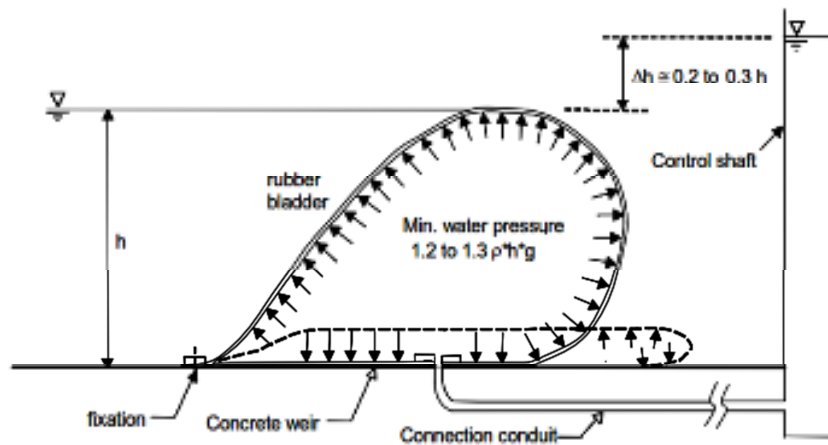


Figura 17: Esquema funcional de uma comporta inflável (ESHA, 2004)



Fonte: OBERMEYER HYDRO (2012)

Figura 18: Vista esquemática de uma comporta inflável com placas de aço

A.3. Comportas Fusível (*Fusegates*)

A tecnologia de comportas fusível (*fusegates*) consiste em painéis de metal de diversas formas e alturas, livres de anteparos, instaladas sobre a crista do vertedor ou barragem vertente, formando uma estrutura longitudinal estanque.

Podem ser instaladas em barragens já existentes, de forma fácil e sem alterar as características hidráulicas da mesma, ou podem ser inseridas nos estudos técnicos de barragens ainda na fase de projeto.

Na Figura 19 apresenta-se, como exemplo, o resultado da instalação de comportas fusível na usina hidrelétrica de Kastraki, na Grécia, viabilizando incrementos de 1,8 m no nível máximo normal de montante e de 76% na capacidade de armazenamento do reservatório, sem afetar a estabilidade da barragem.

A referida usina, com capacidade instalada de 320 MW e produção média anual de 640 GWh, a partir da implementação do projeto, que teve um custo estimado de 1,5 milhões de euros, teve um incremento de queda, melhoria na eficiência das turbinas, melhoria na flexibilidade operativa e um incremento anual de 41 GWh na produção de energia, totalizando um benefício econômico anual de aproximadamente 3,5 milhões de euros.

Características antigas	
Tipo de barragem	toma
Altura da barragem	96 m
Vazão de projeto	3.945 m ³ /s
Tipo de vertedor	lateral (ogee)
Comprimento do vertedor	120 m
Capacidade de descarga	3.500 m ³ /s
Nível máximo normal	EL 144,2 m
Nível máximo maximumum	EL 150 m
Capacidade de armazenamento	58 Mm ³
Características após a instalação de fusíveis	
Tipo de vertedor	lateral (ogee)
Comprimento do vertedor	120 m
Nível máximo normal	EL 146 m
Nível máximo maximumum	EL 150,6 m
Tipo de comportas fusível	straight
Altura das comportas fusível	1,80 m
Largura das comportas fusível	6,0 m
Número de comportas fusível instaladas	20 unidades
Capacidade de descarga	3.600 m ³ /s
Capacidade de armazenamento	102 Mm ³



Fonte: Adaptado de RAYCAP (2011)

Figura 19: Comportas fusível instaladas no vertedor da usina Kastraki

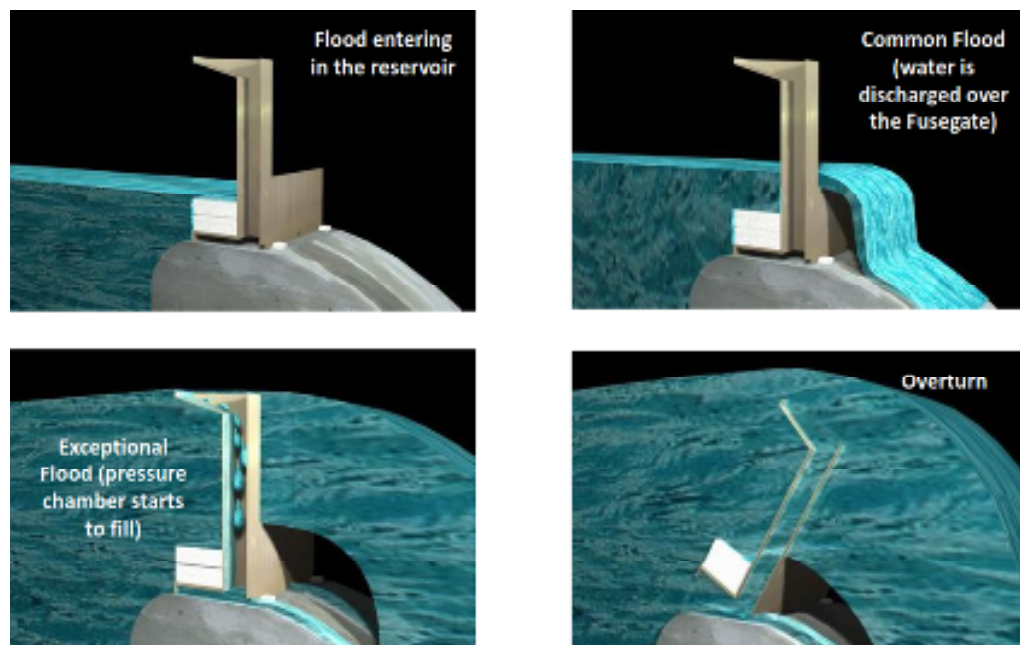
Segundo RAYCAP (2011) as principais vantagens técnicas desta tecnologia, que a diferencia substancialmente das tecnologias alternativas, é que atua sem a necessidade de operação humana e opera na ausência total de fontes de energia elétrica, utilizando exclusivamente a pressão da água na iminência da cheia máxima maximumum (Figura 20).

Outras vantagens da comporta fusível são: a instalação é fácil e rápida, sem a necessidade de construção de estruturas adicionais; permite utilizar o volume adicional em benefício da atividade de gestão da operação, mas sobre tudo para produção incremental de energia (adiciona “energia limpa”); e aumenta o nível de segurança global da barragem.

A.4. Comportas Basculantes

Este é um tipo de comporta estruturada com placas de aço, retas ou curvas, articulada na base e reforçada com elementos verticais e horizontais, as quais podem ser adaptadas à crista do vertedor ou barragem vertente.

Sua operação é feita, normalmente, com o auxílio de pistões hidráulicos ou guinchos, instalados no lado oposto à articulação para manobra de abertura (elevação) e fechamento (descida).



Fonte: RAYCAP (2011)

Figura 20: Esquema funcional de uma comporta fusível (*fusegates*)

B. Redução do nível de jusante ou Realocação da casa de máquinas para jusante (rearranjo)

Elevações indesejadas no nível d’água de jusante (canal de fuga/canal de restituição) ocorrem frequentemente em aproveitamentos de baixa queda onde existe grande variabilidade hidrológica no decorrer do ano.

No período chuvoso os níveis de jusante sobem significativamente e acabam por reduzir a queda e por criar uma barreira para o escoamento normal de restituição da vazão turbinada; O que pode ser agravado quando há um encontro, muito próximo, entre o escoamento de restituição da vazão turbinada (canal de fuga) e a restituição do excesso de água que é extravasada pelos órgãos de descarga.

A possibilidade de redução do nível de jusante depende das particularidades do arranjo de cada empreendimento, sendo possível através de: (i) adequações geométricas nas estruturas hidráulicas de restituição - canal de fuga e canal de restituição; (ii) desobstrução do canal de fuga e/ou canal de restituição e/ou do leito natural do rio, cuja obstrução é, normalmente, causada por remanescentes das estruturas provisórias da época de construção (ensecadeiras), processos de rompimento passados (mesmo que parciais), erosões de taludes naturais, depósitos de sedimentos e pedras a jusante.

Já a realocação da casa de máquinas para jusante (rearranjo), que pode ser viável em processos de repotenciação de PCHs, principalmente na modalidade ampliação, se processa quando é possível agregar significativos ganhos de queda, devido ao favorecimento do relevo.

C. Redução das perdas nos circuitos hidráulicos de adução

Reduções de perdas nos circuitos hidráulicos de adução, principalmente perdas localizadas, podem agregar ganhos de queda.

No circuito hidráulico de adução existem perdas localizadas e distribuídas. As perdas localizadas se processam na tomada d'água e na câmara de carga, devido à geometria da estrutura e da existência de hidromecânicos (comportas e grades), bem como na transição do escoamento de baixa para alta pressão, além de eventuais bifurcações da tubulação, válvulas e chaminé de equilíbrio. Já as perdas distribuídas se processam ao longo do canal, galeria e na tubulação de adução (conduto forçado).

Pode-se reduzir perdas nos circuitos hidráulicos com:

- (i) Redimensionamento do circuito hidráulico, com mudanças geométricas, eliminação de pontas bruscas, diminuição da rugosidade e etc;
- (ii) Substituição de hidromecânicos antigos e deteriorados (comportas, grades, válvulas) por hidromecânicos novos.

Outra possibilidade de diminuição das perdas na adução é a implantação de limpa-grades automáticos, ao passo que em muitas PCHs antigas a limpeza de grade ainda é feita manualmente ou com sistemas rudimentares adaptados. Assim, no período chuvoso, onde a geração de energia deveria ser máxima, é comum haver incremento das perdas na adução pelo

entupimento das grades, devido a grandes quantidades de material sólido carregado pela água, como madeira, lixo, folhas e sedimentos.

Tomando como exemplo a PCH Lajeado, foco do estudo de caso deste trabalho, constatou-se durante os levantamentos de campo que havia um intenso e rápido entupimento da grade da câmara de carga por folhas (vegetação). A perda de carga na grade, exclusivamente devido ao acúmulo de folhas, chegou a atingir o valor de 50 cm, o que corresponde a 0,54% da queda bruta da usina, que é de 92 m.

3.2.3. Ganhos de Rendimento

$$E = E(\eta_{ca}, \eta_t, \eta_g, Q, H_B)$$

Os ganhos de rendimento podem ser obtidos considerando todo processo de conversão hidroenergética, tomando como referência o potencial hidráulico atualmente disponível frente ao potencial aproveitado na época de construção do empreendimento. Sendo assim, pode-se melhorar o rendimento global do aproveitamento, através de ganhos de rendimento no circuito de adução, na turbina, no gerador e no circuito de restituição.

Grande parte da potencialidade de ganhos de rendimento concentra-se nos grupos geradores (turbinas e geradores), viabilizados por substituições parciais ou completas destes equipamentos. Esta potencialidade deve-se, particularmente, pela introdução de tecnologias mais modernas ou possíveis melhorias devido a inadequações no funcionamento (comportamento) desses equipamentos que, no passado, foram subdimensionados, superdimensionados ou mesmo reaproveitados de outros empreendimentos.

SOUZA *et al* (1999) apresenta que os rendimentos máximos possuem, usualmente, o seguinte campo de variação:

A. Circuito hidráulico de adução: $0,950 \leq \eta_{ca} \leq 0,999$

Os menores valores ocorrem quando o circuito de adução é composto de duas partes – uma de baixa e outra de alta pressão - com grandes comprimentos. Os maiores valores são para circuitos hidráulicos em que a barragem e a casa de máquinas estão próximos. Em princípio, a parte de baixa pressão não deve gerar perdas maiores do que $0,03 \cdot H_B$ e a de alta pressão, no máximo, $0,02 \cdot H_B$.

B. Turbina Hidráulica: $0,27 \leq \eta_t \leq 0,95$

O campo de variação do *rendimento total da turbina* (η_t) foi obtido considerando os valores inferiores e superiores do *rendimento interno e do rendimento mecânico* desta.

(i) Rendimento interno da turbina: $0,30 \leq \eta_i \leq 0,97$

Este amplo intervalo pode ser dividido em função do tipo de turbina hidráulica a ser utilizada, conforme se segue:

- Turbina hidrocínética: $0,30 \leq \eta_i \leq 0,60$;
- Turbina com rotor Michell- Banki ou Turgo: $0,50 \leq \eta_i \leq 0,85$;
- Turbina com rotor Pelton, Francis, Hélice ou Kaplan: $0,75 \leq \eta_i \leq 0,97$.

(ii) Rendimento mecânico: $0,90 \leq \eta_m \leq 0,98$

Os menores valores são para sistemas com mais de dois mancais, eixo passante, vedadores tipo gaxeta, uso de transmissão por correia e/ou caixa de engrenagens.

C. Gerador Elétrico: $0,70 \leq \eta_g \leq 0,98$

Valores entre 0,70 e 0,85 são para pequenos geradores elétricos.

D. Aproveitamento Hidrelétrico: $0,18 \leq \eta_{ap} \leq 0,93$

Para definição dos limites de *rendimento do aproveitamento hidrelétrico* considerou-se os valores inferiores e superiores do *rendimento do circuito hidráulico, da turbina e do gerador elétrico*.

3.2.4. Ganhos Operacionais

A. Garantia Física de Energia

Sabendo que a repotenciação causa modificação comprovada das características técnicas do empreendimento, com conseqüente alteração da sua capacidade de produção de energia elétrica, deverá ser feita solicitação de revisão do valor da garantia física de energia junto ao MME.

A metodologia para o cálculo dos montantes de garantia física de energia de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo ONS, para fins de participação no Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, inclusive para fins de participação nos Leilões de Compra de Energia Elétrica foi estabelecida pela Portaria MME nº 463, de 3 de dezembro de 2009.

O montante de garantia física é calculado pela aplicação da seguinte equação:

$$GF_E = \left(\sum_{i=1}^n \text{Mín} \left((Q_i - (qr + qu)) \times 9,81 \times (H_B - h) \times \eta_{tg} \right); P \right) \times (1 - \text{Perdas}_{con}) \times (1 - \text{TEIF}) \times (1 - \text{IP}) \times \frac{1}{n \times 1.000} - C_{int} \quad (20)$$

onde:

GF_E - montante de garantia física de energia (MWmédio);

Q_i - vazão média do mês i (m^3/s);

n - quantidade de meses do histórico de vazões;

qr - vazão remanescente do aproveitamento (m^3/s);

qu - vazão de usos consuntivos (m^3/s);

H_B - queda bruta nominal (m);

h - perdas hidráulicas nominais (m);

η_{tg} - rendimento do conjunto turbina - gerador (%);

P - potência instalada total (kW);

Perdas_{con} - perdas elétricas até o ponto de conexão (%);

TEIF - taxa equivalente de indisponibilidade forçada (%);

IP - indisponibilidade programada (%);

C_{int} - consumo interno (MWmédio).

Sendo que a taxa equivalente de indisponibilidade forçada - TEIF e a indisponibilidade programada - IP são calculadas, respectivamente, pelas equações:

$$\text{TEIF} = \frac{\sum_{i=1}^n (HI_{Fi} \times \text{Pot}_i)}{\sum_{i=1}^n (HP' \times \text{Pot}_i)} \quad (21)$$

$$\text{IP} = \frac{\sum_{i=1}^n (HI_{Pi} \times \text{Pot}_i)}{\sum_{i=1}^n (HP \times \text{Pot}_i)} \quad (22)$$

onde:

n - número de máquinas do empreendimento;

HI_{Fi} - horas indisponíveis forçadas da unidade i ;

HI_{Pi} - horas indisponíveis programadas da unidade i ;

HP - total de horas de análise;

HP' - total de horas de análise descontado HI_{Pi} ;

Pot_i - potência da unidade i .

Para a solicitação de revisão de cálculo do montante de garantia física, junto ao MME, adicionalmente às informações que integram a equação 20, devem ser apresentadas as seguintes informações técnicas sobre a usina: (i) Potência instalada por gerador (kVA) e correspondente fator de potência; (ii) Potência instalada por turbina (kW) e respectivo engolimento

mínimo (m^3/s); (iii) *Rendimento nominal por turbina (%)*; (iv) *Rendimento nominal por gerador (%)*; (v) *Histórico de vazões médias mensais (m^3/s), não inferior a trinta anos, com detalhamento da metodologia de obtenção*. Cabe ressaltar que, quando couber, estas informações deverão ser as mesmas utilizadas no Projeto Básico da Repotenciação, aprovado pela ANEEL.

O montante adicional de energia física, viabilizado pela repotenciação, é calculado através da equação:

$$\Delta GF_E = GF_{E\text{ novo}} - GF_{E\text{ antigo}} \quad (23)$$

onde:

ΔGF_E - montante adicional de garantia física de energia (MWh médio);

$GF_{E\text{ novo}}$ - montante de garantia física de energia considerando as alterações viabilizadas pela repotenciação;

$GF_{E\text{ antigo}}$ - montante de garantia física de energia sem considerar as alterações viabilizadas pela repotenciação.

O referido montante adicional será somado ao montante de garantia física vigente na data de publicação do resultado da revisão. Sendo que, a critério do MME, poderão ser excluídos do cálculo de revisão os meses em que ocorrerem redução da energia gerada devido à intervenção de repotenciação.

Os *ganhos de disponibilidade* viabilizados pela repotenciação estão inclusos no montante adicional de garantia física de energia.

No contexto da operação e gerenciamento de sistemas elétricos, pode-se definir *disponibilidade* de um equipamento como sendo a capacidade deste equipamento estar em condições de executar certa função, em um dado instante ou durante um intervalo de tempo determinado, levando-se em conta os aspectos combinados de sua *confiabilidade*, *manutenibilidade* e *suporte à manutenção*, supondo que os recursos externos requeridos estejam assegurados (EPE, 2008).

Referente aos modelos empregados nos estudos de planejamento e operação energética, o fator de disponibilidade média das unidades geradoras de uma usina hidrelétrica ao longo de um ano (considerando somente as indisponibilidades forçadas e programadas das unidades) pode ser calculado pela seguinte expressão:

$$f_d = (1 - TEIF)(1 - IP) \quad (24)$$

onde:

f_d - fator de disponibilidade média das unidades geradoras;

TEIF - taxa equivalente de indisponibilidade forçada no ano;

IP - índice de indisponibilidade programada no ano.

Sabendo inicialmente que os índices TEIF e IP são calculados anualmente com base nos registros históricos de operação da usina, refletindo seu desempenho médio nos últimos anos, tem-se que as usinas hidrelétricas brasileiras apresentam valores relativamente baixos tanto para a TEIF (em torno de 2,5%) quanto para IP (na faixa de 5 a 8%).

Cabe ressaltar que o índice IP pode ser reduzido a zero em casos onde há a supermotorização da usina e/ou alta variabilidade sazonal da hidrologia, tornando possível concentrar as manutenções programadas dos grupos geradores nos meses secos.

B. Distribuição de Carga entre Unidades Geradoras

A repotenciação, principalmente na modalidade ampliação, permite uma melhor distribuição de carga entre os grupos geradores, na busca pela maximização da energia gerada.

A otimização operativa de uma central tem como finalidade maximizar o rendimento global de conversão energética, permitindo uma operação em paralelo com distribuição ótima de carga entre os grupos geradores e a minimização da vazão turbinada para uma dada potência gerada. Para otimização da operação, normalmente, se expressa a variação dos principais parâmetros em termos de uma única unidade.

Apresenta-se na Figura 21 um exemplo (hipotético) de despacho ótimo de uma central com três grupos geradores. Para despacho de potências inferiores a P_1 opera-se apenas o grupo gerador 1, para potências entre P_1 e P_2 opera-se os grupos geradores 1 e 2, já para potências superiores a P_2 opera-se todos os 3 grupos geradores.

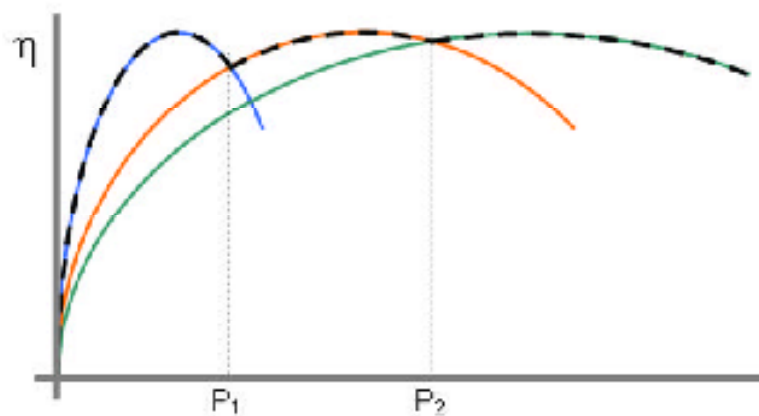


Figura 21: Distribuição otimizada de carga entre unidades (BORTONI *et al*, 2002)

As PCHs são, em sua maioria, a fio d'água, cujos reservatórios apresentam reduzida variação do nível de montante no horizonte de curto prazo (reservatórios de compensação). Assim o aumento da potência gerada se dá pelo aumento das vazões turbinadas nos grupos geradores em operação ou pela colocação em operação dos grupos geradores parados.

O aumento da vazão turbinada ou a colocação de novos grupos em operação, alteram as perdas hidráulicas no circuito de adução, os rendimentos dos grupos geradores e o nível do canal de fuga, solicitando correspondente otimização desses efeitos simultâneos para maximizar a potência gerada pela usina.

A Figura 22 apresenta, como exemplo, o comportamento das perdas hidráulicas no circuito de adução, as perdas por elevação do canal de fuga, as perdas por variação do rendimento e as perdas totais em função da potência gerada no grupo 1 da usina de Canoas II.

Pode-se observar na Figura 22 que um aumento na potência gerada da usina, possível através de um aumento da vazão turbinada, acarreta nos seguintes fatores simultâneos: aumento das perdas no circuito hidráulico de adução, pois estas perdas hidráulicas variam com o quadrado da velocidade, assim há uma correspondente redução da queda útil; aumento das perdas devido a aumento do nível d'água no canal de fuga, com correspondente diminuição direta da queda bruta; diminuição das perdas de rendimento do grupo gerador devido à aproximação do ponto ótimo de operação do mesmo (ponto de projeto das máquinas: máximo rendimento e vazão nominal) e; aumento das perdas totais.

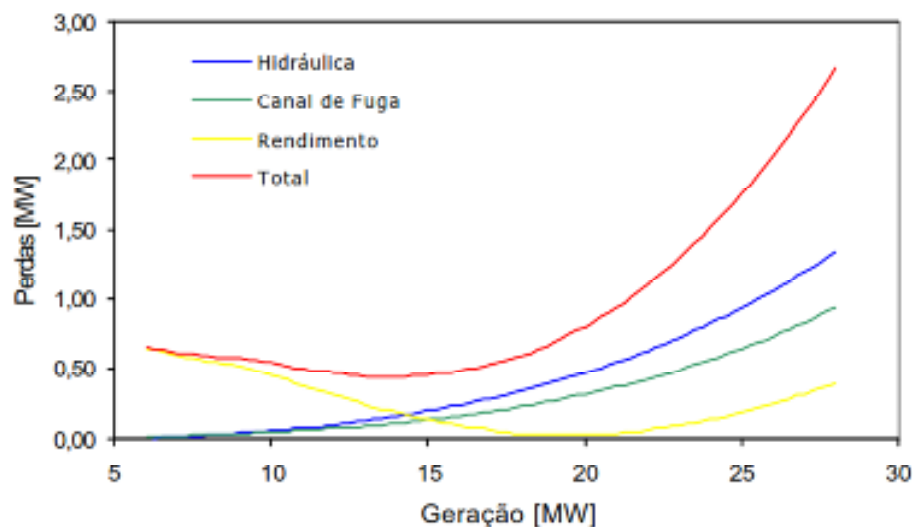


Figura 22: Curvas de perdas para a usina de Canoas II – 1 máquina (ENCINA *et al*, 2002)

Sendo que as PCHs apresentam maior flexibilidade operativa, e que o despacho de potência está intimamente ligado ao tipo de arranjo do empreendimento e a filosofia de operação escolhida pela empresa gestora, a repotenciação da usina permitirá também a consolidação de um modelo de otimização mais robusta para direcionar o despacho ótimo em um horizonte de 24 horas.

C. Operação com Velocidade Variável (*Variable Speed Operation - VSO*)

Destaca-se entre as tecnologias modernas que permitem ganhos de rendimento na operação de um grupo gerador, a “*Operação com Velocidade Variável*”.

Sabendo que atualmente as turbinas, mesmo do tipo Kaplan de dupla regulação, são projetadas para uma velocidade fixa e assim seus rendimentos máximos não variam com a velocidade, o conceito da *operação com velocidade variável* fundamenta-se em permitir que a velocidade da turbina varie de acordo com as condições hidráulicas, buscando maximizar o rendimento da mesma.

A Figura 23.A apresenta os vetores de velocidade nas pás da turbina para vazão de projeto. Para uma vazão menor que a de projeto (Figura 23.B) as aletas guias (palhetas diretrizes) são fechadas e as pás da turbina são ajustadas em conformidade com estas. Já no caso de turbina hélice (pás fixas) de velocidade variável (Figura 23.C), a velocidade é reduzida proporcionalmente a vazão, de tal maneira que os vetores de velocidade do fluido coincidam com as condições de projeto.

Baseando-se nas informações do ENERGIE (2000) pode-se destacar entre as vantagens e desvantagens da *operação com velocidade variável*:

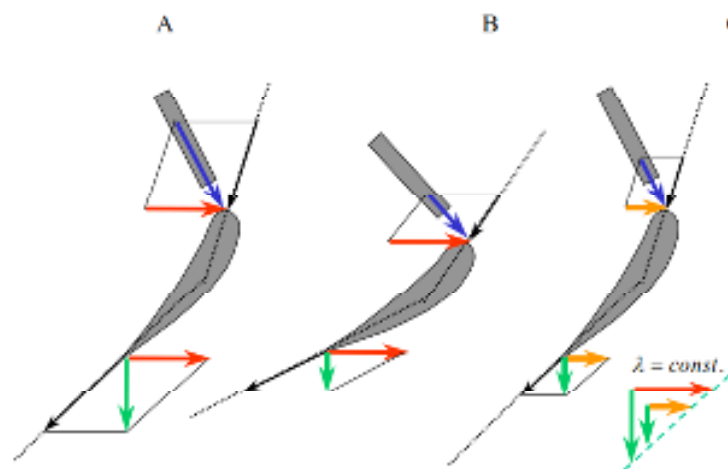


Figura 23: Vetores de velocidade do fluido na condição de projeto e para uma vazão reduzida (ENERGIE, 2000)

- O ganho viabilizado pelo sistema só ocorre sob condições diferentes das de projeto. Principalmente uma variação na queda, induz uma notável redução no rendimento da turbina, mesmo sendo uma turbina Kaplan que tem um campo operacional ótimo mais amplo; Entretanto, com a utilização da tecnologia de *operação com velocidade variável* o rendimento apresenta apenas variações muito pequenas com a queda, como mostrado na Figura 24;
- Não permite operar apenas em baixas velocidades, mas também em velocidades superiores a nominal (turbina pode suportar vazões maiores);
- Fazendo uso desta opção em um potencial hidráulico típico de baixa queda, mantém-se para uma turbina Hélice de *operação com velocidade variável* a mesma produção anual de energia elétrica que poderia ser gerada por uma turbina Kaplan de dupla regulação (para os mesmos parâmetros de projeto), resultando em uma economia de aproximadamente 30% no custo da turbina;
- Inversores controlados - IGBT incluem uma correção do fator de potência se utilizado em conjunto com um gerador de indução. Isso evita o uso de dispositivo capacitor que, de outro modo, poderia ser necessário, reduzindo o custo;
- A *operação com velocidade variável* causa perdas mais elevadas no sistema elétrico, devido ao conversor de frequência como um componente adicional. Assim, admitindo o mesmo rendimento para as turbinas Kaplan e Hélice, no ponto de projeto, tem-se uma redução no rendimento do sistema.

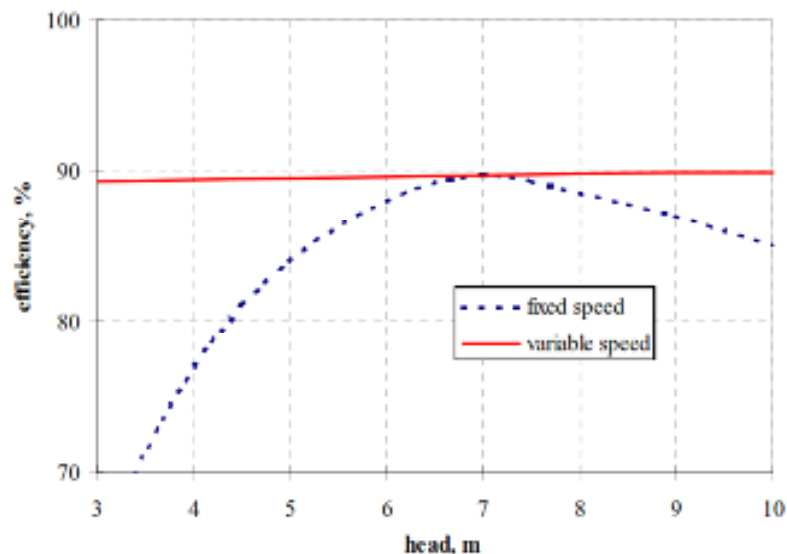


Figura 24: Efeito das variações de queda e variações de velocidade sobre o rendimento da turbina (ENERGIE, 2000)

3.3. ESTUDOS E LEVANTAMENTOS COMPLEMENTARES

3.3.1. Estudos Hidrológicos

3.3.1.1. Hidrologia

O primeiro passo para avaliação da potencialidade de repotenciação de uma PCH é a atualização dos estudos hidrológicos, o que deveria ser realizado, no mínimo, com uma frequência anual, considerando o incremento de dados na série histórica de vazões afluentes, obtidos neste período. Entretanto é de conhecimento geral que esta não é uma prática comum nas empresas gestoras de PCHs, principalmente quando se trata de empreendimentos antigos.

Um *Estudo Hidrológico* completo compreende o levantamento da base de informações hidrológicas e meteorológicas, a determinação de características físicas e climáticas, o cálculo das precipitações e vazões características (máximas, médias, mínimas e extremas), considerando a bacia hidrográfica onde está inserido o empreendimento, além das lâminas de evaporação e evapotranspiração, e o cálculo do balanço hídrico após a individualização dos componentes do ciclo hidrológico.

Vários aspectos fisiográficos da bacia tais como área, perímetro, forma, densidade de drenagem, declividade do rio, tempo de concentração, cobertura vegetal, uso, ocupação e relevo, auxiliam na interpretação dos resultados do estudo hidrológico e permitem estabelecer relações e comparações com outras bacias conhecidas. Esses aspectos têm influência direta no comportamento hidrometeorológico da bacia em estudo e, conseqüentemente, no regime fluvial e sedimentológico do curso d'água principal (ELETROBRAS, 2000).

3.3.1.2. Tópicos inclusos em um Estudo Hidrológico completo

Os tópicos clássicos inclusos em um estudo hidrológico completo de um empreendimento hidrelétrico são:

A. Levantamento dos Dados Hidrológicos

Os dados hidrológicos (pluviométricos e fluviométricos) correspondentes à referida bacia hidrográfica em que se localiza o empreendimento devem ser levantados junto aos órgãos federais, estaduais e/ou municipais controladores dos postos pluviométricos e fluviométricos, além de outras instituições correlacionadas para levantamento do histórico de dados, não inferior a 30 anos e gerado de maneira que seja o mais extenso e atualizado

possível, com a devida análise de consistência. Dentre as referidas instituições que disponibilizam dados e informações hidrológicas podemos destacar a ANA (banco de dados Hidroweb), ANEEL, órgãos estaduais, universidades e institutos de pesquisa e desenvolvimento.

O histórico de dados da usina, obtido pelo monitoramento das estações de sua propriedade e demais informações em seu poder, integram ou servem para comparação e aferição dos resultados, o que inclui os dados de campanhas de medições de vazão para calibração da curva-chave do rio principal (conforme legislação vigente).

B. Caracterização da Bacia Hidrográfica

Inclui basicamente:

- i) A Caracterização Fisiográfica da Bacia: localização, área (A), perímetro (p), altitude (máxima, média e mínima), fator de forma (F), fator de compacidade (C), curva hipsométrica, densidade de drenagem, cobertura vegetal, características pedológicas do solo, uso atual da terra e orografia, comprimento do rio principal (L), área do espelho d'água do reservatório;*
- ii) As Características Climáticas da Bacia: temperatura (máxima, média e mínima), umidade, radiação, vento, evaporação e pressão.*

C. Precipitação

Esta parte do estudo tem como objetivo caracterizar o regime pluviométrico da bacia hidrográfica. Primeiramente os dados de precipitação levantados nas diversas estações locais deverão ser analisados e consistidos. Posteriormente se procederá com a determinação dos períodos secos e chuvosos, da distribuição espacial e temporal da chuva, dos valores específicos, dos valores característicos máximos, médios, mínimos, incluindo as chuvas intensas.

Os resultados a serem obtidos são:

- i) Regionalização e/ou transposição das precipitações características;*
- ii) Quadros e representações gráficas (incluindo hietogramas) com os dados históricos das estações pluviométricas utilizadas, considerando valores diários, mensais e anuais. Destacando os valores mínimos, médios e máximos;*
- iii) Quadros e representações gráficas (incluindo hietogramas) com a série histórica obtida para área de interesse, a partir da regionalização e/ou transposição de dados, considerando valores diários, mensais e anuais. Destacando os valores mínimos, médios e máximos. Deve*

ser identificado o número de dias de chuva (máximo, médio e mínimo) durante os períodos considerados;

iv) Mapa de isoietas, contendo a precipitação média anual;

v) Mapa com a localização dos postos pluviométricos, com devida identificação (nome, código, coordenadas, altitude, período e área de abrangência);

vi) Definição das relações entre alturas de chuva, tempos de duração e tempo de recorrência, considerando durações de 24 horas, 6 horas, 1 hora e tempos de recorrência de 5, 10, 30, 50 e 100 anos;

vii) Determinação das precipitações extremas para diversos tempos de retorno, incluindo definição da precipitação máxima provável - PMP;

viii) Consolidação das respectivas séries históricas utilizadas e a série definida para a usina.

D. Vazões

Esta parte do estudo tem como objetivo caracterizar o regime fluviométrico da bacia hidrográfica. Primeiramente os dados de fluviometria levantados, nas diversas estações locais, deverão ser analisados e consistidos.

Os resultados a serem obtidos são:

i) Regionalização e/ou transposição das vazões características;

ii) Determinação da vazão média de longo termo (QMLT) e vazão específica (q) de cada posto fluviométrico, além da determinação da vazão média de longo termo e vazão específica para área de drenagem da usina;

iii) Quadros e representações gráficas (incluindo fluviogramas) com os dados históricos das estações fluviométricas utilizadas, considerando valores diários, mensais e anuais. Destacando os valores mínimos, médios e máximos;

iv) Quadros e representações gráficas (incluindo fluviogramas) com a série histórica obtida para área de interesse, a partir da regionalização e/ou transposição de dados, considerando valores diários, mensais e anuais. Destacando os valores mínimos, médios e máximos;

v) Mapa com a localização dos postos fluviométricos, com devida identificação (nome, código, coordenadas, altitude, período e área de abrangência);

vi) Determinação das curvas de permanência: curva de permanência de vazões mensais e curva de permanência de vazões diárias;

vii) Determinação das vazões máximas extremas, através de ajuste de distribuições estatísticas. Para extrapolação das vazões máximas em diferentes tempos de retorno, as séries

de máximas instantâneas, podem ser ajustadas às distribuições teóricas de probabilidade de Gumbel (Tipo I), Log-Pearson III e Log Normal, para definição do melhor ajuste;

viii) Determinação das vazões mínimas extremas, através de análise de frequência de vazões mínimas para diversos tempos de retorno. Deve ser determinada a vazão ecológica de acordo com a legislação estadual;

ix) Determinação dos hidrogramas de cheias.

E. Evaporação e Evapotranspiração

A finalidade desta parte do estudo é a:

i) Caracterização regional da evaporação, baseada em séries de dados de evaporação, e determinação de valores de evaporação média mensal. Sendo que, conforme Instruções para Estudo de Viabilidade de Aproveitamentos Hidrelétricos (ELETROBRÁS/DNAEE, 1997), deverão ser desenvolvidos, se possível, estudos que permitam uma caracterização regional do fenômeno, baseados em séries de dados de evaporação, obtidos a partir de leituras de tanques evaporimétricos ou de evaporímetro Piché, de postos próximos ao local do aproveitamento e/ou bacias vizinhas. Deverão ser estabelecidos os valores de evaporação média mensal, cuja caracterização em diferentes épocas do ano permitirá uma avaliação das perdas a serem consideradas na definição da vazão regularizada pelo aproveitamento.

ii) A caracterização regional da evapotranspiração, com a utilização de métodos clássicos, como por exemplo, o método de Penman-Monteith (método padrão da FAO), método Thornthwaite ou qualquer outro método baseado em experiências brasileiras para estimar a evapotranspiração em bacias hidrográficas.

Para realização dos estudos climáticos, normalmente, utiliza-se dados meteorológicos da rede do Instituto Nacional de Meteorologia – INMET ou mesmo da EMPRAPA.

F. Balanço Hídrico

O balanço hídrico pode ser realizado para uma camada de solo, para um trecho de rio ou para uma bacia hidrográfica. Certamente a bacia hidrográfica é o melhor espaço para avaliação do comportamento hídrico.

Contudo esta parte do estudo é complementar, pois podem ser obtidos resultados pouco representativos ou mesmo que não agreguem informações substanciais, contudo o objetivo é fazer o balanço hídrico da bacia hidrográfica, considerando as grandezas do ciclo hidrológico.

Na prática o equacionamento do balanço hídrico, com a quantificação e a individualização dos componentes de entrada, saída e armazenamento de água na bacia hidrográfica (precipitação, escoamento superficial e subterrâneo, evapotranspiração e armazenamento de água no solo) permite se chegar a valores mensais.

3.3.1.3. Resultados dos Estudos Hidrológicos e Avaliações para Repotenciação

A relação que existe entre a descarga medida e a leitura simultânea de régua é uma função que envolve características geométricas e hidráulicas da seção de medições e do trecho do curso d'água considerado. Desta forma, a *curva-chave* é uma representação gráfica desta relação, elaborada a partir dos resultados das medições hidrométricas e apoiada na análise dos parâmetros do escoamento (ELETROBRÁS, 2000).

A *curva-chave* é o que permite obter os dados de vazões diárias naturais do empreendimento através das leituras diárias de nível na seção de referência (estação fluviométrica). Portanto, excluindo casos específicos, é esta estação fluviométrica que será representativa para usina e comporá a atualização da série histórica para subsidiar os estudos energéticos da potencial repotenciação.

Outro resultado importante dos estudos hidrológicos é a definição das *curvas de permanência*, conceitualmente também chamadas de curvas de duração ou curvas de frequência acumulada, as quais relacionam a vazão (ou nível d'água) de um rio com a probabilidade de ocorrerem valores iguais ou superiores.

Para definição das curvas de permanência de vazões deve-se utilizar *séries históricas não tendenciosas*, ou seja, que não privilegiam um relativo conjunto de vazões. Sendo que estas séries podem ser de vazões instantâneas, mínimas, médias ou máximas diárias, semanais, mensais ou anuais. A Figura 25 ilustra um modelo típico de curva de permanência.

SOUZA *et al* (1999) esclarece que nos estudos hidroenergéticos, normalmente, utiliza-se a curva de permanência das vazões médias mensais. Entretanto, se o objetivo for estudar aspectos de potência, por exemplo a potência firme e a confiabilidade, os dados empregados serão os das vazões médias diárias, embora os valores médios das curvas coincidam.

A curva de permanência de vazões atualizada - fundamental para a definição da extensão da repotenciação - permite a caracterização operacional da usina e o redimensionamento da mesma, incluindo respectivo estudo energético para remotorização.

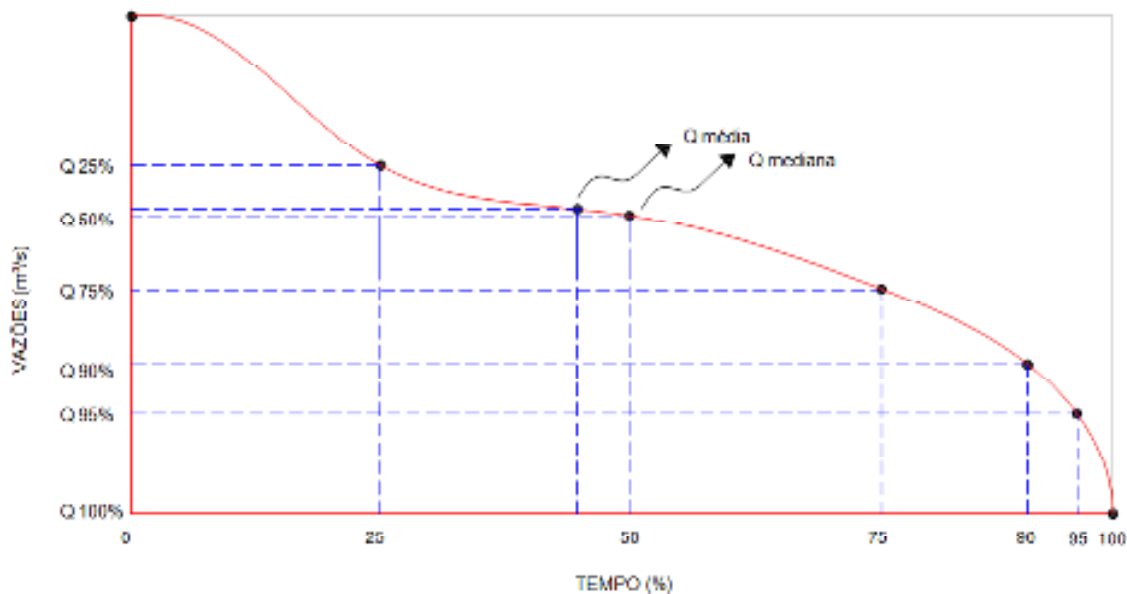


Figura 25: Modelo típico de uma curva de permanência de vazões

Dentre as vazões características retiradas da curva de permanência, para o dimensionamento ou, no caso da repotenciação, para redimensionamento de PCHs destacam-se a $Q_{25\%}$, $Q_{50\%}$ (vazão mediana), $Q_{média}$, $Q_{75\%}$, $Q_{90\%}$ e $Q_{95\%}$ (vazão firme).

Já as vazões extremas e correspondentes hidrogramas de cheia, obtidos nos estudos hidrológicos, permitem realizar as reavaliações da estabilidade da barragem, da capacidade dos órgãos de descarga (principais e auxiliares) e de demais aspectos relativos à segurança das estruturas, o que subsidia a avaliação técnica da possibilidade de ganho de queda pelo alteamento da barragem.

3.3.2. Levantamentos Topográficos

Dependendo da modalidade de intervenção de repotenciação a ser realizada deverão ser realizadas reavaliações topográficas a partir de levantamentos já existentes ou realizados levantamentos complementares locais (planaltimétricos e topobatimétricos) para: (i) Redefinição ou confirmação da queda bruta disponível no local; (ii) Atualização das Referências de Nível – RNs, conforme legislação e normas vigentes; (iii) Atualização da base cartográfica para o desenvolvimento do projeto de repotenciação; (iv) Levantamento da curva cota x área x volume do reservatório - caso esta informação não exista e haja necessidade de alteamento da barragem para aumento do nível d'água de montante; (v) Levantamento do

perfil do rio no trecho de interesse; (vi) Alocação das novas estruturas; (vii) Locação dos furos de sondagem para subsidiar o projeto e a construção das novas estruturas.

3.3.3. Levantamentos nos Circuitos Hidráulicos

3.3.3.1. Perda de Carga no Circuito Hidráulico de Adução

Nos fluidos reais, onde a existência da viscosidade não é desprezada, a maioria dos problemas práticos não pode ser resolvido analiticamente, os quais necessitam de resultados experimentais, métodos semi-empíricos e simulações numéricas. Devido à viscosidade, que é responsável pela resistência ao movimento causado pelo cisalhamento ou pelas forças de atrito entre as partículas fluidas e entre as mesmas e o contorno sólido, verifica-se perdas de energia no escoamento (OLIVEIRA, 2004).

Portanto, chama-se perda de carga ou energia perdida, a parcela de energia cedida pelo líquido em escoamento devido ao atrito interno, atrito contra as paredes e perturbações no escoamento, a qual é representada por h . Essa energia por unidade de peso líquido, em última análise, se dissipa sob a forma de calor.

Existem, basicamente, dois tipos de perda de carga, as localizadas (energia perdida nas singularidades) e as distribuídas.

Especificamente no circuito de adução de centrais hidrelétricas existem vários tipos de perdas, as quais são estimadas por equações específicas. Estas perdas são proporcionais à energia cinética do escoamento e, basicamente, podem ser divididas em: (i) Perdas nos canais de adução; (ii) Perdas nas grades (tomada d'água e câmara de carga); e (iii) Perdas no conduto forçado (perda na entrada do conduto, perda por atrito, perda nas curvas, perda nas reduções cônicas, perda nas bifurcações e perdas nas válvulas).

Para determinação da perda de carga em tubulações, por exemplo, utiliza-se a equação de Darcy-Weisbach - conhecida como a *Fórmula Universal da Perda de Carga* (equação 25).

$$h = f \frac{L}{D} \frac{V^2}{2g} \quad (25)$$

onde:

h - perda de carga (m);

f - fator de atrito (adimensional);

L - comprimento do tubo (m);

V - velocidade de escoamento (m/s);

D - diâmetro do tubo (m);

g - aceleração da gravidade (m/s^2).

3.3.3.2. Levantamento das condições do Circuito Hidráulico de Adução e determinação das Perdas de Carga

O levantamento das condições do circuito hidráulico de adução é estruturado em inspeções visuais nas estruturas hidráulicas (tomada d'água, canal, galeria e câmara de carga), no conduto forçado (paredes, juntas de dilatação e bifurcações) e nos hidromecânicos (grades, comportas e válvulas), além de medições para avaliações do dimensionamento destes. Já os testes campo se baseiam, basicamente, na medição das perdas de carga em função das vazões turbinadas.

As perdas de carga no circuito de adução de uma usina já construída podem ser determinadas através da aplicação da equação de Bernoulli entre os pontos de interesse, conforme o arranjo do circuito de adução de cada usina. Por exemplo, em uma PCH cujo circuito de adução é composto por tomada d'água, canal de adução, câmara de carga e conduto forçado devem ser determinadas as perdas de carga em cada uma das referidas estruturas hidráulicas. O que permitirá a verificação da potencialidade de ganho de queda pela minimização dessas perdas, através de readequações.

Nos trechos de baixa pressão, normalmente, a perda de carga é determinada pela diferença entre a altura potencial (cota do nível d'água) dos pontos de interesse. A cota do nível d'água em cada ponto de interesse é obtida pela leitura de régua limnimétrica referenciada com a referência de nível local – RN.

Na alta pressão (conduto forçado) as perdas são determinadas aplicando-se a equação de Bernoulli entre a câmara de carga (*ponto 0*) e a entrada da turbina (*ponto 1*), ilustrado pelo perfil hidráulico esquemático apresentado na Figura 14. A energia total na entrada da turbina é dada pela soma de três parcelas: a cota do ponto de tomada de pressão; a pressão estática na entrada da mesma (obtida pela leitura do manômetro) e; a parcela cinética, $v^2/2g$, obtida por algum método de medição de vazões.

Sendo assim, variando a abertura do distribuidor da turbina, pode-se obter as perdas no circuito de adução nas diversas faixas operativas da máquina. Como exemplo, na Figura 26, é apresentado o comportamento das perdas no sistema de adução da PCH Pary como sendo uma função quadrática da vazão ($\text{Perda} = 9,6265\text{E-}03 \cdot Q^2$). Esse resultado foi obtido através de

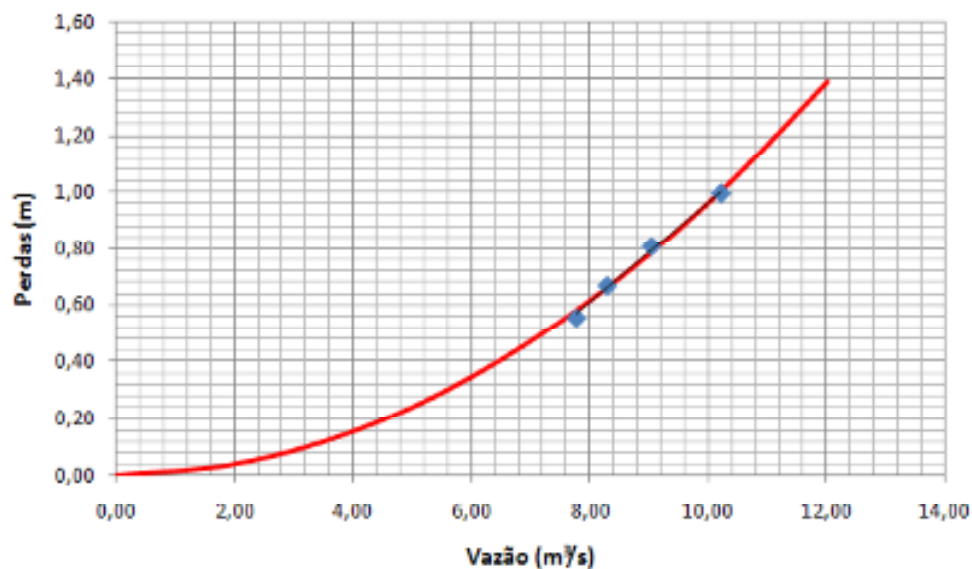
testes de campo, em 2009, com utilização de medidor ultra-sônico de vazão doppler acústico (modelo Q-Liner).

Seja para determinação do rendimento da turbina ou para determinação das perdas no circuito de adução, principalmente as perdas no conduto forçado, se faz necessário obter a vazão turbinada em várias condições de carga.

O ideal é que exista algum tipo de medidor permanente de vazão na turbina, contudo, na ausência desta possibilidade, existem inúmeros métodos para a medição de vazão em centrais hidrelétricas.

Entre os métodos de medição de vazão, aplicados a centrais hidrelétricas, estão o de Gibson, tubo de Pitot, Molinetes, Winter-Kennedy, sistemas diferenciais, medidores tipo vórtice, medidores magnéticos e ultra-sônicos. O método aplicável dependerá de cada caso, ou seja, de fatores como a acessibilidade (dependente do arranjo da usina), relação custo x benefício e tempo de indisponibilidade do grupo gerador.

ANDRADE *et al* (2002) fez um estudo comparativo dos métodos de medição de vazão aplicados para o comissionamento de turbinas hidráulicas, conforme Tabela 10, o que permitiu aos autores concluir que, atualmente, a ordem de priorização na escolha do melhor método de medição de vazão é: 1º - Método Ultra-sônico, 2º - Método Winter-Kennedy, 3º - Método de Pitot e 4º - Método Gibson.



Fonte: Relatório de Testes de Campo – PCH Pary (Enel Brasil & Domínio Engenharia, 2009)

Figura 26: Curva das perdas no circuito de adução da PCH Pary

Além dos fatores de defasagem temporal, descritos no item 3.2, outros fatores podem intensificar as perdas hidráulicas no circuito de adução de uma central hidrelétrica, no decorrer do tempo. Nos condutos forçados pode-se destacar incrustações causadas por água com grandes concentrações de minerais, que contribuem para o aumento da rugosidade interna e reduzem a seção transversal da tubulação, bem como fatores como a corrosão, tuberculização (Figura 27) e infestação de organismos externos.

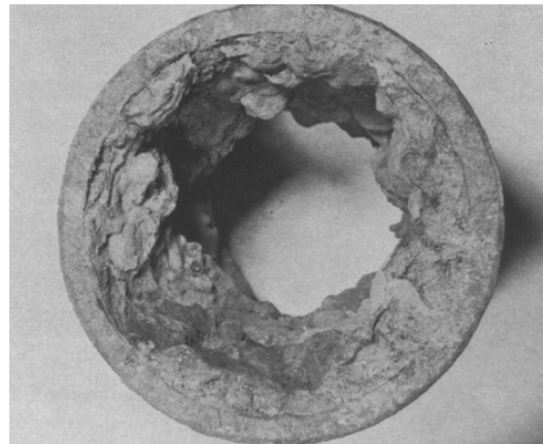
O incremento da perda de carga no circuito de adução, pela infestação e proliferação de organismo externo, ocorre tanto no conduto forçado como nas grades, devido à obstrução ao escoamento.

Tabela 10: Comparação dos Métodos de Medição de Vazão

Método	Precisão	Interferência da qualidade da água	Dificuldades	Diâmetro para aplicação
Gibson - pressão por tempo	$\pm 1,5\%$	baixa	- parada de máquina; - grandes trechos retos; - medir vazamentos.	acima de 3m
Cortina Salina	$\pm 3\%$	alta	- parada de máquina; - água limpa; - três inserções no conduto;	acima de 3m
Tubos de Pitot	$\pm 1,5\%$	baixa	- baixa pressão operacional; - difícil inserção na tubulação.	acima de 200 mm
Molinetes	$\pm 5\%$	baixa	- difícil inserção na tubulação; - calibração dos molinetes; - baixa precisão.	acima de 1,2 m
Winter-kennedy	± 1 a 3%	baixa	- necessidade do modelo reduzido para definir os coeficientes.	qualquer
Placa de Orifício	$\pm 1,8\%$	baixa	- longos trechos retos; - baixa largura de faixa.	50 a 760 mm
Tubo de Venturi	$\pm 1,7\%$	baixa	- alto custo de fabricação.	100 a 800 mm
Bocal de Vazão	$\pm 2,2\%$	baixa	- alto custo de fabricação; - usinagem mais elaborada que a placa de orifício.	50 a 760 mm
Magnético	$0,5$ a $\pm 2\%$	baixa	- alto custo de fabricação; - manutenção especializada.	25 a 3000 mm
Ultra-Sônico	$0,5$ a $\pm 2\%$	baixa	- alto custo de fabricação; - manutenção especializada.	mínimo 12 mm
Medidor de Vórtice	$\pm 1\%$	alta	- alto custo de fabricação; - manutenção especializada.	25 a 300 mm
Turbinas	$\pm 0,5$ a 1%	alta	- peças móveis com maior possibilidade de desgaste.	25 a 500 mm
Área Variável	$\pm 2\%$	baixa	- requer acessórios para aquisição analógica de dados.	3 a 150 mm

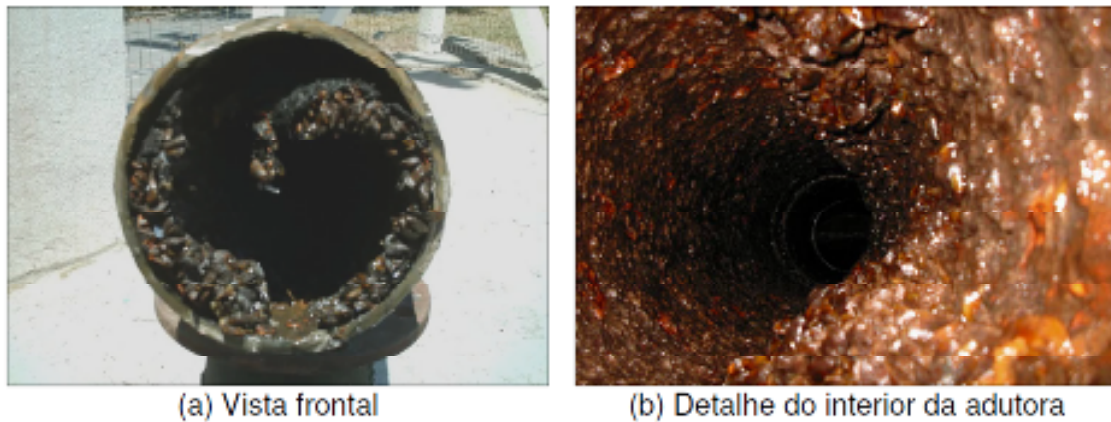
Fonte: ANDRADE *et al* (2002)

RESENDE & MARTINEZ (2008) realizaram uma avaliação das perdas de carga em condutos forçados operando sob condições de infestação do *Limnoperna fortunei* (molusco conhecido popularmente como mexilhão dourado). Considerando o incremento do fator de atrito, elevado ao valor de $f = 0,12$, correspondente a um cenário de infestação pelo *L. fortunei* numa densidade de 1,0 indivíduo/cm², os resultados indicaram uma perda de aproximadamente 4% na geração anual da usina em estudo, totalizando correlata perda econômica de R\$138.130,50. A Figura 28 ilustra a interferência de moluscos em uma tubulação.



Fonte: Sarzedas (2009) apud O'DAY et al (1996)

Figura 27: Seção de uma tubulação apresentando efeito de tuberculização



Fonte: RESENDE & MARTINEZ (2008) apud Companhia Riograndense de Saneamento - CORSAN (2007)

Figura 28: Macrofouling em adutora de ferro fundido

A proliferação de macrófitas em reservatórios também é um problema recorrente no setor energético, causando o entupimento das grades de tomada d'água e correspondente intensificação das perdas de carga devido à obstrução ao escoamento. O que por sua vez

aumenta as perdas na geração de energia seja pela diminuição da queda disponível seja por aumento da indisponibilidade das máquinas para manutenções (desobstruções).

3.3.4. Levantamentos e Ensaios nos Grupos Geradores

Paralelamente aos levantamentos no circuito de adução faz-se os levantamentos e ensaios nos equipamentos elétricos e mecânicos principais da usina. As turbinas e os geradores devem ser bem avaliados, pois grande parte dos potenciais ganhos com a repotenciação concentra-se nesses equipamentos. No mais a extensão dos levantamentos e ensaios dependem de cada caso.

3.3.4.1. Grupos Geradores

Os levantamentos e ensaios nos grupos geradores concentram-se na medição simultânea da vazão turbinada, pressão na entrada da turbina e potência elétrica gerada, para várias aberturas do distribuidor, registrando-se os respectivos níveis d'água de montante e jusante. O que permite determinar o rendimento de cada grupo gerador.

Normalmente, o ensaio para definição da potência do grupo gerador é feito conjuntamente com o ensaio de aquecimento e determinação da curva de capacidade do gerador. Procedese com a determinação da potência do grupo gerador na condição de fator de potência unitário (potência reativa zero), verificando se a turbina permite maior abertura do distribuidor, dentro da limitação térmica dos enrolamentos.

Visando aferir os limites térmicos nas diversas partes do gerador, em especial no isolamento do estator e do rotor, faz-se o ensaio de aquecimento segundo norma IEEE 115 95. Já a curva de capacidade do gerador é determinada em pontos escolhidos no quadrante de reativo indutivo (máquina sobre-excitada), observando limites térmicos, e no quadrante de reativo capacitivo (sub-excitada), observando o limite de estabilidade do rotor.

Através de ensaios dinâmicos obtêm-se a faixa operativa da turbina monitorando parâmetros como vibração nos mancais, oscilação do eixo, variações de pressão e níveis de ruído; A faixa operativa estabelecida para turbina, onde são respeitados os limites de tolerância dos referidos parâmetros, está compreendida entre uma potência mínima (percentual da potência nominal) e a potência máxima fornecida pela mesma.

3.3.4.2. Turbina

Para determinação do estado da turbina faz-se, preliminarmente, uma inspeção nos seus componentes, principalmente no rotor, para verificação do estado das pás, além de consequências de potenciais processos de cavitação, trincas e desgastes excessivos.

Através das grandezas medidas durante os ensaios de potência e rendimento do grupo gerador obtêm-se as curvas que caracterizam o comportamento da turbina (rendimento x potência, potência x vazão, rendimento x vazão).

Dentre os métodos difundidos para determinação do rendimento relativo da turbina destaca-se o *Index Test*. Para uma queda líquida de referência o *Index Test* é realizado partindo da premissa que é possível fazer a medição das vazões turbinadas utilizando o método *Winter-Kennedy* (método de medição indireta), regido pela *IEC Standard 60041/1991-11*, o qual depende de, no mínimo, duas tomadas de pressão instaladas na caixa espiral da turbina.

Depois de explicitado o comportamento da turbina, através das curvas características levantadas, pode-se fazer comparações das mesmas com o respectivo *diagrama de Colina* desta. Contudo, é de conhecimento geral que o *diagrama de Colina* da turbina nem sempre está disponível, principalmente quando se trata de centrais antigas.

3.3.4.3. Gerador

No que diz respeito ao gerador elétrico, normalmente, inicia-se com uma avaliação dos sinais visuais que indiquem o estado dos seus componentes, tais como núcleo magnético, bobinado e cunhagem, permitindo caracterizar: (i) as condições do estator e do rotor, incluindo grau de impregnação de sujeira (poeira, vapor de óleo, pó de escovas, pó de sapatas de freio, etc); (ii) as condições do enrolamento do estator quanto à presença de danos mecânicos na isolação, existência de corpos estranhos, integridade das amarrações de cabeça da bobina, fixação de cunhas e calços; (iii) o estado de fixação das cunhas de ranhura e das chapas do núcleo magnético, principalmente quanto a efeitos desencadeados pelo sobre-aquecimento.

É conveniente conciliar a inspeção visual do gerador com uma limpeza, utilizando solventes modernos (baixa toxicidade), aproveitando a desmontagem do mesmo, principalmente quando se trata de equipamento antigo.

O acúmulo de sujeira diminui a vida útil do gerador, pois aumenta a temperatura de operação e a velocidade de deterioração do bobinado. A Figura 29 ilustra o resultado do

serviço de limpeza e pintura, realizado pela empresa Nishi, no gerador da PCH Lajeado, o qual consistiu: na utilização de espátulas em TVE para retirada da sujeira impregnada no bobinado e posterior limpeza com solvente dielétrico altamente volátil (minimização da absorção de umidade); tratamento térmico por meio de estufa montada com resistências de aquecimento e lona para retirar a umidade remanescente no bobinado; e pintura do estator e rotor com tinta especial, apropriada para suportar altas temperaturas.

Adicionalmente aos ensaios para determinação do rendimento relativo do gerador e da curva de capacidade, procede-se com os ensaios para determinação do estado do isolamento do estator e rotor (resistência de isolamento, índice de polarização e fator de potência) e levantamento das características a vazio e em curto-circuito.



Fonte: Relatório de Serviço de Limpeza e Pintura – PCH Lajeado (NISHI, 2009)

Figura 29: Bobinado estatórico e rotórico do gerador, antes e depois da limpeza e pintura.

Ao passo que, para geradores síncronos de usinas hidrelétricas, a medição da potência de saída (potência elétrica) é mais simples do que a medição da potência de entrada (de natureza mecânica) e que a determinação das perdas de potência é o princípio conceitual dos métodos de ensaios indiretos de eficiência (equação 26), BORTONI *et al* (2011) aborda como a utilização de técnicas de termografia (imagem térmica IR) pode reduzir custos e o tempo

necessário para a aplicação do método calorimétrico, adicionando uma contribuição para determinação do coeficiente de transferência de calor e uma nova abordagem para considerar perdas de condução no eixo do gerador.

$$\eta_g = \frac{P_{\text{saída}}}{P_{\text{entrada}}} = 1 - \frac{P_{\text{perdida}}}{P_{\text{saída}} + P_{\text{perdida}}} \quad (26)$$

A Figura 30 apresenta um exemplo de imagem térmica IR, obtida em testes de campo, utilizada para determinar as perdas através da superfície de geradores síncronos e a correspondente eficiência relativa destes, através do método calorimétrico.

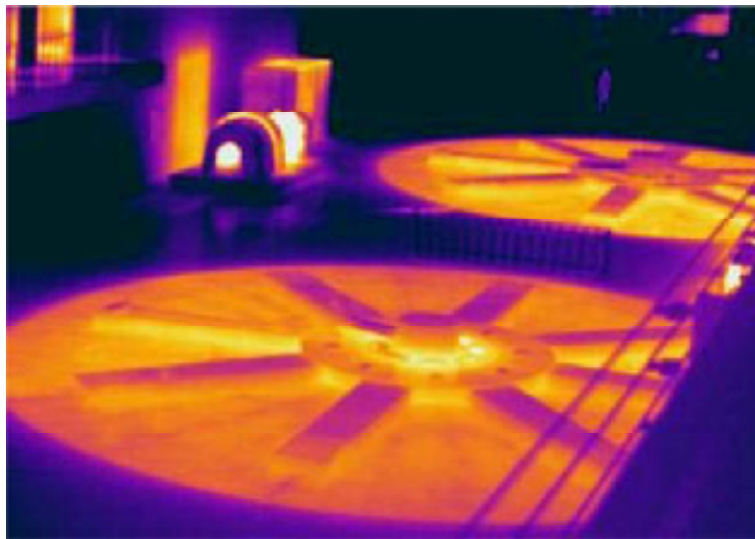


Figura 30: Imagem térmica IR de geradores síncronos de uma usina hidrelétrica (BORTONI *et al*, 2011)

3.3.5. Levantamentos Geológicos e Geotécnicos

Salvo situações muito particulares, os levantamentos e estudos geológicos/geotécnicos são aplicáveis quando a repotenciação é na modalidade ampliação, os quais visam caracterizar as condições das fundações nas áreas onde serão construídas as novas estruturas civis e hidráulicas, reforçadas ou ampliadas as estruturas existentes, além da caracterização das encostas vizinhas a estas áreas.

Adicionalmente, os levantamentos geológicos/geotécnicos têm o objetivo de embasar a localização e caracterização de potenciais áreas de empréstimo de solo e jazidas (areia, cascalho, etc) dentro da propriedade ou o mais próximas dela, bem como identificar os prováveis locais para bota-fora e instalação do canteiro de obras.

Quando a repotenciação envolver alteamento da barragem, sondagens geotécnicas mais rigorosas deverão ser realizadas.

3.4. GRUPO GERADOR

Conforme IEEE Std 1147 - 2005 “*uprate*” é o processo de aumento da capacidade ou melhoria no desempenho (eficiência) do equipamento para aumentar a produção global de energia. Já o “*upgrade*” é o processo de substituição, modificação ou adição de equipamento em uma central hidrelétrica existente para melhorar o desempenho do equipamento.

Um ponto importante para “*repotenciação de uma central hidrelétrica*” é a decisão quanto à “*repotenciação da turbina e/ou gerador*” ou “*substituição completa da turbina e/ou gerador*”. Sendo que o estudo de viabilidade técnica e econômica é que indicará a melhor solução.

A avaliação econômica e posterior tomada de decisão frente à possibilidade de incremento de capacidade depende do levantamento do estado atual do grupo gerador, da sua vida útil remanescente, dos seus parâmetros de projeto, além da sua configuração dentro do arranjo da usina.

Há casos em que apenas a substituição do rotor da turbina e/ou estator do gerador já garante um ganho de potência e rendimento. Já a substituição completa é recomendada no caso da existência de uma das seguintes condições, ou superposição destas: (i) *dano ou deterioração física intensa*; (ii) *histórico de frequentes falhas e reparos*; (iii) *motorização inadequada*; (iv) *não conformidade com modernos requisitos de desempenho e eficiência*; (v) *indisponibilidade de componentes de reposição*.

WWF-BRASIL (2004) apresenta que a experiência do TVA (Tennessee Valley Authority) sobre a aplicação, a partir de 1979, dos ensaios tipo Index Test em seu parque gerador, constituído por antigas usinas hidrelétricas, permitiu concluir 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.

3.4.1. Turbina

O diagnóstico do estado da turbina existente inclui avaliação física e de projeto dos seus principais componentes mecânicos: rotor; árvore (eixo); anéis de desgaste; coroas; mancais; sistema de regulação (distribuidor, palhetas diretrizes, servomotor); sistema de resfriamento e

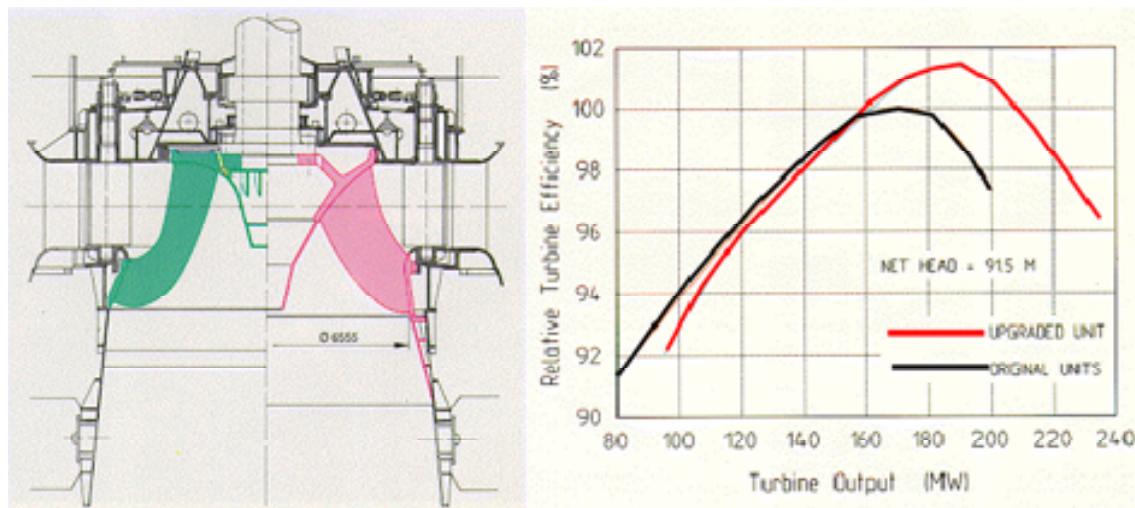
lubrificação; válvula de fechamento; dispositivo de aeração; caixa espiral; tubo de sucção; e etc. Além dos componentes auxiliares, como o regulador de velocidade.

A decisão quanto à extensão da *repotenciação da usina*, a qual englobará a *repotenciação da turbina* ou *substituição da mesma*, fundamenta-se nos resultados desse diagnóstico e dos respectivos ensaios de comportamento realizados.

A utilização ótima dos recursos hídricos implica em uma melhoria no projeto hidráulico que não vise somente o maior rendimento, mas também custos menores, alta confiabilidade e uma ótima integração com o meio ambiente (fish-friendly turbines). Tais objetivos são alcançados através de cálculos com CFD (*Computational Fluid Dynamics*), sistematização e laboratórios de desenvolvimento, como também produtos específicos para pequenas centrais hidrelétricas, os quais estão sendo concebidos ao invés da simples redução da escala das turbinas maiores (ESHA, 2012).

A *repotenciação da turbina* se dá, principalmente, pela substituição do seu rotor por um novo com perfis otimizados das pás (Figura 31), pela otimização da conjugação em turbinas de dupla regulação (curva de conjugação) e pela utilização de margens disponíveis.

Pode-se observar na Figura 31 que a substituição do rotor permitiu ganhos de rendimento e potência, verificados no deslocamento positivo do ponto de projeto (ponto de máximo rendimento e potência nominal), considerando as curvas de comportamento da turbina, antes (preta) e posteriormente (vermelha) a repotenciação.



Fonte: Adaptado de Voith Siemens Hydro (2001)

Figura 31: Incremento de potência e rendimento através do reprojeto do rotor

O dimensionamento de um novo rotor está restrito a certas características geométricas da turbina existente. Quanto mais antiga é a turbina maior as limitações operativas e restrições técnicas para atualizações tecnológicas.

Na substituição do rotor e correlacionados componentes da turbina, seja por superação da sua vida útil ou por problemas nas pás devido à abrasão, cavitação, trincas ou ineficiência, o limite mínimo de garantia para o fornecimento será o restabelecimento do desempenho ao nível do projeto original, com respectiva melhoria incremental devido à evolução tecnológica.

No processo de repotenciação da turbina pode-se incluir a melhoria das proteções e instrumentação de controle (pressão, temperatura e vazão). A instrumentação empregada na turbina deve aliar critérios de confiabilidade, robustez, sensibilidade e precisão, sendo usual atualmente a instalação de sensores que ofereçam a possibilidade de monitoramento em tempo real dos parâmetros relevantes.

Dentre os fatores que geraram potencialidade de ganhos de potência e rendimento na turbina, nos últimos anos, podemos destacar o avanço tecnológico alcançado tanto no projeto como na fabricação desta máquina. O projeto das novas turbinas ou reprojeto das existentes resulta da utilização de ferramentas computacionais para otimização, considerando seus aspectos geométricos, mecânico-estruturais e hidro-dinâmicos, somados à melhoria das propriedades dos materiais e avanços nos processos de fabricação.

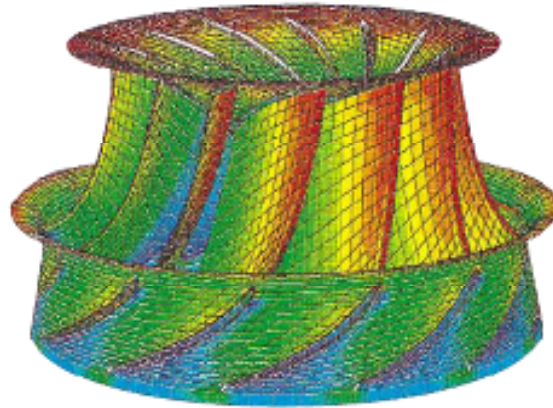
A Figura 32 apresenta um modelo de rotor Francis, obtido através ferramentas de análise numérica.

O *máximo rendimento* alcançado pelo grupo gerador está relacionado à *potência nominal* da turbina. Esta potência é gerada frente à altura de queda disponível para qual a turbina foi especificada (*queda nominal*) conjuntamente com a *vazão de projeto*, girando com o número de rotações nominal do gerador. A Figura 33 apresenta um exemplo da curva de desempenho de uma turbina, antes e após a substituição do rotor, explicitando o incremento percentual de potência e rendimento.

Dentre os possíveis problemas que podem reduzir significativamente o desempenho de uma turbina hidráulica, podemos destacar a erosão por cavitação (retirada de material) e as trincas, no rotor.

A cavitação altera o perfil do rotor, com correspondente alteração do comportamento da turbina devido à redução do rendimento e da resistência mecânica.

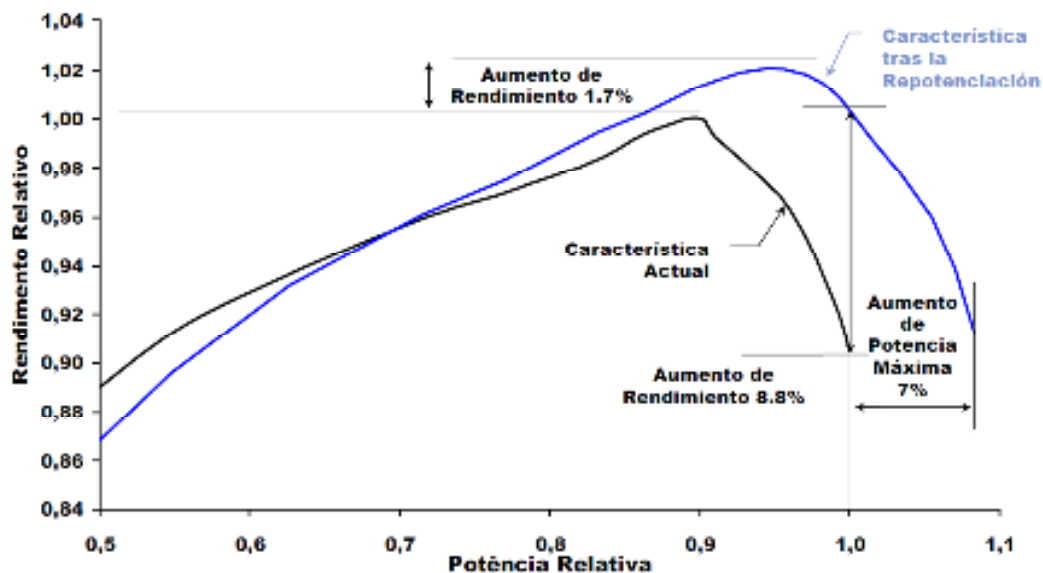
A reposição do material retirado por cavitação é feita por meio de intervenção de soldagem, normalmente a arco elétrico.



Fonte: Andritz Hydro (2012)

Figura 32: Modelo numérico de rotor tipo Francis

Contudo, todo processo de soldagem a arco elétrico insere tensões residuais na região denominada ZTA (Zona Termicamente Afetada). O nível de tensão residual é função do tipo de material de base, do processo de soldagem a arco elétrico empregado, da velocidade de resfriamento e da geometria e condições de apoio da estrutura. As tensões residuais reinantes em cada porção de material se somam às tensões de trabalho (tensões operacionais), podendo levar esta região da estrutura à falha mesmo com as cargas operacionais dentro do limite de projeto (FILIPPIN & LIRA, 2001).



Fonte: Voith Siemens Hydro (2001)

Figura 33: Curva de rendimento relativo x potência relativa (antes e após a repotenciação da turbina)

Conforme afirmam FILIPPIN & LIRA (2001), sobre rotores operando em situações de maior severidade em termos do campo de tensões mecânicas reinantes em alguns pontos de sua estrutura, certos pontos podem estar sob tensões devido ao carregamento de projeto (função da potência gerada) e esforços adicionais devido à cavitação, tudo somado às tensões residuais de reparos anteriores realizados por soldagens. As regiões mais críticas no rotor são as transições entre pás e cubo e entre pás e coroa, onde ocorre uma heterogeneidade geométrica mais intensa, ocasionando concentração de tensões (as tensões mecânicas reinantes são majoradas devido à variação de geometria); Esses pontos são contemplados nos cálculos estruturais durante a fase de projeto, mas são, ainda, os pontos de maior nível de tensão.

Os fatores descritos no parágrafo acima são as causas principais de trincas no rotor. As medidas que podem minimizar as falhas por trincas nas pás dos rotores são: *(i) otimização da faixa operativa; (ii) emprego de materiais mais resistentes à cavitação, seja na fabricação de novo rotor ou nas recuperações de rotores existentes; e (iii) a intervenção de soldagem a arco elétrico com menor aporte de calor.*

As vantagens da melhoria de uma turbina existente com a substituição do rotor e demais componentes são:

- Não há necessidade de intervenções civis para readequações;
- Menor tempo de parada da usina;
- Redução sensível das manutenções e reformas nos componentes no final de suas vidas úteis;
- Redução dos custos futuros de O&M;
- Redução de riscos (aumento da disponibilidade).

Já as desvantagens são:

- Menores ganhos de potência e rendimento (aumento das restrições técnicas);
- Maior dificuldade no estabelecimento das garantias para contratação do fornecimento.

As vantagens da substituição total da turbina são:

- Possibilidade de maiores ganhos de potência e rendimento (redução de restrições técnicas);
- Minimização dos custos com manutenções e reformas de componentes no final de suas vidas úteis;
- Minimização dos custos futuros de O&M;
- Minimização de riscos (aumento da disponibilidade).

Já as desvantagens são:

- Necessidade de intervenções civis para readequações;
- Maior tempo de parada da usina (aumento do custo de indisponibilidade).

3.4.2. Gerador

O gerador de energia transforma energia mecânica (expressa como o produto do torque e velocidade) em energia elétrica (expressa pelo produto da corrente e tensão). Sendo que, nesta transformação, é o campo magnético a ligação entre o sistema mecânico e elétrico.

GÓMEZ *et al* (2008) explana que o gerador pode ser visto como dois circuitos em cadeia: um de fluxo magnético e outro de corrente elétrica. O fluxo magnético circula através dos pólos do rotor e lâminas do aro, entreferro entre o rotor e o estator, e o núcleo magnético do estator. A corrente elétrica circula através do enrolamento do estator e circuito de carga. A capacidade do gerador é determinada pelas quantidades de fluxo magnético e densidade de corrente. Estes, por sua vez, são limitados pelas áreas de seção transversal ao longo de seus circuitos. Portanto, para aumentar a capacidade de um gerador existente, devemos olhar para as possibilidades de aumento do fluxo magnético e densidade de corrente, sem atingir grandes perdas e elevadas temperaturas.

Segundo IEEE Std 1147 - 2005 a reabilitação de geradores frequentemente inclui aumento de capacidade e eficiência (*uprate*). Certas partes do gerador, tais como anéis coletores, sapatas de freio, trocadores de calor (óleo-água/ ar-água) deterioram-se no tempo. O enrolamento do estator é um componente que se deteriora com o tempo e com a temperatura.

Grande porcentagem das paradas forçadas, motivadas por problemas no gerador, são causadas por falhas no enrolamento do estator. Contudo, houve uma enorme melhoria nos materiais isolantes e desenvolvimento de métodos avançados de projeto dos enrolamentos dos estatores, possibilitando a substituição das bobinas existentes por novas bobinas com maior seção transversal de cobre e a substituição do núcleo existente com um novo núcleo de aço de baixa perda magnética.

GÓMEZ *et al* (2008) destaca que o rotor do gerador pode permanecer o mesmo, ainda que a relutância do circuito gerador magnético mude um pouco após a modernização.

Sabendo que a potência possível de ser extraída de uma máquina é diretamente proporcional ao seu volume e à rotação, conforme equação 27, através de uma análise dimensional (Figura 34) pode-se concluir que os hidrogeradores, por possuírem um grande número de pares de pólos e operarem a baixas velocidades (regidos pela rotação da turbina hidráulica, normalmente inferior a 1200 rpm), resultam em uma montagem de eixo vertical (quando a arranjo integrado com a turbina hidráulica permite), grande diâmetro e pequeno comprimento.

$$P_S = c \cdot L \cdot D^2 \cdot n \quad (27)$$

Onde:

P_S - Potência possível de ser extraída de uma máquina;

L - Comprimento da máquina;

D - Diâmetro da máquina;

n - Rotação

c - Coeficiente que varia ao longo do tempo com a evolução tecnológica.

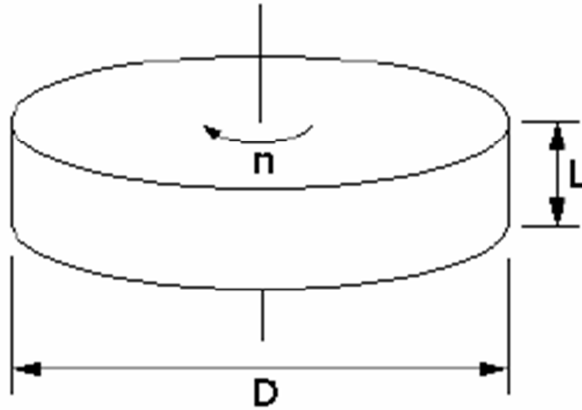


Figura 34: Características físicas dos geradores

A Figura 35 representa a evolução do coeficiente tecnológico, entre os anos de 1950 e 2000.

No caso dos hidrogeradores o *Coeficiente Tecnológico* é também chamado de *Fator de Utilização* quando, na equação 27, P_S é a potência nominal do gerador (kVA), L é o comprimento do núcleo do estator (m), D é o diâmetro interno do estator (m) e n é a rotação síncrona (rpm).

A repotenciação do gerador (aumento de potência e rendimento) é possível através do aumento do *fator de utilização*, que em outras palavras, corresponde à potência produzida por unidade de volume da parte ativa do gerador.

A maioria dos geradores fabricados antes de 1960 podem ser modificados e terem aumentos de capacidade de pelo menos 15%; No entanto, o projeto deve ser completo e deve considerar todas as partes da máquina como se estivessem sendo projetadas pela primeira vez (IEEE Std 1147, 2005).

A experiência da OJSC “Power Machines”, na reforma de hidrogeradores na Rússia, demonstra que, em regra, a modernização do enrolamento do estator deve ser acompanhada da instalação de novo núcleo do estator, feito com aço laminado a frio com baixas perdas

específicas, permitindo diminuir as perdas de ferro total e, conseqüentemente, aumentando a eficiência do gerador. A Tabela 11 apresenta a potência e o rendimento de geradores, antes e depois da reforma.

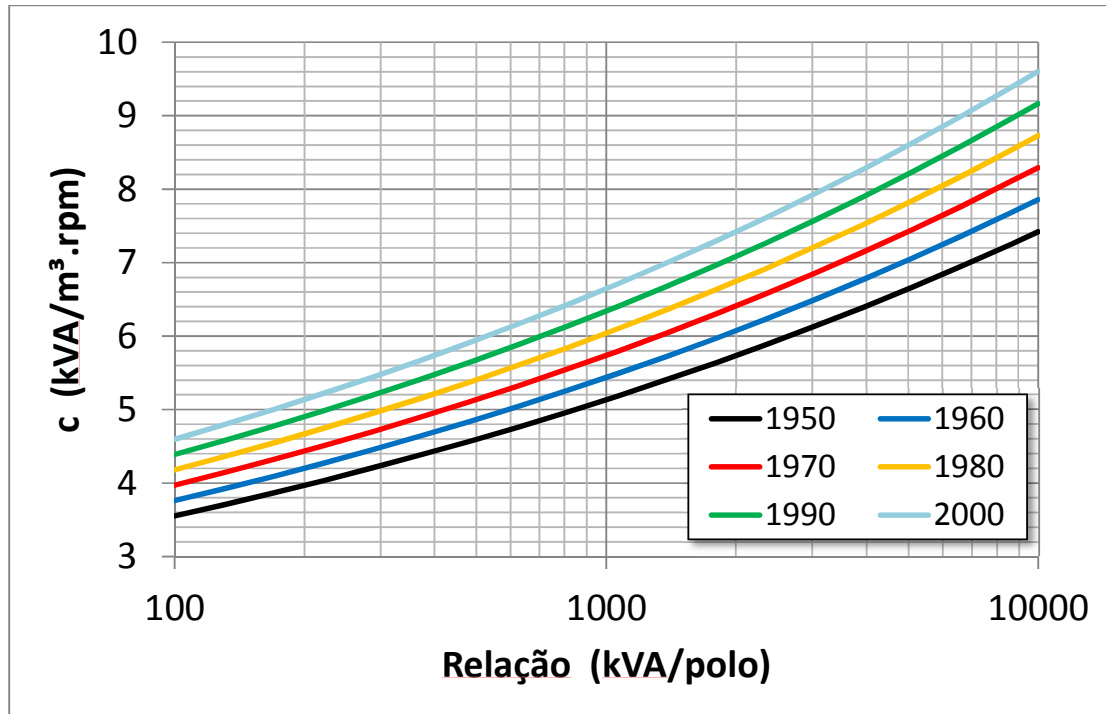


Figura 35: Evolução do coeficiente tecnológico (BORTONI, 2011)

O aumento da capacidade, com alteração das dimensões principais do gerador, é acompanhado pelo aumento da corrente de excitação, tensão e da temperatura da bobina de campo, solicitando a modernização também dos pólos do rotor. A modernização dos pólos inclui isolamento com materiais de classe F e impregnação a vácuo e, se for necessário, a mudança das bobinas de excitação.

Praticamente qualquer reconstrução é baseada na modernização da parte eletromagnética ativa do gerador - estator e polos do rotor (KUCHINSKAYA *et al*, 2011).

Mudanças nas características da turbina ou substituição da mesma por uma nova podem resultar em mudanças na sobre-velocidade (maior desgaste das partes rotativas e aumento de sobretensões durante uma rejeição de carga), assim a repotenciação do gerador pode englobar alteração da inércia, das reatâncias, e demais parâmetros.

BORTONI (2011) sintetiza que, na repotenciação, a otimização do gerador elétrico é possível com: a utilização de margens disponíveis; a substituição dos enrolamentos da armadura ou do rotor com modificação da isolamento dos mesmos; a melhoria no sistema de

refrigeração e troca de calor do gerador, permitindo aumento da densidade de corrente ou de temperatura de operação; o aumento da densidade de fluxo magnético na armadura (0,75-0,8 T para 1-1,2 T); e a redução do fator de potência nominal.

Tabela 11: Potência e rendimento de hidrogeradores reformados

Nº	Usina Hidrelétrica	Potência		Rendimento	
		MVA		%	
		Antes	Depois	Antes	Depois
		Reconstrução		Reconstrução	
1	Verhnesvirskaya	40,0	40,0	96,70	96,90
2	Bhakra Nangal	120,0	157,0	98,08	98,48
3	Volhovskaya	7,0	12,0	95,89	96,50
4	Krasnoyarskaya	500,0	500,0	98,00	97,90
5	Rybinskaya	55,0	63,2	97,20	97,70
6	Tsimlyanskaya	40,0	52,5	96,50	97,45
7	Mingechaur	72,5	70,4	97,50	98,10
8	Caliraja	11,3	17,5	-	97,65
9	Botokan	8,0	10,5	-	97,50
10	Jylhama	15,3	23,04	96,37	97,52
11	Katerma	6,0	12,0	-	97,33
12	Amma	14,25	20,43	97,28	98,03
13	Aittokoski	37,8	46,8	98,14	98,42
14	Thak-Ba	36,0	40,0	97,50	97,94
15	Jerdap-I	171,0	190,0	98,20	98,35
16	Aswan	175,0	200,0	98,10	98,45
17	Saratovskaya	45,0	54,0	96,70	97,90
18	Svetogorskaya	24,0	31,5	96,20	97,67
19	Lesogorskaya	25,0	31,5	-	97,67

Fonte: KUCHINSKAYA *et al* (2011)

Ressalta-se que na repotenciação do gerador devem ser observadas as restrições dos requisitos de interligação, bem como as questões regulatórias envolvidas (potência instalada, garantia física, potência de concessão, etc).

Os principais avanços tecnológicos que tornaram possível substanciais aumentos na capacidade dos geradores elétricos concentram-se nas seguintes áreas: isolamento da bobina do estator, ventilação e refrigeração, análises computacionais e térmicas, e reconstrução do núcleo do estator.

A. *Isolação das bobinas do estator*

Os novos sistemas de isolação para as bobinas do estator, de maior classe de temperatura, são mais finos e têm maior capacidade de condução de calor que os sistemas de isolamento mais antigos baseados em materiais asfálticos. Dentre os novos materiais estão as fitas isolantes de mica com tecido de vidro e resinas sintéticas utilizadas na impregnação pelo processo VPI (impregnação com maior rigidez dielétrica e classe de temperatura mais elevada).

Na substituição de bobinas, as mudanças podem ser feitas nas dimensões do fio de cobre e na transposição de configuração para reduzir as perdas por correntes parasitas, aumentando a capacidade de carregamento de carga devido ao cobre extra que pode ser adicionado e às melhorias das características de transferência de calor do sistema de isolação.

A Figura 36 apresenta a evolução das dimensões do isolamento de geradores.

B. *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% (RIBEIRO, 2005).

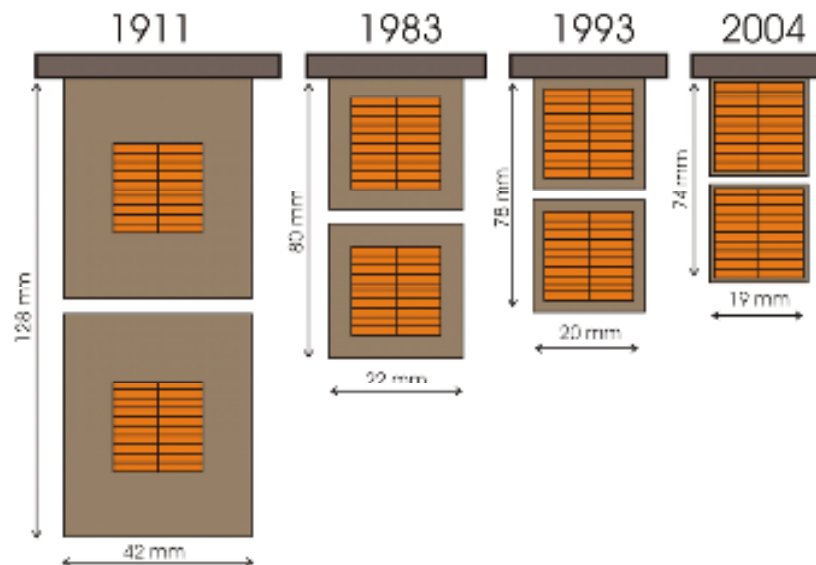


Figura 36: Evolução das dimensões do isolamento de geradores (SUMEREDER, 2008)

C. Sistema de Ventilação

Testes de ventilação em geradores mais velhos têm mostrado que muitos não têm os padrões de fluxo de ar contemplados por seus projetistas. Em alguns casos é tão somente as margens de projeto que têm permitido um funcionamento satisfatório da unidade (IEEE Std 1147, 2005).

Sabendo que o resfriamento provocado pela ventilação é função do volume total de ar circulado, da velocidade do ar junto às superfícies aquecidas e da geometria das passagens percorridas pelo ar, os testes de desempenho da ventilação estão entre os demais testes a serem realizados para verificar se o gerador suporta uma repotenciação, ao passo que o desempenho térmico e as perdas são estabelecidos a partir da nova potência de projeto.

Estes testes incluem tomadas de pressão e medições de fluxo em áreas críticas da máquina, permitindo um reprojeto para adequada distribuição do ar de refrigeração nas várias passagens do circuito, proporcionalmente ao calor gerado em cada uma dessas passagens (IEEE Std 1147, 2005).

A melhoria do sistema de ventilação se dá pela: adição ou reprojeto das pás do rotor do ventilador; adição ou reprojeto dos defletores para controle do fluxo de ar; limpeza do revestimento e/ou retirada de contaminantes das superfícies de transferência de calor, tais como bobinas do rotor; conversão de um sistema de ventilação aberto para um sistema de ventilação fechado.

Uma vez que o desempenho térmico e o comportamento das perdas são estabelecidos no reprojeto para nova carga do gerador, a capacidade do sistema de ar frio deve ser verificada para garantir que exista suficiente capacidade de remoção de calor. Os geradores mais velhos têm maiores margens de projeto, assim a probabilidade deste tipo de problema é menor (IEEE Std 1147, 2005).

D. Enrolamento do Rotor

Os enrolamentos dos rotores originais, normalmente, têm mais margens de projeto e por isso são mais predispostos a suportarem o aumento de corrente associada à repotenciação. Devido à construção relativamente simples e tensões de operação baixas, os enrolamentos do rotor sofrem pouca deterioração e raramente são substituídos (IEEE Std 1147, 2005).

Contudo deve-se avaliar as solicitações operacionais das isolações (principais e entre espiras das bobinas polares) sob as novas condições de carga, cujos desempenhos dependem do seu estado de envelhecimento e do incremento de solicitações térmicas e elétricas a serem

submetidas após a repotenciação, embora, normalmente, não seja necessária a substituição dos pólos.

E. Análises computacionais de parâmetros elétricos e térmicos

Houveram significativos avanços nos métodos para cálculo dos parâmetros elétricos, adicionalmente ao apoio das ferramentas analíticas disponíveis e da experiência adquirida, tendo como exemplo o método de elementos finitos.

A evolução dos métodos de cálculo, baseados em modelos computacionais de transferência de calor, relativos às bobinas, núcleo e sistema de ventilação, juntamente com modelos para quantificação das perdas, permitiu a previsão das temperaturas com maior precisão e possibilitou correspondente otimização na fabricação do equipamento, a partir de adequada mensuração das margens de projeto frente às garantias acordadas.

Conforme IEEE Std 1147 (2005) testes de desempenho de máquinas mais antigas mostraram que muitas tinham substanciais margens de temperatura em relação às suas garantias. O rebobinamento dessas unidades com sistemas de isolamento mica epóxi permite atingir um aumento de potência de até 15% dentro das garantias de temperatura originais.

A repotenciação do gerador pode incluir também a modernização das proteções, a utilização de sistemas digitais integrados de regulação de tensão e velocidade, e automação, permitindo a operação em condições mais estáveis.

Já a substituição completa do gerador, normalmente, é aplicável quando a capacidade do mesmo é restritiva frente à possibilidade de ganhos significativos de potência na turbina.

CAPÍTULO 4. AVALIAÇÕES E CONSIDERAÇÕES ECONÔMICAS DA REPOTENCIAÇÃO

4.1. ANÁLISE ECONÔMICA DE PROJETOS DE REPOTENCIAÇÃO

A análise econômica para repotenciação de uma PCH é feita utilizando-se os mesmos métodos e ferramentas para a análise econômica de uma usina nova.

Estimados todos os custos envolvidos para cada alternativa considerada, elabora-se o diagrama de fluxo de caixa do empreendimento, com as respectivas receitas (entradas) e despesas (saídas), para análise da viabilidade econômica no horizonte projetado. Sendo que, classicamente, os métodos mais utilizados são; (i) o método do valor presente líquido - VPL (fluxo de caixa descontado); (ii) o método da taxa interna de retorno do investimento - TIR; (iii) o método das mínimas receitas requeridas (ou taxa mínima de atratividade - TMA). Dentre outros métodos como tempo de retorno do investimento simples (*payback simples*), tempo de retorno do investimento com desconto (*payback descontado*), relação benefício/custo e etc.

COPELAND *et al* (2002) apresenta quatro argumentos da superioridade da avaliação de empresas com base no fluxo de caixa: (i) o retorno para o acionista está mais ligado às expectativas do que ao desempenho absoluto; (ii) os níveis de avaliação estão ligados ao capital investido e ao crescimento; (iii) o interesse do mercado não está somente sobre os lucros e concentra-se nos resultados econômicos subjacentes; (iv) o mercado atribui grande importância aos resultados de longo prazo e não só o desempenho de curto prazo.

Normalmente a decisão, do ponto de vista econômico, quanto a melhor alternativa para repotenciação de uma usina, é tomada com a avaliação conjunta dos métodos citados acima.

Na avaliação de viabilidade econômica devem ser excluídos os custos com intervenções, equipamentos e demais questões que não estão intimamente ligados ao processo de repotenciação, bem como inclusive somente a receita obtida com a energia incremental advinda da repotenciação.

Além da receita referente à venda da energia incremental a ser gerada, pode-se somar o aporte de recursos com a comercialização dos créditos de carbono, já que a repotenciação permite adicionar energia limpa e renovável ao sistema elétrico em substituição a geração de energia termelétrica (queima de combustíveis fósseis que emitem gases de efeito estufa na atmosfera).

4.2. MÉTODOS ECONÔMICOS PARA ANÁLISE DE INVESTIMENTOS

Para avaliação econômica da repotenciação pode-se definir um fluxo de caixa considerando o conceito de fluxo de caixa postecipado no período operacional, onde todas as receitas e despesas referentes a um determinado período são concentradas no final deste. O investimento também pode ser considerado como desembolsado no final do período do ano zero.

Em projetos de repotenciação é conveniente utilizar o período operacional mensal ou anual. Sendo que, salvo situações muito particulares, o período mensal se aplica a modalidade reabilitação onde as intervenções e o respectivo retorno do investimento são mais rápidos, e período anual para modalidade ampliação onde, por se tratar de intervenções com custos mais elevados, o retorno do investimento é mais longo.

A Figura 37 apresenta, de forma esquemática, o fluxo de caixa genérico de um projeto de repotenciação. Importante ressaltar que, neste caso, os períodos pré-repotenciação e pós-repotenciação referem-se ao período anterior e posterior ao incremento de energia, respectivamente.

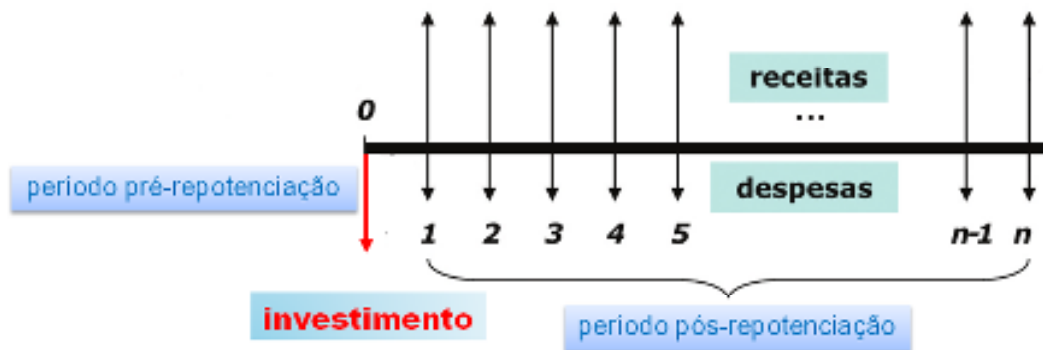


Figura 37: Representação esquemática do fluxo de caixa de um projeto de repotenciação

Como o presente trabalho apresenta um estudo de caso de repotenciação na modalidade ampliação, o período de contabilização das entradas e saídas do fluxo de caixa adotado foi o anual. Assim, sabendo que a receita anual (RA) é correspondente ao produto do montante de energia incremental gerada pelo preço médio de comercialização (R\$/kWh), obtém-se o benefício líquido anual (BA) deduzindo os custos anuais referentes à repotenciação (CA), compostos pelos custos de operação e manutenção (O&M), tributos, seguros, depreciação e amortizações, ou seja: $BA = RA - CA$.

Estabelecido o fluxo de caixa de cada alternativa a ser avaliada utiliza-se os métodos clássicos para análise econômica de empreendimentos hidrelétricos, sendo que os principais, dentre esses, estão resumidos nos subitens que se seguem.

Complementarmente determina-se a *tarifa de equilíbrio*, expressa em R\$/MWh, a qual representa o mínimo valor de venda da energia adicional a ser disponibilizada, durante o horizonte projetado, que equilibra todos os custos envolvidos na repotenciação, ou seja, tarifa que torna nulo o valor presente do fluxo de caixa do projeto, uma vez considerados todos os custos envolvidos, inclusive a recuperação e a remuneração do capital investido.

A determinação da *taxa de desconto* adequada envolve uma discussão, naturalmente mais complexa, sobre o custo do capital próprio, ou taxa mínima de atratividade do investidor e o custo de capital de terceiros. Com efeito, o binômio retorno-risco assume papel preponderante na decisão da alocação do capital e exige uma discussão teórica complexa. É comum adotar-se para determinação da taxa de desconto o custo médio ponderado de capital ou “WACC” (Weighted Average Capital Cost), que resulta da ponderação entre o custo de capital próprio e o custo de capital de terceiros (EPE 2007).

CASAROTTO & KOPITKE (2000) expõe que, ao se considerar uma proposta de investimento deve ser considerado o fato de se estar perdendo a oportunidade de auferir retornos pela aplicação do mesmo capital em outros projetos. A nova proposta deve render, no mínimo, a taxa de juros equivalente à rentabilidade das aplicações correntes e de pouco risco. Esta é, portanto, a *Taxa Mínima de Atratividade – TMA*.

Classicamente o *custo de oportunidade do capital*, ou simplesmente *custo do capital*, é o custo de oportunidade de uso do fator de produção capital, ajustado ao risco do empreendimento, ou seja, corresponde a remuneração alternativa que pode ser obtida no mercado, para empreendimentos na mesma classe de risco. Este é um conceito importante, pois como os recursos financeiros de uma empresa geradora são escassos, seus gestores são responsáveis pela tomada de decisão quanto a melhor alternativa para investir, dentre outras oportunidades.

Outro parâmetro importante para avaliação econômica da repotenciação é a definição da vida útil do empreendimento.

Como já mencionado anteriormente neste trabalho, adotava-se tradicionalmente no setor elétrico o prazo de 50 anos para vida útil de uma usina hidrelétrica, embora a depreciação do investimento seja feita no período de 30 anos. Sendo que, conforme EPE (2007), considerar um ou outro valor não traz diferenças significativas na avaliação econômica da geração hidrelétrica. Com efeito, para a taxa de desconto de 10% ao ano, o fator

de recuperação de capital em 50 anos é apenas 5% inferior ao fator para 30 anos. Essa diferença é ainda menor para taxas de desconto mais elevadas (por exemplo, para a taxa de 15% ao ano, reduz-se para 1,4%).

Ainda conforme EPE (2007), tendo em vista o objetivo de efetuar uma avaliação econômica da geração hidrelétrica antes e após o imposto de renda, na qual, necessariamente deve ser incluída a depreciação, decidiu-se considerar como vida útil das instalações o prazo de 30 anos. Eventual diferença por conta de uma análise de prazo mais longo pode ser interpretada como um benefício adicional à geração hidrelétrica, comparada com outros tipos de empreendimentos de geração.

No que se refere a repotenciação, frente a vida útil remanescente da usina, segundo inciso V, parágrafo 7º, do Art. 26. da lei nº 9.427, de 1996 (Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004), as autorizações e concessões para os acréscimos de capacidade de geração, objetivando o aproveitamento ótimo do potencial hidráulico, poderão ser prorrogadas por prazo suficiente à amortização dos investimentos, limitado a 20 (vinte) anos.

4.3.1. Valor Presente Líquido - VPL (Fluxo de Caixa Descontado)

Segundo GITMAN (1997) trata-se de uma técnica sofisticada de orçamento de capital, obtida subtraindo-se o investimento inicial de um projeto do valor presente das entradas de caixa, descontadas a uma taxa igual ao custo de capital da empresa.

Isto implica que quando o VPL é positivo significa que o projeto em análise tem taxa de remuneração maior que a taxa de juros considerada, devendo ser aceito. Ao contrário, quando o VPL resulta negativo significa que a taxa de remuneração é inferior à taxa de juros considerada, devendo o projeto ser rejeitado ao passo que não apresenta atratividade frente a outras oportunidades de investimento disponíveis no mercado.

Teoricamente o valor presente do fluxo de caixa pode ser descontado tomando como base qualquer período do horizonte projetado, resultando na mesma conclusão.

$$VPL = \sum_{t=0}^n \left[\frac{\text{Fluxo de Caixa}_t}{(1+i)^t} \right] - I \quad (28)$$

onde:

VPL - valor presente líquido;

Fluxo de Caixa_t - fluxo de caixa no período t;

I - investimento inicial (montante a ser aplicado no período zero), considerado negativo por se tratar de um desembolso;

i - taxa de juros;

n - número de períodos considerados.

Para descontar o fluxo de caixa utiliza-se o chamado fator de valor presente - FVP (i,t), considerado para um série uniforme, dentro do horizonte de t períodos e a uma taxa de juros i.

$$FVP = \frac{1}{(1+i)^t} \quad (29)$$

4.3.2. Taxa Interna de Retorno do Investimento - TIR

Por definição a Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de desconto que faz com que o VPL de uma oportunidade de investimento iguale-se a zero. Em outras palavras SILVA (2009) define que a Taxa Interna de Retorno é a taxa de retorno necessária para igualar o valor do investimento (valor presente) com seus respectivos retornos futuros ou saldos de caixa.

Assim, a partir da equação 28, obtém-se a equação da TIR:

$$0 = \sum_{t=0}^n \left[\frac{FC_t}{(1+TIR)^t} \right] - I \quad (30)$$

Como critério de decisão, STALLA (2000) esclarece que, se a TIR de um projeto for maior que o custo de capital para financiá-lo, o projeto irá agregar valor ao acionista e, assim, deve ser aceito. Entretanto, se a TIR do projeto for inferior ao custo de capital do financiamento, o projeto deve ser abandonado.

4.3.3. Tempo de Retorno do Investimento Simples (*Payback Simples*)

O método do tempo de retorno do investimento indica quantos anos haverá a recuperação do investimento em um projeto.

De acordo com STALLA (2000) este método apresenta como vantagens: simplicidade de cálculo, significado intuitivo e mede a liquidez do projeto. Entretanto, apresenta como desvantagem o fato de ignorar os fluxos de caixa que são gerados após o período de *payback*.

Como critério de utilização do Tempo de Retorno do Investimento Simples como ferramenta de tomada de decisão GITMAN (1997) define: “Se o período de *payback* for menor que o período de *payback máximo* aceitável, aceita-se o projeto; se o período de *payback* for maior que o período de *payback máximo* aceitável, rejeita-se o projeto”.

Ressalta-se que este método desconsidera o custo do capital (valor do dinheiro no tempo).

Portanto é a empresa geradora que definirá preliminarmente, dentro das suas estratégias de negócio, o prazo máximo tolerado para o retorno do investimento na repotenciação, para comparações entre alternativas considerando este método.

Tem-se que:

$$TRIs = I/BA \quad (31)$$

onde:

TRIs - tempo de retorno do investimento simples;

I - investimento total;

BA - benefício líquido anual.

4.3.4. Tempo de Retorno do Investimento com Desconto (*Payback Descontado*)

Conforme STALLA (2000) o método do Tempo de Retorno do Investimento com Desconto - TRId define o número de anos que se leva para recuperar o custo de um investimento a partir do valor presente do fluxo de caixa gerado pelo projeto, utilizando o custo de capital do projeto como taxa de desconto.

Assim o método do TRId é semelhante ao método do TRIs, com a vantagem que considera o valor do dinheiro no tempo (o benefício líquido anual é trazido para valor presente aplicando-se uma atualização segundo a taxa de juros considerada), ou seja, desconta o fluxo de caixa do projeto.

Graficamente tem-se que, plotando o Valor Presente Líquido Acumulado em função do tempo, o ponto que a curva corta o eixo das abscissas corresponde ao Tempo de Retorno do Investimento com Desconto.

A Figura 38 ilustra, como exemplo, as curvas do VPL para as PCHs Garimpo da Sibéria e Pancada Grande, cujos TRId são 9 anos e um mês e 23 anos e dois meses, respectivamente.

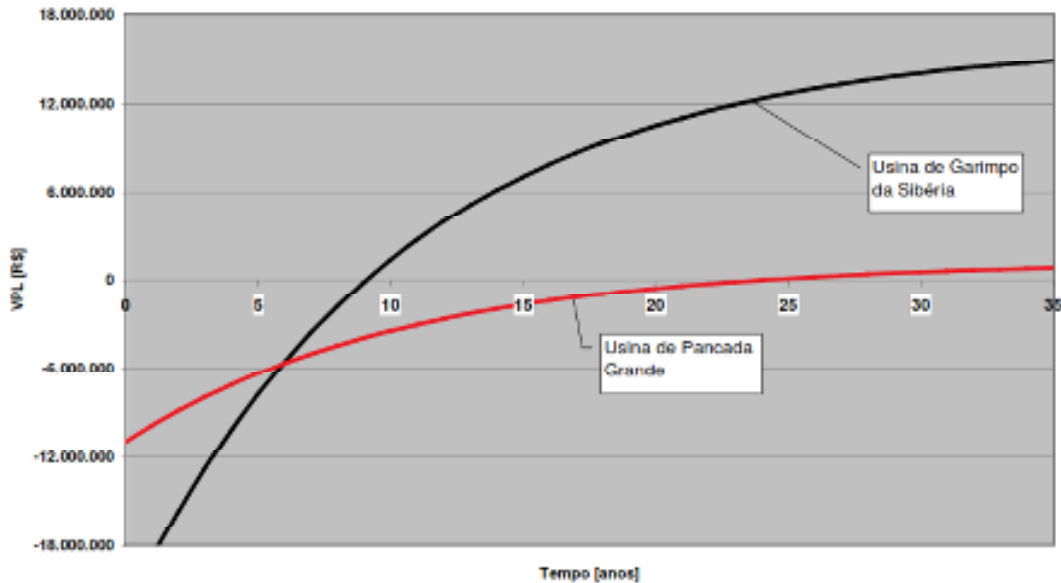


Figura 38: Tempo de Retorno do investimento com desconto (BASTOS, 2002)

4.3.5. Relação Benefício/Custo

A relação entre benefício e custo, compara o valor presente dos benefícios líquidos com valor presente do respectivo investimento no projeto. Matematicamente tem-se:

$R_{c/b} = BA/I$. Conclui-se que projetos com uma proporção menor que 1 são geralmente descartados.

4.4. ESTRUTURA DOS CUSTOS ENVOLVIDOS NA REPOTENCIAÇÃO

A estrutura dos custos envolvidos na repotenciação de uma usina depende da modalidade de repotenciação que a mesma será submetida. No entanto, devido à falta, principalmente, de um banco de dados nacional integrado de projetos de usinas repotenciadas, tem-se na literatura técnica apenas modelos de estruturas de custo estimados teoricamente.

Reconhecidamente, de uma forma bem sintética, divide-se em três os principais itens de custo que compõem o investimento em uma usina: (i) *equipamentos eletro-mecânicos*; (ii) *obras civis*; e (iii) *sócios-ambientais*. Esta divisão também se aplica a repotenciação, obviamente com custos relativamente menores devido à inexistência de custos que não existem em usinas já construídas.

A Tabela 12 apresenta a atual estrutura de custos para investimentos em usinas hidrelétricas novas (UHE, PCH e CGH) e, para título de comparação, a Tabela 13 apresenta a composição de custos, especificamente, para uma pequena usina hidrelétrica.

Tabela 12: Composição atual dos custos de uma usina hidrelétrica

Item de Custo	% do Custo total
Custo direto	85,5%
Meio Ambiente	13,3%
Obras civis	40,6%
Equipamentos	31,6%
Custo indireto	14,5%
Custo total	100%

Fonte: EPE (2007)

Tabela 13: Composição atual dos custos de uma PCH¹⁶

Item de Custo	Custos médios (US\$/kW)	Custos médios (R\$/kW)	% do Custo total
Obras civis e componentes hidromecânicos	434	795	42
Componentes eletromecânicos, acessórios e linhas de transmissão	310	568	30
Equipamentos diversos	21	38	2
Custos indiretos	175	320	17
Custos financeiros	93	170	9
Custos Totais	1.033	1.891	100

Fonte: Adaptado de TIAGO & CAETANO (2004)

A. Custos com equipamentos eletro-mecânicos

Compreende os custos, principalmente, com: repotenciação de turbinas e geradores; substituição de turbinas e geradores; ensaios, montagem e comissionamento de turbinas e geradores; substituição de transformadores e; equipamentos elétricos acessórios;

B. Custos com obras civis

Engloba os custos, principalmente, com: obras civis para alteração, ampliação ou adição de casas de máquinas, circuitos hidráulicos e subestações; execução de estruturas civis e hidráulicas provisórias; alteamento da barragem; construção de estradas de acesso; relocações (circuitos hidráulicos, casa de máquinas, estradas, pontes, subestação e etc); demais relocações (estradas, pontes e etc) e; alteração ou adição de hidromecânicos (comportas, grades, válvulas, etc).

¹⁶ Considerando o câmbio de US\$ 1,00 = R\$ 1,8308 (abril de 2012)

C. Custos sócios-ambientais

Inclui custos, principalmente, com: aquisição de terrenos e benfeitorias para a ampliação da área alagada do reservatório (no caso de alteamento da barragem), estruturas adicionais (circuito hidráulico e casa de máquinas) e áreas de empréstimo; desassoreamento do reservatório; recomposição ou relocação de infra-estrutura local e; ações ambientais (mitigadoras, compensatórias e potencializadoras).

4.4.1. Custos envolvidos na Repotenciação de uma PCH

4.4.1.1. Custo de Investimento

É difícil estabelecer um valor que possa ser tomado como investimento típico em um projeto de repotenciação. Na Tabela 14 são apresentados alguns dados disponíveis na literatura, referentes à composição dos custos parciais envolvidos na repotenciação de usinas.

A partir do estudo de caso da PCH Lajeado, considerando os custos de investimento para as suas 4 (quatro) alternativas de repotenciação, todas na modalidade ampliação, obteve-se um valor médio de investimento de 2.365 R\$/kW.

Este valor é convergente com o estudo realizado pela CEMIG, para repotenciação de 23 de suas PCHs, o qual, conforme BARROSO (2009), indicou um investimento de 2.923¹⁷ R\$/kW.

Tabela 14: Custos de Repotenciação (VEIGA, 2001)

Repotenciação	Ganho (kW médio)	Custo (R\$/kW)
Circuito Hidráulico	até 1%	200
Turbina	2% a 15 %	300 a 700
Gerador	20 a 30 %	200 a 600

Especificamente em relação às PCHs participantes do PROINFA, o MME registra custos médios de investimento na ordem de 1.800 US\$/kW (EPE, 2007), ou seja, um investimento equivalente a 3.295¹⁸ R\$/kW atualmente.

Através de estudo realizado pela EPE (2007) chegou-se a um custo de investimento parametrizado para usinas hidrelétricas (UHE e PCH) entre 800 e 1.500 US\$/kW, ou seja,

¹⁷ Valor preliminar não revisado a nível de Projeto Básico, o qual passaria ainda por otimização de engenharia. Também não foram considerados os ganhos decorrentes de custos evitados com reformas e substituições de equipamento em final de vida útil.

¹⁸ Considerando o câmbio de US\$ 1,00 = R\$ 1,8308 (abril de 2012).

aproximadamente 1.465¹⁹ e 2.746²⁰ R\$/kW, respectivamente, com um custo de operação e manutenção (incluindo seguro das instalações) de 4,20 R\$/MWh. Já a pesquisa realizada por TIAGO & CAETANO (2004), com base na planilha de custo de 63 projetos de PCHs no Brasil, resultou em um custo médio de implantação de 1.033 US\$/kW (aproximadamente 1.891²¹ R\$/kW atualmente).

Deve-se atentar também para a capacidade, estado e extensão do sistema de transmissão associado (conexão), pois custos adicionais com linhas de transmissão para transporte da energia incremental a ser disponibilizada pela repotenciação, principalmente em regiões com dificuldades geográficas, podem aumentar e até inviabilizar o investimento.

CANALES & BELUCO (2008) fizeram um estudo para elaboração de curvas paramétricas de custos para minicentraís²² hidrelétricas na Nicarágua, baseado em 18 estudos de pré-viabilidade com custos e experiências prévias neste país e outros países da região da América Central, chegando ao custo médio de aproximadamente 5.000 US\$/kW (equivalente a 9.154²³ R\$/kW). Os autores concluíram que este valor, considerado alto, possivelmente se justifica pela inclusão do custo das linhas de transmissão e as dificuldades geográficas próprias da eletrificação rural.

Tanto a produção de energia como os custos de investimento diferem consideravelmente dependendo da queda da planta. Claramente o custo por kW instalado não é o único parâmetro interessante, uma vez que sozinho não pode determinar se a planta é rentável. O custo médio por kWh produzido, como uma função da queda e de energia, também teriam que ser levados em consideração (ESHA, 2011). Desta afirmação pode-se inferir que ganhos de queda contribuem substancialmente para viabilizar o investimento na repotenciação.

4.4.1.2. Custo com Estudos e Projetos

GYORI (2007) afirma que o custo de projeto representa 7% do custo total.

4.4.1.3. Custos de Aquisição e Reforma

As metodologias utilizadas para elaboração de estimativas de custos para centrais hidrelétricas são baseadas na utilização de *curvas de custos* ou *planilhas eletrônicas de*

¹⁹ Considerando o câmbio de US\$ 1,00 = R\$ 1,8308 (abril de 2012).

²⁰ Considerando o câmbio de US\$ 1,00 = R\$ 1,8308 (abril de 2012).

²¹ Considerando o câmbio de US\$ 1,00 = R\$ 1,8308 (abril de 2012).

²² Potência inferior a 1MW.

²³ Considerando o câmbio de US\$ 1,00 = R\$ 1,8308 (abril de 2012).

custos. Estas últimas, atualmente, são organizadas de acordo com o *Plano de Contas Padrão ELETROBRÁS*, para usinas hidrelétricas.

Os *preços unitários* para composição das estimativas de custo dos serviços, estruturas civis e hidráulicas e equipamentos, que fundamentam a avaliação econômica da repotenciação, deverão ser obtidos de banco de dados atualizados ou através de consultas específicas a empreiteiras, fabricantes ou fornecedores de equipamentos, inclusive os respectivos impostos, taxas, transporte e seguro, montagem, supervisão e testes de comissionamento.

Para levantamento dos custos dos serviços e obras civis, cujos respectivos quantitativos são obtidos a partir do arranjo estudado, pode-se lançar mão do programa SISORH – Sistema para Elaboração de Orçamento de Obras Civis de Usinas Hidrelétricas, disponibilizado no site da ELETROBRÁS, com acesso a banco de preços com data base de referência de orçamento que permite relativa confiabilidade.

Segundo GYORI (2007) o custo que envolve a aquisição de equipamentos deve considerar: impostos: 15%; transporte e seguro: 5%; montagem e teste: 10%. Incidindo sobre o preço de venda desses equipamentos.

Para repotenciação os custos de aquisição ou reforma dos equipamentos eletromecânicos principais (turbina e gerador) são os mais importantes, ao passo que concentram, normalmente, a maior parte dos investimentos, influenciando diretamente na viabilidade do projeto. Somam-se a estes custos os equipamentos auxiliares, como transformador, regulador de velocidade e etc.

OGAYAR & VIDAL (2009), em estudo realizado para determinação do custo dos equipamentos eletromecânicos em uma pequena central hidrelétrica, obtiveram equações que facilitam a determinação do custo dos equipamentos eletromecânicos em função da queda líquida e potência instalada. Estas expressões foram particularizadas para os tipos mais comuns de turbinas (Pelton, Francis, Kaplan e semiKaplan), limitadas a uma faixa de potência inferior a 2 MW, as quais se ajustaram muito bem aos custos originais (R^2 superiores a 75%).

Na Tabela 15 são apresentadas as referidas equações de custo para turbinas, com respectiva margem de erros e coeficiente de correlação. Já a Figura 39 exemplifica a representação gráfica do custo de uma turbina Francis, em função da potência e da queda líquida.

Tabela 15: Equações de custo para turbinas (OGAYAR & VIDAL, 2009)

Turbine type	Cost function (€/kW)	Error range (%)	R ² (%)
Pelton	(21) $COST = 17.693P^{-0.3644725}H^{-0.281735}$	-23.83, +20.015	93.16
Francis	(22) $COST = 25.698P^{-0.560135}H^{-0.127243}$	+22.27, -15.83	72.26
Kaplan	(23) $COST = 33.236P^{-0.58338}H^{-0.113901}$	+23.50, -18.53	91.70
SemiKaplan	(24) $COST = 19.498P^{-0.58338}H^{-0.113901}$	+23.50, -18.53	91.72

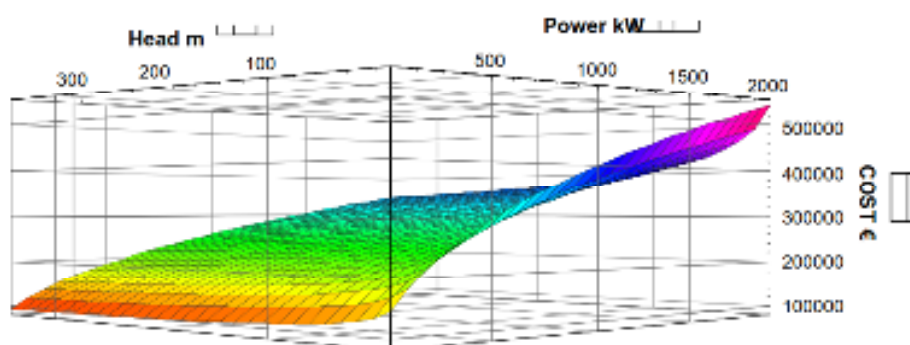


Figura 39: Representação gráfica do custo de uma turbina Francis (OGAYAR & VIDAL, 2009).

4.4.1.4. Juros

Os juros durante as intervenções de repotenciação correspondem ao valor que se agrega ao custo total da obra de forma a torná-la economicamente equivalente a um desembolso único referido a data de início de retorno da operação comercial da usina.

Igualmente para construção de novas usinas, para projetos de repotenciação a taxa de juros é parametrizada entre 8 e 15%.

Tomando como referência os projetos financiados pelo Banco Nacional do Desenvolvimento - BNDS, que visem à diversificação da matriz energética nacional, através das Energias Alternativas, os seguintes parâmetros financeiros são aplicados atualmente (abril, 2012):

- Custo financeiro: Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP: 6% a.a (abril a junho);
- Remuneração Básica do BNDES: 0,9% a.a.;
- Taxa de Risco de Crédito: até 3,57% a.a., conforme o risco de crédito do cliente;

- Taxa de Intermediação Financeira: 0,5% a.a. somente para grandes empresas; MPMEs estão isentas da taxa;
- Prazo de Amortização: até 16 anos.

4.4.1.5. Custo de Indisponibilidade

O custo de indisponibilidade deve ser levado em consideração na análise econômica de um projeto de repotenciação. Como o tempo de indisponibilidade parcial ou integral da usina, durante as intervenções, está diretamente relacionado a modalidade de repotenciação, o custo de indisponibilidade poderá pesar substancialmente no custo total de uma alternativa, podendo até inviabilizá-la.

O período de indisponibilidade da usina, para repotenciação, é relativamente curto se comparado ao tempo necessário para construção de uma nova usina. No caso de PCHs podendo variar, teoricamente, de 2 a 12 meses.

Deve-se mensurar o tempo e respectivo custo de indisponibilidade da usina, levando em conta também a capacidade de fornecimento do mercado, tanto para os equipamentos e respectivos componentes, quanto para os insumos das obras. Atualmente, devido ao aquecimento do mercado, o tempo para projeto, fabricação e instalação de equipamentos, como turbinas por exemplo, pode levar de 8 a 12 meses.

4.4.1.6. Custos com Operação e Manutenção - O&M

Os custos operacionais são compostos, basicamente, dos custos fixos e variáveis de operação e de manutenção - O&M. Tradicionalmente as despesas com o seguro das instalações também são consideradas como custos operacionais.

Já foi amplamente discutido no presente trabalho os fatores que elevam os custos de O&M em usinas hidrelétricas, com o passar do tempo. Portanto, considerando que após a repotenciação os custos específicos de manutenção podem ser reduzidos significativamente, principalmente os referentes a reposições e reparos nos equipamentos principais da usina, incluindo sistema de transmissão associado (conexão), nas avaliações econômicas, dependendo da modalidade de intervenção, os custos de O&M podem ser considerados os mesmos de uma usina nova.

Partindo de premissas adotadas EPE (2007) estimou que os custos operacionais, ou de forma mais abrangente, os custos relacionados à operação de uma usina hidrelétrica, são: operação e manutenção entre 3,85 e 6,38 R\$/MWh e seguro entre 0,26 e 0,29 R\$/MWh.

A ESHA (2011) apresenta que os custos de O&M, incluindo reparos e seguros, pode representar 1,5-5% dos custos de investimento.

No estudo de caso da PCH Lajeado utilizou-se o valor de 8,00²⁴ R\$/MWh para os custos de O&M, baseado no conhecimento dos valores históricos de O&M da usina e das particularidades da mesma.

4.4.1.7. Custos com Encargos Setoriais

Os custos com encargos setoriais são compostos, basicamente, pela tarifa de uso do sistema de transmissão – TUST, a taxa de fiscalização realizada pela ANEEL (lei nº 9.427/96) e a obrigação de aplicação de recursos em programas de pesquisa e desenvolvimento – P&D (Tabela 16).

Os valores dos encargos a serem pagos são determinados pelas tarifas de uso, calculadas utilizando-se a metodologia nodal estabelecida na Resolução ANEEL nº 281, de 1999, e publicadas por meio das Resoluções ANEEL nº 244, de 28 de junho de 2001 (tarifas de uso do sistema de transmissão) e 286, de 1 de outubro de 1999 (tarifas de uso dos sistemas de distribuição), tendo como parâmetros o local de conexão e o porte do uso. O faturamento é feito diretamente pelas empresas de transmissão e de distribuição, a partir das informações adequadas (ANEEL, 2003).

Tabela 16: Principais encargos setoriais para PCHs

Encargos setoriais	Valores	Unidade
Custo de acesso e uso da rede (TUST)	definido pela ANEEL	R\$/MWh
Taxa de fiscalização (ANEEL)	0,5 (da receita)	%
Investimento em pesquisa e desenvolvimento	1 (da receita líquida)	%

Fonte: EPE (2007)

4.4.1.8. Impostos e Tributos

Os impostos e tributos incidentes sobre a atividade de geração de energia podem ser divididos em dois grupos: (i) os incidentes sobre a receita: PIS, COFINS e CPMF; e (ii) os incidentes sobre o resultado, que têm como base de cálculo o lucro líquido: Imposto sobre a Renda - IR e a Contribuição Social - CSLL. As alíquotas aplicáveis no setor de geração estão indicadas na Tabela 17.

²⁴ Referente ao ano de 2010.

Tabela 17: Imposto e tributos incidentes

Impostos sobre a receita	Valores (%)
Alíquota do PIS	1,65
Alíquota da COFINS	7,60
Alíquota da CPMF	0,38
Impostos sobre os resultados	Valores (%)
Alíquota do IR	25,00
Alíquota da CSLL	9,00

Fonte: EPE (2007)

CAPÍTULO 5. ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA, ECONÔMICA E AMBIENTAL DA REPOTENCIAÇÃO

Já no primeiro momento do diagnóstico para os estudos da repotenciação é de extrema importância confrontar a documentação técnica básica de todo o empreendimento (projetos, manuais, dados e demais informações) com o histórico das manutenções efetuadas, para confirmar a eventual necessidade de refinamentos técnicos com levantamentos, medições, testes e correlatos estudos especializados para definir os parâmetros técnicos que irão direcionar a decisão quanto à extensão das intervenções.

Quando iniciado o processo de diagnóstico e avaliações visando um potencial processo de repotenciação, subentende-se que já foi superada a etapa de emprego de procedimentos de manutenção preventiva, reduzindo as manutenções corretivas e consequentemente minimizando as paradas não programadas (redução de perdas na geração), buscando confiabilidade na operação e eficiência na geração. Mas existem casos, principalmente quando falamos de PCHs antigas, que este fim só será efetivamente alcançado após concluído o processo de repotenciação, devido ao intenso estado de envelhecimento e desgaste dos equipamentos e circuitos hidráulicos, além da obsolescência dos sistemas de supervisão, comando, controle e proteções elétricas e mecânicas.

Em usinas antigas, sobretudo nas que passaram pela gestão de vários proprietários, é comum deparar-se com a falta de documentação técnica histórica remanescente. Nestas condições, o estudo de viabilidade técnica, econômica e ambiental da repotenciação depende de avaliações preliminares sobre o estado e comportamento dos equipamentos eletromecânicos, circuitos hidráulicos e estruturas civis, bem como do levantamento do efetivo potencial hidráulico disponível, o que permitirá definir o ganho com a repotenciação.

Tendo em vista que um estudo de viabilidade demanda recursos, já nas avaliações técnicas preliminares pode-se simular os potenciais ganhos com a repotenciação. Neste caso, inicia-se por uma análise teórica dos benefícios energéticos, de forma simples e com baixo custo. Consolidada esta primeira aproximação pode-se refiná-la em uma segunda análise ou partir para a realização do efetivo estudo de viabilidade.

A aplicabilidade das etapas de hierarquização das avaliações técnico-econômicas depende das particularidades de cada empreendimento, da realidade econômica e estratégias de negócio da empresa geradora e da disponibilidade de informações técnicas confiáveis.

As explanações sobre a análise técnica e econômica da repotenciação de uma PCH, desenvolvidas nos capítulos precedentes, resultaram na proposta de um *Modelo para Análise*

da Viabilidade Técnica, Econômica e Ambiental da repotenciação de PCHs, sintetizado no Fluxograma apresentado na Figura 40.

É importante ressaltar que, apesar do *Modelo* proposto contemplar as questões ambientais, o presente trabalho se restringe a discutir profundamente a viabilidade da repotenciação somente nos seus aspectos técnicos e econômicos, ao passo que o licenciamento ambiental da repotenciação segue as mesmas diretrizes da regulamentação vigente para empreendimentos novos. Além disso, excluindo casos onde há aumento do nível operativo do reservatório (aumento de área alagada) ou casos excepcionais, os aspectos ambientais não configuram como restrições que podem efetivamente inviabilizar um projeto de repotenciação.

5.1. SIMULAÇÃO DO GANHO MÁXIMO TEÓRICO COM A REPOTENCIAÇÃO

Consiste em uma primeira aproximação (estimativa) do ganho energético, considerando como hipótese simplificadora a possibilidade de alcance do rendimento máximo teórico para os grupos geradores. O que pode ser combinado com a hipótese de aproveitamento ótimo das vazões afluentes e quedas disponíveis.

O referido rendimento máximo teórico corresponde ao nível tecnológico dos novos equipamentos - disponíveis no mercado. Atualmente pode ser considerado o valor de 0,92 para o rendimento máximo teórico de um grupo gerador, ou seja, 0,94 e 0,98 para rendimento da turbina e do gerador, respectivamente.

São utilizados como dados de entrada as informações técnicas disponíveis prontamente para simulação preliminar, o que permitirá a definição das características dos grupos repotenciados e a projeção dos ganhos energéticos e econômicos. Os custos da repotenciação também são estimados nessa etapa.

Os dados de entrada, indispensáveis, são compostos pela hidrologia local (vazões características), dados de placa das unidades geradoras, dados operacionais históricos (potências, rendimentos, níveis de montante e jusante, energia gerada, fator de disponibilidade, etc). Na ausência de informações técnicas que configurem em dados de entrada para simulação do ganho máximo teórico, dependendo do parâmetro considerado, pode-se utilizar dados de literatura para uma primeira aproximação.

Já nesta etapa preliminar são levantadas as restrições técnicas, dentre as quais as restrições ambientais que, eventualmente, poderiam limitar as intervenções ou mesmo inviabilizá-las, resultando na indicação da melhor *modalidade de repotenciação* para usina.

Se esta primeira aproximação indicar potencial viabilidade técnica, econômica e ambiental, então devem ser definidos os levantamentos, testes e estudos especializados complementares, necessários para subsidiar o efetivo estudo de viabilidade para repotenciação.

5.2. ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA, ECONÔMICA E AMBIENTAL DA REPOTENCIAÇÃO

Em posse dos resultados dos levantamentos, testes e estudos complementares realizados, e com o conhecimento criterioso do estado atual dos equipamentos e da vida útil residual dos mesmos, pode-se definir a *modalidade de repotenciação (reabilitação, revitalização ou ampliação)* a ser realizada.

No que se refere ao estudo da viabilidade técnica e econômica da repotenciação, a base de dados técnicos de referência é composta:

- Pelo estudo hidrológico atualizado;
- Pela confirmação da planialtimetria local do empreendimento;
- Pelas curvas características dos grupos geradores (rendimento x vazão; rendimento x potência; potência x vazão), obtidas nos ensaios de comportamento;
- Pelas grandezas geométricas, características e parâmetros originais das unidades geradoras (projeto executivo, dados de placa, etc);
- Pelas perdas hidráulicas no circuito de adução;
- Pelos dados históricos da usina (geração, níveis operativos, fator de disponibilidade, manutenções, comissionamentos e etc).

Estabelecida a base de dados, introduz-se as restrições técnicas impostas pelas particularidades do empreendimento (condições de contorno).

Finalmente define-se as alternativas técnicas para repotenciação da usina, cujas avaliações energético-econômicas permitirão concluir qual a melhor, ou seja, qual será a extensão das intervenções, correspondentes ganhos energéticos e respectivos custos e benefícios econômicos.

Através do estudo ambiental, fundamentado pelas avaliações especializadas e pelos levantamentos de campo, atendendo também aos critérios legais dos respectivos órgãos

ambientais, são definidas as compensações e mitigações dos impactos negativos e potencialização dos impactos positivos. O que permite mensurar também os custos e benefícios sócio-ambientais.

Pode-se afirmar que a variável que mais influencia na tomada de decisão, quanto à viabilidade ou não de um projeto de repotenciação, é a econômica, ao passo que as restrições ambientais - na maioria dos casos - são mínimas, diferentemente do caso de uma usina nova, onde as barreiras ambientais configuram-se no principal obstáculo para se obter o licenciamento e conseqüentemente é a variável que pode inviabilizar facilmente empreendimentos energéticos.

As variáveis econômicas e os índices de mérito (sensibilidade), obtidos nas análises técnico-econômicas, são utilizados para escolha da melhor alternativa de repotenciação, dos quais pode-se destacar o: *Ganho Real de Potência (kW)*, *Ganho de Energia (MWh)*, *Ganho de Energia Assegurada (MWh)*, *Custo Total para Geração da Energia Adicional (R\$/MWh)*, *Custo total para Incremento de Potência (R\$/kW)*, *Custo de Indisponibilidade (R\$)*, *Valor Presente Líquido – VPL*, *Taxa Interna de Retorno – TIR*, *Tempo de Retorno do Investimento e Relação Receita-Custo*.

Se existirem várias usinas candidatas a repotenciação, as mesmas variáveis e índices, citados acima, servem para escolha ou hierarquização das melhores oportunidades.

Se os resultados confirmarem a viabilidade técnica, econômica e ambiental da repotenciação o próximo passo, conforme legislação vigente é fazer o requerimento de autorização da ANEEL para ampliação, modificação ou recapacitação, assinado pelo representante legal da empresa, com apresentação do respectivo estudo ou projeto básico (quando couber). Obtida a referida autorização da ANEEL deve-se proceder com o licenciamento ambiental.

Caso não se verifique a viabilidade técnica e econômica para repotenciação, obviamente, restarão as opções gerenciais: *Manutenção e Prosseguimento Operacional* ou *Desativação (Descomissionamento da usina)*.

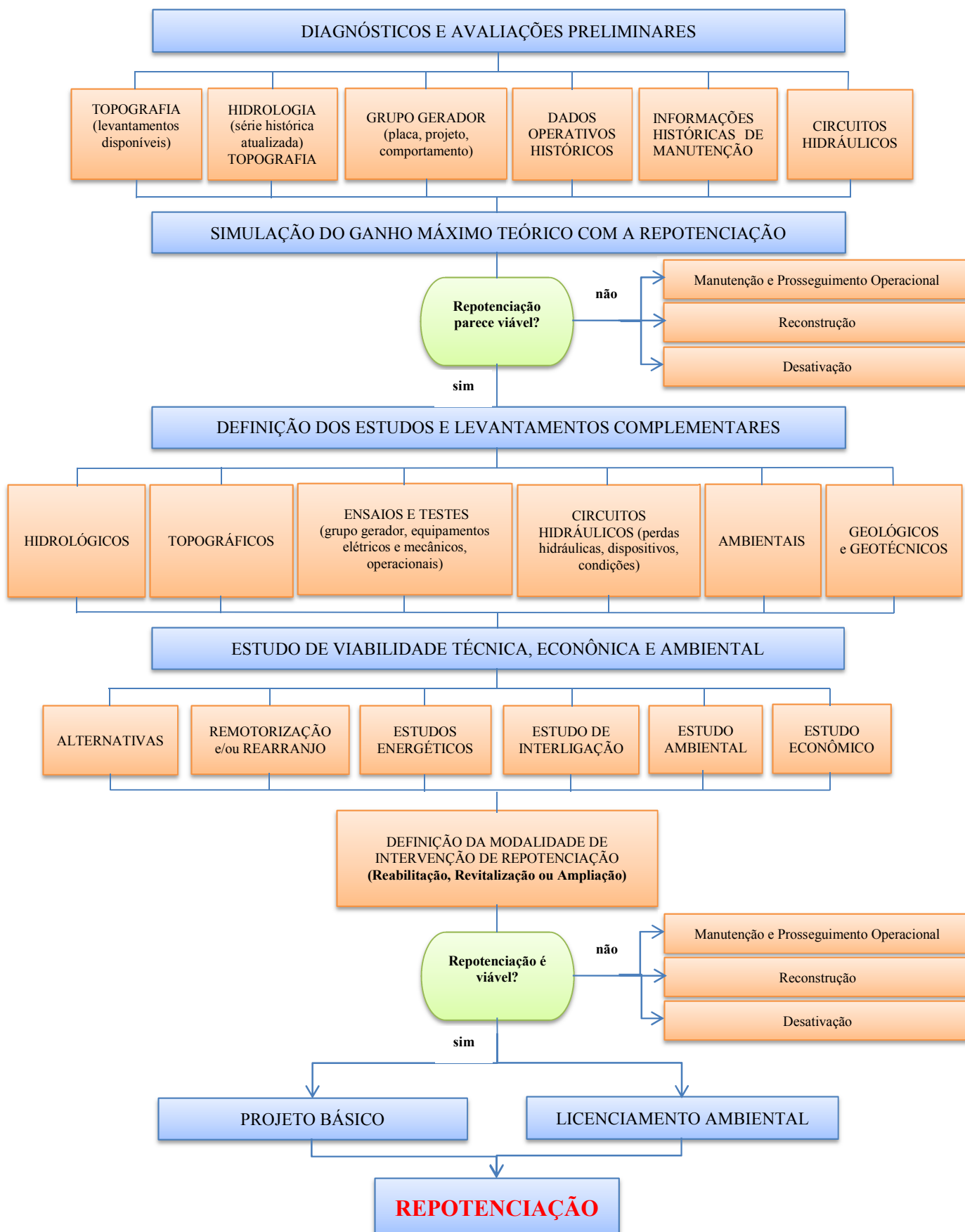


Figura 40: Modelo para Análise da Viabilidade Técnica, Econômica e Ambiental da repotenciação de PCHs

CAPÍTULO 6. ESTUDO DE CASO

A metodologia proposta será aplicada a uma PCH em operação, a qual passou pelas etapas preliminares de estudos e levantamentos complementares, para posterior consolidação do estudo especializado de repotenciação, resultando em uma validação experimental do modelo proposto para análise da viabilidade de um projeto desta natureza.

6.1. LOCALIZAÇÃO E DESCRIÇÃO GERAL DA USINA

A PCH Lajeado, construída em 1971 pelas Centrais Elétricas de Goiás – CELG, gerida pela concessionária Alvorada Energia S/A, a qual foi adquirida pela Enel Brasil Participações Ltda (holding controladora) em 2006, está implantada na margem direita do ribeirão Lajeado, inserido na bacia hidrográfica do rio Tocantins-Araguaia (bacia 2; sub-bacia 23), com uma área de drenagem de 514 km².

Esta usina localiza-se no município de Lajeado, estado do Tocantins, precisamente nas coordenadas 9°50'08.72" S e 48°17'37.82" W (UTM 8.911.135,01 E e 797.041,19 N), distante aproximadamente 57,45 km da capital Palmas. O acesso à usina, partindo de Palmas - TO, é pela rodovia TO-010 no sentido da cidade de Lajeado (trecho em asfalto), percorrendo aproximadamente 45 km até a margem esquerda do ribeirão Lajeado, seguindo a direita por estrada de terra no sentido Serra do Lajeado, percorrendo aproximadamente uma distância de 12,45 km até a sua casa de força.

A PCH Lajeado é uma usina a fio d'água, com características de uma central de desvio, atualmente com 1,8 MW de potência de concessão, cujo arranjo geral é constituído por uma barragem com vertedor integrado na parte central (tipo soleira livre), tomada d'água, canal e galeria de adução, câmara de carga, conduto forçado, casa de máquinas com um grupo gerador e bacia de dissipação natural. A geração histórica média é de 13.747²⁵ MWh ano.

A casa de máquinas está localizada junto à margem direita do ribeirão Lajeado e foi construída em alvenaria com um único piso, abrigando um grupo gerador composto por turbina do tipo Francis simples de eixo horizontal e gerador elétrico síncrono. Já a subestação é desabrigada e está localizada em frente à casa de máquina.

²⁵ Informação fornecida pela área de operação da ENEL, referente a dados históricos considerando o período de 2002 a 2011 (10/abril/2012).

6.2. SIMULAÇÃO DO GANHO MÁXIMO TEÓRICO COM A REPOTENCIAÇÃO

Desde 1972, quando a concessão para aproveitamento hidráulico de um trecho do Ribeirão Lajeado Grande foi outorgada, até 1990, a propriedade da PCH Lajeado pertencia a Centrais Elétricas de Goiás S.A. – CELG. A qual foi transferida em 1990 para a Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS, após a criação do estado. Posteriormente, devido à desvinculação das atividades da CELTINS (atualmente empresa de distribuição de energia), em 2006 a concessionária gestora do empreendimento, denominada Alvorada Energia S.A, foi adquirida pela Enel Brasil Participações Ltda.

Devido a essas transições de proprietários, grande parte da documentação técnica histórica da usina se perdeu, restando apenas informações técnicas básicas e remanescentes escassos dos projetos. Sendo assim, não houve simulação do ganho máximo teórico de um potencial processo de repotenciação da usina.

Contudo, sabendo do subaproveitamento das vazões disponíveis e da existência de uma alta queda bruta, atípica para região, definiu-se os estudos complementares a serem realizados para conhecimento, mais profundo, das características técnicas da usina, objetivando, conjuntamente, melhorar a gestão de O&M e subsidiar o estudo de repotenciação.

Importante destacar que o subaproveitamento do potencial hidráulico local foi constatado de forma expedita, em um primeiro momento, pela observação de significativo vertimento de água em alguns meses do ano, conjugado com a possibilidade de ganho de queda a jusante da casa de máquinas.

6.3. ESTUDOS E LEVANTAMENTOS COMPLEMENTARES

6.3.1. Estudo Hidrológico

No final do ano de 2007 foi contratada a elaboração de um estudo hidrológico completo para PCH Lajedo, conforme as considerações técnicas explanadas no item 3.3.1. O referido estudo consistiu no levantamento da base de informações hidrometeorológicas, na determinação de características físicas e climáticas, no cálculo das precipitações e vazões características da bacia hidrográfica onde está inserido o empreendimento, bem como das lâminas de evaporação e evapotranspiração.

A seguir são apresentados, resumidamente, somente os resultados indispensáveis para as avaliações da repotenciação.

6.3.1.1. Caracterização da Bacia Hidrográfica

A bacia de drenagem da PCH Lajeado foi determinada com uso do Modelo Numérico de Terreno (MNT) denominado SRTM (Shuttle Radar Topography Mission) e cartas topográficas oficiais do IBGE que abrangem toda a região em estudo.

A bacia de drenagem da PCH Lajeado apresenta as seguintes características: *Área de Drenagem*: 514 km²; *Perímetro*: 118 km; *Comprimento do ribeirão Lajeado*, da sua nascente até o barramento da PCH: 51,56 km; *Fator de Forma (F)*: 0,10; *Fator de Compacidade (C)*: 1,46; *Densidade de drenagem (D_D)*: 1,10 km/km²; *Tempo de concentração (TC)*: 9,96 horas; *Altitude Máxima*: 715 m, *Altitude Média*: 520 m e *Altitude Mínima*: 326 m.

A classificação da rede de drenagem foi realizada segundo os padrões de drenagem Cristofoletti, o que permitiu classificar a bacia do ribeirão Lajeado como dendrítica.

Essas características fisiográficas indicam que a bacia é bem drenada, está menos sujeita a enchentes e tem uma forma relativamente irregular e alongada.

6.3.1.2. Estudos Pluviométricos

O estudo das precipitações buscou caracterizar o regime pluviométrico na bacia hidrográfica.

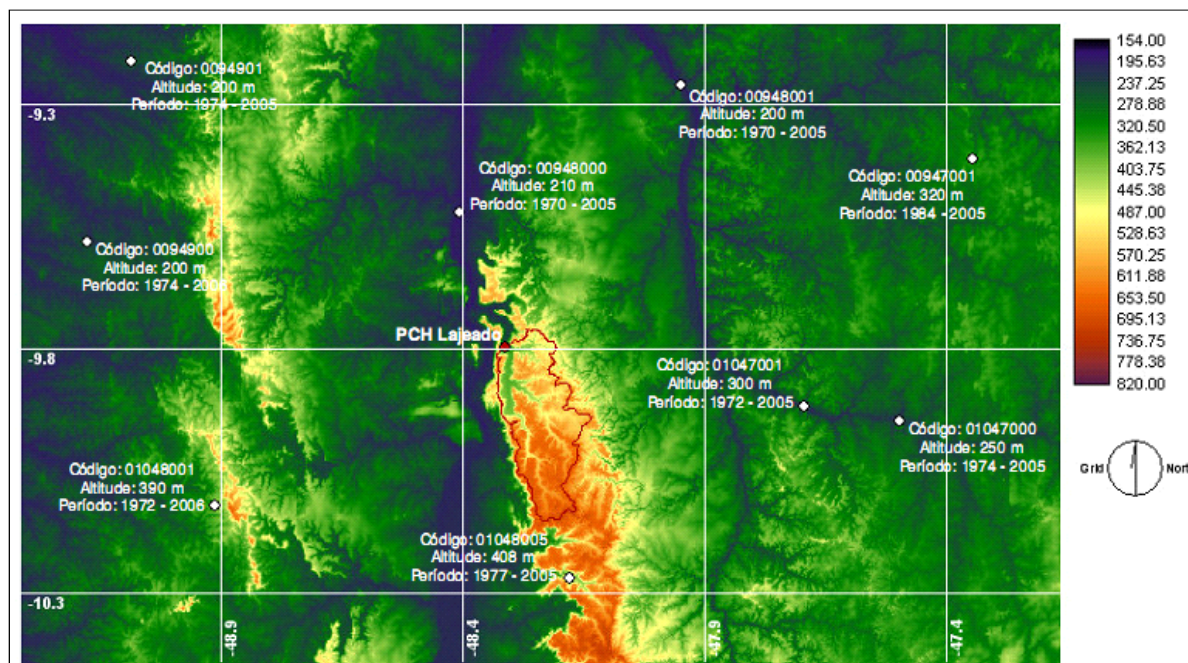
Inicialmente foram identificadas e levantadas as séries históricas das estações pluviométricas localizadas próximas à área de drenagem da PCH Lajeado. Após a obtenção dos dados, foi realizado o pré-processamento das séries históricas, o que permite descartar eventos inconsistentes ou duvidosos e definir o início do ano hidrológico e os semestres seco e chuvoso.

A consistência dos registros de precipitação foi testada através da análise de dupla-massa. Este método compara os valores acumulados anuais, da estação y com os valores da estação de referência x. A estação de referência é usualmente a média de diversas estações vizinhas. Os pares cumulativos (valores dupla-massa) foram plotados em sistema de coordenadas cartesianas e os gráficos foram examinados para encontrar mudanças de direção.

A seleção dos dados pluviométricos para os estudos de precipitação levou em consideração, além da localização espacial das estações, a extensão e a qualidade das séries históricas disponíveis. A fim de representar integralmente o regime pluviométrico na área de

drenagem da referida usina. A Figura 41 apresenta a área de drenagem da usina e a distribuição espacial das estações pluviométricas identificadas na região.

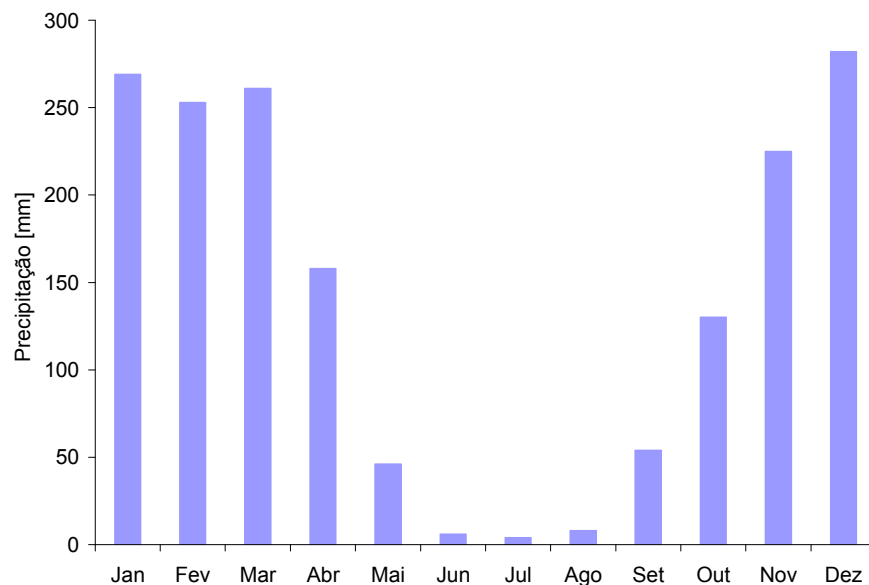
Após a análise e tratamento preliminar dos registros históricos, foram identificados os semestres seco e chuvoso, calculadas as precipitações características máximas, médias e mínimas, bem como a precipitação máxima provável (PMP) e determinada a relação intensidade-duração-frequência.



Fonte: Estudos Hidrológicos (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008)

Figura 41: Localização dos postos pluviométricos disponíveis na região

Os resultados obtidos permitiram definir, para bacia hidrográfica da referida usina, uma *precipitação anual média de 1696 mm*. Na Figura 42 apresenta-se o comportamento anual das precipitações na referida área de estudo.



Fonte: Estudos Hidrológicos (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008)

Figura 42: Hietograma de precipitações médias mensais

6.3.1.3. Estudos Fluviométricos

Primeiramente, fez-se uma avaliação do posto fluviométrico Lajeado, localizado imediatamente a jusante da usina, utilizando os valores das leituras²⁶ diárias da régua limnimétrica instalada na seção de controle do referido posto, além dos dados históricos das campanhas trimestrais de calibração da curva-chave. Contudo, para confirmações, foi realizado um levantamento topobatimétrico da seção de controle deste posto fluviométrico (Figura 43) e medições de vazão pelo método molinete.

A curva-chave atualizada, ajustada para o posto fluviométrico Lajeado, resultou:

$$Q(H) = 0,2497 + 4,006 \cdot (H - 0,2)^{1,72} \quad (32)$$

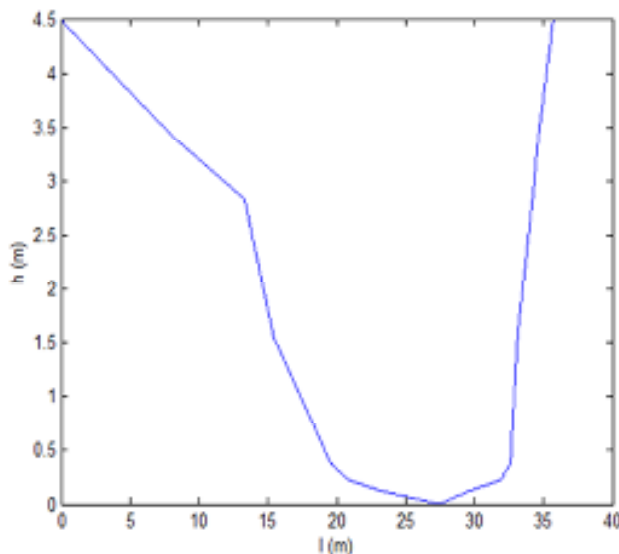
onde:

Q – Vazão (m³/s);

H – Nível d'água lido na régua limnimétrica (m).

Como o posto fluviométrico Lajeado tinha poucos anos de dados disponíveis de vazão, para composição da série histórica de vazões afluentes a PCH Lajeado, foi utilizado o recurso da regionalização de vazões. Foram levantadas então as estações fluviométricas disponíveis na região.

²⁶ Histórico de dados de nível d'água observados, disponíveis a partir junho de 2004.



Fonte: Estudos Hidrológicos (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008)

Figura 43: Seção topobatimétrica do posto fluviométrico Lajeado

Os postos selecionados para as análises de consistência das séries históricas de vazão estão apresentados na Tabela 18.

Tabela 18: Postos fluviométricos analisados

Nome	Código	Área de Drenagem (km ²)	Coordenadas		Período
			Longitude (graus)	Latitude (graus)	
Muricilândia	28150000	1.600	-48.6197	-7.1544	1974 – 2006
Arapoema	27550000	1.386	-49.0453	-7.6136	1988 – 2006
Fazenda Craveiro	27370000	295	-48.9708	-9.6036	2000 – 2007
Ponte Rio Dueré	26790000	1.442	-49.2667	-11.3167	2000 - 2007
Porto Alegre	22190000	1.930	-47.0453	-11.6108	1975 - 2006
Dois Irmãos	22850000	9.543	-47.8133	-9.3114	1973 - 2007
Itacajá	23150000	2.776	-47.7653	-8.3917	1973 - 2007
Jatobá	22680000	13.855	-47.4725	-9.9953	1973 - 2007
Bernardo Syão	27530000	1.541	-48.8789	-7.8789	2000 - 2007
Jacaré	23230000	5.069	-47.2611	-7.9633	1984 - 2007

A análise preliminar das séries históricas, que permitiu selecionar o posto que participou dos estudos subsequentes, consistiu nas atividades de identificação do ano hidrológico, divisão do banco de dados em semestres seco e chuvoso, elaboração de diagramas de barras para melhor observação dos períodos comuns de dados consistentes, estabelecimento das séries anuais de vazões características e finalmente o preenchimento das falhas com base nas estações de apoio. Dessa análise concluiu-se que o posto Porto Alegre era

o que mais se aproximava do comportamento hidrológico da bacia hidrográfica em estudo, apresentando um coeficiente de correlação (R^2) igual 0,78.

Utilizando-se uma relação de transposição, a partir da série de vazões do posto Porto Alegre, obteve-se a série de vazões para PCH Lajeado. Os principais resultados obtidos foram: caracterização do regime hidrológico das vazões; definição das vazões características máximas, médias e mínimas; definição das curvas de permanência e definição das vazões extremas.

Na Tabela 19 é apresentada a série anual das vazões médias mensais para a seção da hidrografia onde está instalada a PCH Lajeado.

A partir da série de vazões médias mensais construiu-se a curva de permanência (Figura 44), a qual explicita para cada valor de vazão a probabilidade desta ser igualada ou superada. Da mesma forma, a partir da série de vazões diárias obtidas para PCH Lajeado pode-se construir a curva de permanência das vazões médias diárias (Figura 45).

As vazões máximas e mínimas extremas foram determinadas com um determinado nível de risco, ou seja, associadas a um tempo de retorno específico (TR).

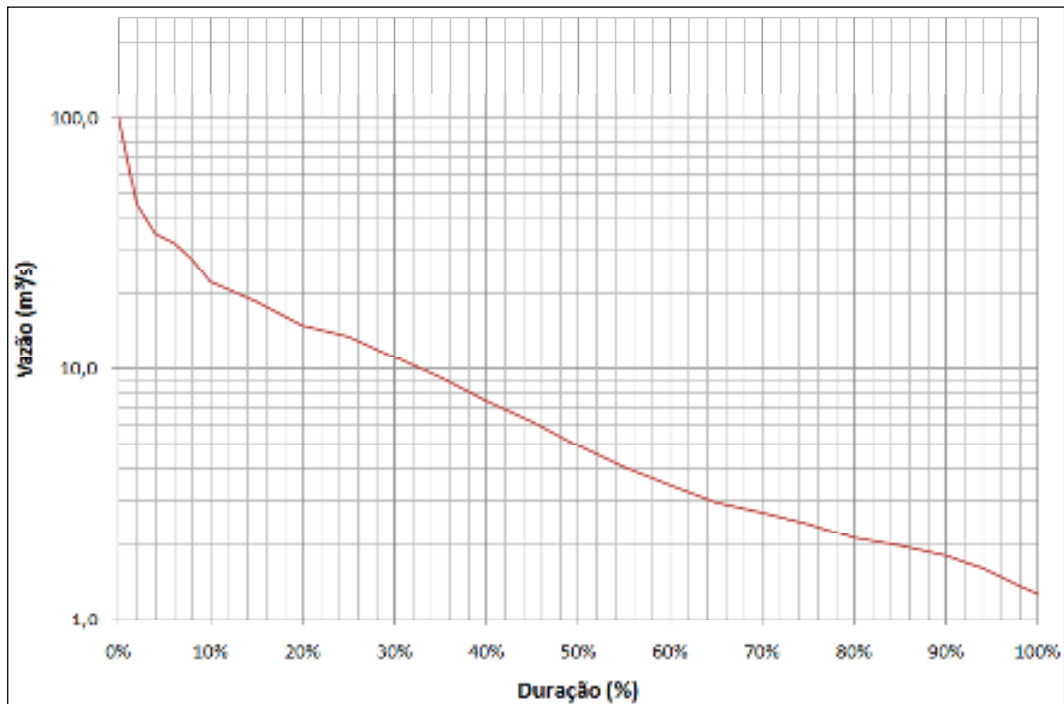
Após a seleção e avaliação dos dados, as séries anuais de vazões máximas diárias e mínimas com sete dias de duração foram submetidas à análise estatística, para identificação do modelo probabilístico que melhor se ajustasse aos dados. Assim, para estimar as vazões mínimas e máximas extremas, para diferentes períodos de retorno, foi necessário gerar as respectivas funções de distribuição de probabilidade.

O estudo das vazões mínimas médias de sete dias de duração serve para subsidiar os estudos ambientais. A vazão mínima de sete dias de duração com 10 anos de tempo de recorrência ($Q7/10$) para a PCH Lajeado é $1,26 \text{ m}^3/\text{s}$.

Tabela 19: Série histórica de vazões médias mensais

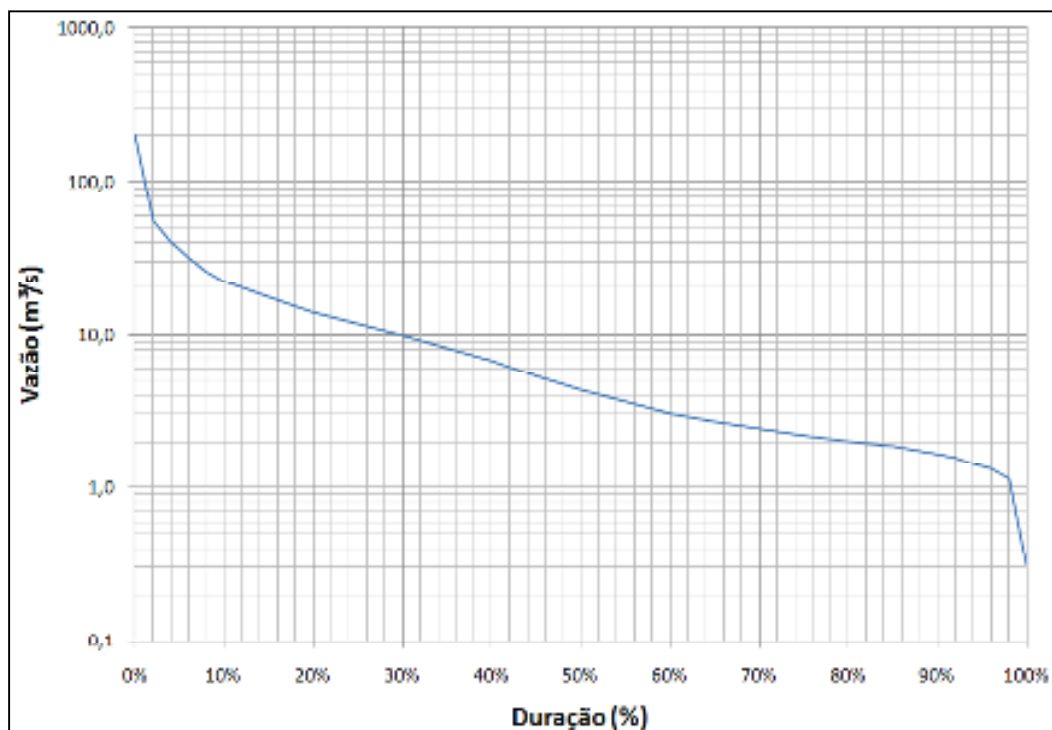
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Min	Med	Max
1976	7,67	13,8	8,44	6,90	4,11	1,85	1,46	1,29	1,31	5,40	11,80	12,3	1,29	6,36	13,8
1977	26,5	22,2	13,9	15,8	5,40	2,59	1,85	1,34	1,27	3,24	3,76	14,6	1,27	9,37	26,5
1978	30,0	44,3	34,4	18,4	10,5	4,17	2,92	2,08	1,87	4,30	3,90	17,8	1,87	14,5	44,3
1979	46,0	53,9	21,9	13,6	5,22	3,19	2,51	2,19	2,79	3,08	9,30	11,8	2,19	14,6	53,9
1980	20,4	63,6	13,6	16,7	4,10	2,66	2,08	1,60	1,81	1,70	22,10	28,8	1,60	14,9	63,6
1981	18,4	8,04	29,0	14,8	4,05	3,52	2,28	1,70	1,43	5,21	23,60	15,8	1,43	10,6	29,0
1982	56,7	15,4	21,7	11,1	3,95	2,91	2,46	2,08	2,04	2,76	3,91	4,68	2,04	10,8	56,7
1983	41,3	32,4	15,9	9,12	3,01	2,30	1,94	1,79	1,60	2,96	6,16	13,0	1,60	10,9	41,3
1984	7,80	13,1	19,1	12,6	3,86	2,43	2,01	1,86	2,07	3,43	3,05	8,65	1,86	6,66	19,1
1985	42,3	13,5	18,7	21,4	7,33	3,24	2,59	2,30	2,05	5,21	8,80	30,8	2,05	13,1	42,3
1986	31,8	21,3	13,8	17,1	6,01	3,43	2,88	2,43	2,08	4,88	6,03	13,6	2,08	10,4	31,8
1987	8,78	13,0	30,7	10,3	4,47	2,93	2,36	2,15	2,12	3,31	5,50	12,9	2,12	8,21	30,7
1988	10,8	22,1	36,1	9,58	3,55	2,53	2,15	1,94	1,75	5,62	3,68	50,5	1,75	12,5	50,5
1989	13,9	18,9	16,7	8,17	4,15	2,67	2,37	2,09	2,04	3,17	3,76	69,7	2,04	12,3	69,7
1990	10,3	13,5	18,0	9,98	4,61	2,77	2,41	2,19	1,97	2,65	2,61	9,63	1,97	6,72	18,0
1991	17,5	22,3	19,8	13,8	5,77	2,70	2,19	1,90	2,07	2,11	5,50	9,07	1,90	8,73	22,3
1992	26,9	102,0	9,23	6,73	3,45	2,33	2,08	1,81	1,97	1,84	11,10	77,2	1,81	20,5	102,0
1993	17,5	6,07	8,27	6,53	3,36	2,12	1,98	1,80	2,04	2,77	2,85	6,60	1,80	5,16	17,5
1994	12,2	14,3	24,9	20,1	3,60	2,77	2,28	1,86	1,64	1,67	7,48	9,53	1,64	8,53	24,9
1995	10,6	22,3	22,4	39,8	10,1	3,32	2,67	2,47	2,09	3,09	4,67	13,3	2,09	11,4	39,8
1996	6,59	4,88	14,0	9,36	3,64	2,44	1,90	1,90	1,66	2,78	7,55	5,86	1,66	5,21	14,0
1997	24,2	9,86	35,3	12,4	7,75	3,42	2,64	2,24	2,48	2,96	2,77	7,02	2,24	9,42	35,3
1998	7,22	9,23	7,85	2,79	2,83	1,70	1,54	1,46	1,35	1,53	5,52	9,77	1,35	4,40	9,77
1999	14,6	8,43	10,7	3,20	3,06	1,72	1,46	1,34	1,61	2,44	7,46	15,3	1,34	5,94	15,3
2000	20,5	22,3	32,0	14,1	4,05	2,76	2,29	1,82	1,80	1,98	6,58	33,1	1,80	11,9	33,1
2001	6,21	13,4	17,7	7,28	3,74	2,68	2,00	1,68	1,77	3,40	6,20	13,4	1,68	6,62	17,7
2002	32,7	12,3	6,83	4,13	2,60	1,82	1,57	1,37	1,40	1,51	2,26	8,85	1,37	6,45	32,7
2003	11,4	11,3	15,8	14,5	3,88	2,10	1,62	1,38	1,30	1,79	2,84	6,02	1,30	6,16	15,8
2004	32,2	33,6	34,0	16,2	4,73	7,12	5,54	4,60	3,90	4,70	5,21	9,97	3,90	13,4	34,0
2005	14,9	17,3	22,0	22,0	13,6	7,03	4,93	3,84	3,31	3,15	4,25	10,5	3,15	10,5	22,0
2006	7,03	12,1	22,2	38,9	28,2	4,07	1,33	1,49	2,41	3,02	6,40	20,2	1,33	12,2	38,9
2007	18,3	11,1	31,1	15,4	6,43	1,91	1,84	2,09	2,09	2,88	8,97	16,5	1,84	9,88	31,1
2008	16,4	12,5	9,60	20,1	4,00	2,12	2,41	2,07	2,21	2,88	4,47	26,4	2,07	8,76	26,4
2009	21,3	21,2	18,2	14,3	5,73	2,49	3,10	2,18	2,15	3,55	8,55	35,6	2,15	11,53	35,6
Min	6,21	4,88	6,83	2,79	2,60	1,70	1,33	1,29	1,27	1,51	2,26	4,68	1,27	-	-
Med	20,3	21,6	19,8	14,0	5,73	2,94	2,34	2,01	1,98	3,15	6,72	19,0	-	9,98	-
Max	56,7	102,	36,1	39,8	28,2	7,12	5,54	4,60	3,90	5,62	23,60	77,2	-	-	102,0

Fonte: Estudos Hidrológicos (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008)



Fonte: Estudos Hidrológicos (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008)

Figura 44: Curva de permanência das vazões médias mensais afluentes a PCH Lajeado



Fonte: Estudos Hidrológicos (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008)

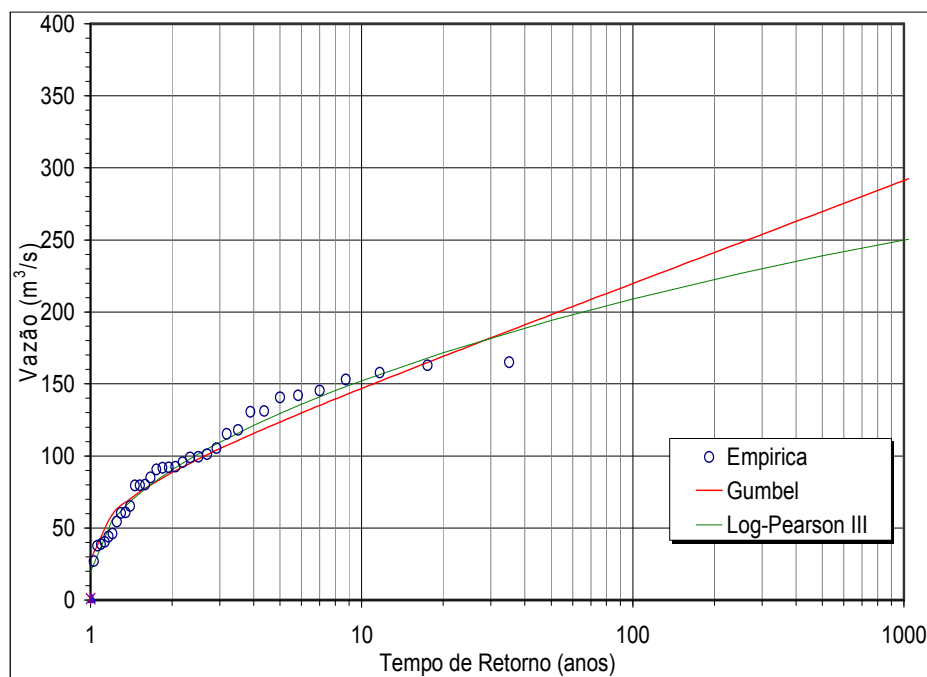
Figura 45: Curva de permanência das vazões médias diárias afluentes a PCH Lajeado

De acordo com o Decreto Nº 2.432 de 06/2005, a vazão sanitária no estado de Tocantis corresponde a 25% da vazão com 90% de permanência (Q90). Da Figura 45 obtém-se que a vazão com 90% de permanência é igual a 1,7 m³/s. Assim a vazão sanitária para a PCH Lajeado é da ordem de 0,425 m³/s.

Já para definição das vazões máximas extremas, as séries de vazões máximas foram ajustadas aos modelos de distribuição teórica de probabilidades, Extremos Tipo I (Gumbel) e Log-Pearson III, com extrapolação para diferentes tempos de retorno. Os resultados dos ajustes estão ilustrados na Figura 46.

Pode-se notar que as duas distribuições se ajustaram de forma muito semelhante. Foram utilizados intervalos de confiança para estabelecer a variação possível dos eventos estimados, adotando-se então os valores obtidos pela distribuição Log-Pearson III, cujos principais valores são apresentados na Tabela 20.

A Tabela 21 apresenta um resumo dos resultados obtidos no estudo fluviométrico da PCH Lajeado.



Fonte: Estudos Hidrológicos (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008)

Figura 46: Ajuste das distribuições estatísticas de vazões máximas

Tabela 20: Vazões extremas para a PCH Lajeado

Tempo de Retorno (ano)	Vazão (m ³ /s)
2	90.4
5	129.5
10	152.2
20	171.7
50	194.1
100	209.1
500	238.9
1000	250.0
10000	281.1

Tabela 21: Resumo das vazões características para PCH Lajeado

Q média de longo termo	9,97 m ³ /s
Q média mensal máxima	102,0 m ³ /s
Q5% de duração	32,6 m ³ /s
Q30% de duração	11,3 m ³ /s
Q50% de duração (mediana)	5,07 m ³ /s
Q80% de duração	2,13 m ³ /s
Q90% de duração	1,70 m ³ /s
Q95% de duração (vazão firme)	1,60 m ³ /s
Q média mensal mínima	1,27 m ³ /s
Q 7/10	1,26 m ³ /s
Q sanitária	0,425 m ³ /s
Q cheia (tempo de recorrência 10 anos)	152,2 m ³ /s
Q cheia (tempo de recorrência 100 anos)	209,1 m ³ /s
Q cheia (tempo de recorrência 500 anos)	238,9 m ³ /s
Q cheia (tempo de recorrência 1000 anos)	281,1 m ³ /s

6.3.2. Reservatório

O reservatório da PCH Lajeado (Figura 47), formado pela derivação do ribeirão Lajeado, inserido na bacia hidrográfica do rio Tocantins-Araguaia (bacia 2; sub-bacia 23), tem uma área de 0,055 km² no NA normal.

O volume útil do reservatório é desprezível, o qual não tem a finalidade de acumulação ou regularização de vazões. As cotas dos níveis operativos, NA máximo normal e NA mínimo normal são, respectivamente, 337,64 m e 337,44 m.



Figura 47: Imagem do reservatório da PCH Lajeado (Google Earth, 2011)

Nas avaliações de campo identificou-se um alto grau de assoreamento do reservatório. Esse acúmulo de sedimentos se deu devido à concretagem da descarga de fundo original, no passado, restando apenas um orifício para manter a vazão ecológica a jusante. Faz-se necessário então executar o desassoreamento do reservatório, aliado à construção de uma descarga de fundo (desarenadora) na barragem, o que também minimizaria o carreamento de sedimentos para o conduto forçado, principalmente areia, que é um dos fatores de desgaste do mesmo e do rotor da turbina.

6.3.3. Barragem e Vertedor

A barragem da PCH Lajeado é do tipo a gravidade, construída em concreto ciclópico, com 9,3 m de altura máxima, excluída a fundação, e 90,0 m de comprimento, sendo que a cota da crista é 339,53 m.

O vertedor está incorporado na parte central da barragem e é do tipo soleira livre (perfil Creager), com 40,70 m de comprimento e aproximadamente 7,40 m de altura. Conforme Figura 48, existe a possibilidade de acrescentar até 2 (dois) pranchões de madeira (comportas agulhas) acima da crista do vertedor para otimização da geração no período seco.

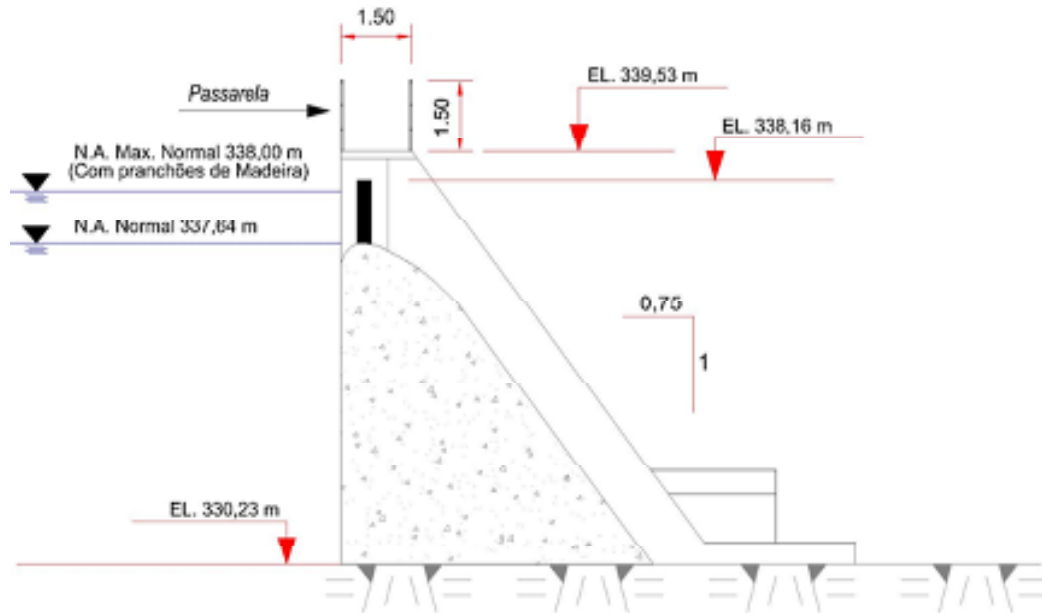


Figura 48: Corte transversal esquemático da barragem e vertedor

A partir do pé do vertedor existe uma bacia de dissipação natural formada por rochas. A barragem e o vertedor estão apresentados na Figura 49.



Figura 49: Vista parcial da barragem e do vertedor

6.3.4. Circuito Hidráulico de Adução

O circuito hidráulico de adução da usina é composto por: (i) Tomada d'água (lado direito reservatório), incluindo uma grade e uma comporta ensecadeira com comando elétrico e manual; (ii) Canal de adução em concreto; (iii) Galeria de adução em concreto; (iv) Câmara de carga, com uma grade; e (v) Tubulação forçada.

A avaliação do circuito hidráulico de adução foi realizada através de medições geométricas e correspondente análise dimensional de todos os seus componentes, bem como levantamento das perdas hidráulicas a partir de valores medidos de vazão turbinada em condições de carga de 25%, 50%, 75% e 100%.

A. Determinação das vazões turbinadas

As vazões turbinadas, em condições de carga de 25%, 50%, 75% e 100% (definidas pela abertura do distribuidor da turbina), foram determinadas pelo método ultra-sônico, por meio de medidor, Modelo PT-868 (fabricado pela GE Panametrics), o qual recebeu como dados de entrada o valor do diâmetro externo e da espessura da parede do conduto forçado, resultando em um espaçamento dos sensores de 1.201 mm (posicionados em V). A Figura 50 ilustra o esquema de instalação dos sensores no conduto forçado.



Fonte: Relatório de Comissionamento e de Estudos de Viabilidade (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008)

Figura 49: Esquema de instalação dos sensores de vazão ultra-sônico

B. Determinação da queda bruta da usina

A queda bruta da usina foi confirmada através de transporte de marcos para as estruturas civis e hidráulicas da usina, incluindo a barragem, vertedor, circuito de adução, casa de máquinas e canal de fuga, partindo de Referências de Nível - RNs, atualizadas, existentes na usina.

As réguas liminométricas para medição de nível d'água, de montante e jusante, tiveram seus zeros referenciados com o marco de Apoio Básico da usina, por meio de transporte topográfico. O sensor de medição do nível d'água de montante foi reprogramado para indicação da cota absoluta.

O transporte do marco de Apoio Básico foi efetuado com o uso de receptores de dupla frequência, sendo as coordenadas dos pontos de controle e do marco implantado referenciadas ao Sistema de Referência Geocêntrico para as Américas - SIRGAS2000, tendo como datum vertical o marégrafo de Imbituba em Santa Catarina. Já o processamento do marco de Apoio Básico, foi efetuado tendo como pontos de controle as bases da RBMC – Rede de Monitoramento Contínuo do IBGE instalada nas cidades de Palmas/TO, Gurupi/TO, Marabá/MA, denominados internacionalmente de SAT93240, SAT93241, SAT93941, respectivamente.

Assim, determinadas as cotas dos níveis d'água máximo normal de montante (337,64 m) e normal de jusante (245,61 m), obteve-se uma queda bruta de 92 m para o atual arranjo.

6.3.4.1. Tomada d'água

O Manual de Diretrizes para Projetos de PCH da ELETROBRÁS apresenta que a tomada d'água deve ser dimensionada para a vazão máxima de projeto e para velocidade máxima de escoamento na grade na ordem de 1 m/s.

Sabendo que a área molhada máxima junto à grade da tomada d'água é 5,643 m², considerando uma velocidade hipotética de 1 m/s, a grade suportaria uma vazão máxima de 5,643 m³/s.

Já que a vazão turbinada máxima medida, correspondente a 100% de carga no grupo gerador, é na ordem de 2,60 m³/s, pode-se concluir que a atual tomada d'água suportaria um incremento de vazão de aproximadamente 3 m³/s, ou seja, um incremento de 85,44 % frente a capacidade atual.

A Figura 51 ilustra a tomada d'água e respectiva grade, bem como a comporta existente situada imediatamente à jusante da grade.



Figura 50: Tomada d'água

6.3.4.2. Canal de adução

O canal de adução (Figuras 52 e 53), construído em concreto armado, tem seção retangular e se estende por 125 m até o início da galeria de adução.

Utilizando a equação clássica para estudo em canais - equação de Manning (Equação 33) obteve-se uma vazão máxima no canal de adução de $4,59 \text{ m}^3/\text{s}$, sendo que: considerou-se um coeficiente de rugosidade de 0,020 (sugerido para canais com pedregulho fino); a área molhada máxima é de $5,62 \text{ m}^2$ (considerando um tirante máximo de 2,81 m, ou seja, uma borda de segurança de 0,24 m) e; a declividade é 0,04%.

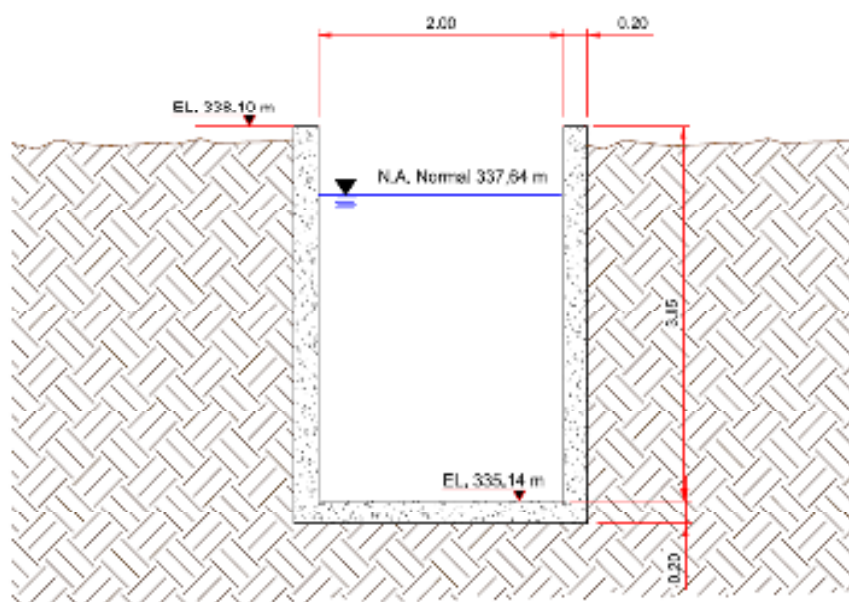


Figura 51: Corte transversal esquemático do canal de adução

Sabendo que o canal se encontra em boas condições de conservação e que a vazão turbinada máxima medida, correspondente a 100% de carga no grupo gerador, é na ordem de 2,60 m³/s, pode-se concluir que a atual tomada d'água suportaria um incremento de vazão de aproximadamente 1,99 m³/s, ou seja, um incremento de 76 % frente à capacidade atual.

Os resultados do levantamento de campo indicaram uma perda de carga média no canal de adução da ordem de 0,02 m.

$$Q = \frac{A I_0^{1/2} R_h^{2/3}}{n} \quad (33)$$

onde:

Q – vazão (m³/s);

I₀ – declividade do canal (m/m);

R_h – raio hidráulico (m);

n – coeficiente de rugosidade do canal (adimensional);

A – área molhada máxima (m)².

6.3.4.3. Galeria de Adução

A galeria (Figura 53) inicia-se no término do canal de adução, construída em concreto armado, tem seção retangular e se estende por cerca de 120²⁷ m até a câmara de carga.

Os resultados do levantamento de campo indicaram uma perda de carga média na galeria de adução da ordem de 0,498 m.

Não se considerou a capacidade máxima da galeria de adução para definição da restrição do circuito de adução frente a um potencial ganho de vazão, caso fosse cogitada uma alternativa de repotenciação que viesse a manter o circuito de adução atual. Isso porque a galeria de adução poderia ser transformada em um canal aberto com a mesma capacidade do canal de adução atual.

²⁷ Relatório Projeto Básico (Domínio Engenharia, 2009)



Figura 52: Canal de Adução (esquerda) e Galeria de adução (direita)

6.3.4.4. Câmara de Carga

Sabe-se que a função da câmara de carga é promover a transição entre o escoamento, a pressão atmosférica, do canal de adução e/ou galeria, para o escoamento sob pressão no conduto forçado; aliviar o golpe de aríete que se processa no conduto forçado quando ocorre o fechamento brusco do dispositivo de controle de vazões turbinadas e; fornecer água ao conduto forçado quando ocorre uma abertura brusca desse mesmo dispositivo, até que se estabeleça, no canal de adução, o regime permanente de escoamento. A câmara de carga da PCH Lajeado está representada nas Figuras 54 e 55.

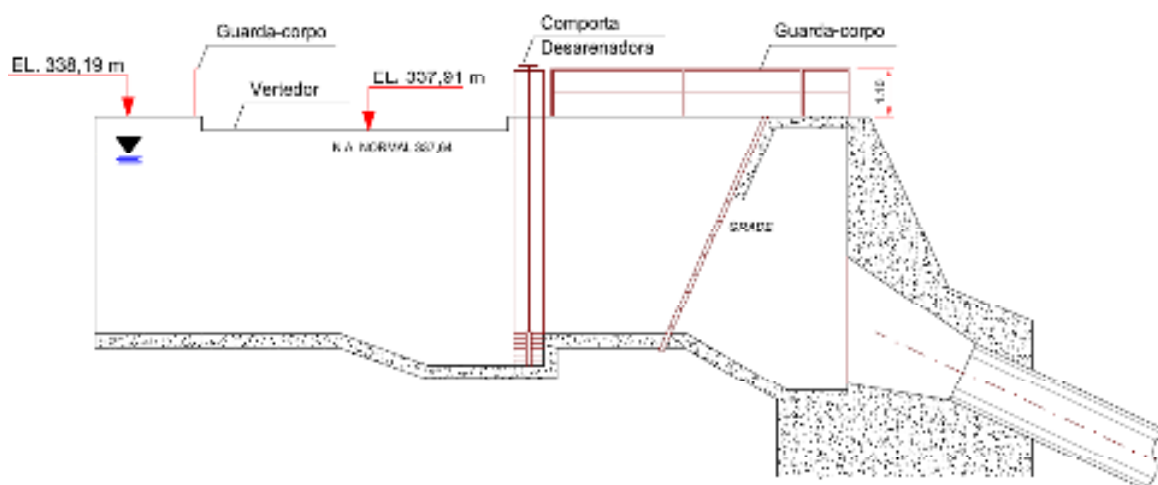


Figura 53: Corte longitudinal esquemático da câmara de carga

De acordo com Manual de Diretrizes para Projetos de PCH da ELETROBRÁS o volume da câmara de carga deve ser adequadamente dimensionado, o qual sugere, como estimativa preliminar, que para alturas de queda maiores que 25 m a mesma deverá ter um volume de água suficiente para atender ao funcionamento pleno de uma turbina, com vazão de projeto, durante 60 segundos, aproximadamente. Justificando que esse período de tempo é o considerado necessário para que a inércia da massa d'água no interior do canal entre em regime de escoamento normal.

A partir dos levantamentos de campo obteve-se o volume útil de 114,84 m³ para câmara de carga, Sendo a vazão nominal da turbina 2,60 m³/s, tem-se que o tempo de esvaziamento da câmara de carga é 44 segundos, ou seja, inferior ao recomendado.



Figura 54: Câmara de carga

A Tabela 22 apresenta as condições de elevação do nível d'água na câmara de carga devido ao golpe de aríete que se processa no conduto forçado quando do fechamento brusco da válvula borboleta, conforme revelaram os ensaios de campo. Constatou-se que ocorre vertimento pelo vertedor lateral da câmara de carga para condições de carga acima de 50%.

Tabela 22: Condições de sobre-elevação na câmara de carga (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008)

Carga	25%	50%	75%	100%
Elevação do nível d'água (m)	0,16	0,24	0,32	0,40
Tempo de elevação do nível d'água (s)	1,24	1,26	1,28	1,28

Cabe ressaltar que o tempo em que se processa a sobre-elevação deve ser maior que o tempo de fechamento do distribuidor, que neste caso é de 3 segundos, para evitar que a

turbina seja afetada pelas oscilações na câmara de carga, contudo o tempo de sobre-elevação na câmara de carga é de aproximadamente 1,28 segundos.

Pode-se concluir então que a atual câmara de carga não atenderia aos requisitos básicos para repotenciação da usina, sendo restritiva para um incremento de vazão.

6.3.4.5. Conduto Forçado

O conduto forçado (Figura 56) tem um diâmetro externo médio de 1.372 mm, espessura média de 8,6 mm e 320 m de comprimento. Estes dados foram levantados em campo, com medições de diâmetro e espessura ao longo do comprimento do conduto forçado, para posterior avaliação da capacidade de adução e perda de carga para as referidas condições de carga.

A espessura dos trechos do conduto forçado foi obtida através de medidor de espessura ultrassônico (Marca Instrutherm, com precisão de 0,1 mm) e o resultado está apresentado na Tabela 23. Onde “p” é o perímetro, “ Ø_{ext} ” é o diâmetro externo, “e” a espessura e “d” a distância entre o ponto de medição e ponto tomado como referência para cada medição, conforme Figura 56.



Figura 55: Vista parcial do conduto forçado da PCH Lajeado

A capacidade máxima de adução do conduto forçado é de 6,78 m³/s, ao passo que a velocidade máxima admissível em um conduto forçado de aço, conforme Manual de Diretrizes para Projetos de PCH da ELETROBRÁS, é de 5 m/s, e o menor diâmetro interno medido em campo foi de 1.303 mm.

Os resultados do levantamento de campo indicaram uma perda de carga média total no conduto forçado da ordem de 1,44 m, incluindo a perda na entrada do mesmo, perda por atrito ao longo do seu comprimento, perda por reduções e perda nas curvas.

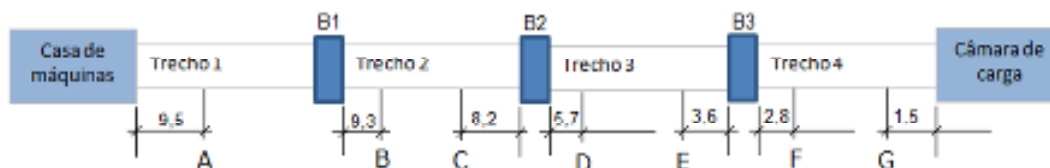
Durante os ensaios na usina verificou-se uma sobre-pressão de 40% (129 m) na rejeição de carga. O Manual de Diretrizes para Projetos de PCH da ELETROBRÁS sugere um limite máximo para sobre-pressão, devido ao golpe de aríete, igual a 35%.

Tabela 23: Diâmetros e espessuras medidos no conduto forçado

Trecho	Ponto	p (m)	øext (mm)	e (mm)	e (pol)	d (m)
1	A	4163	1.325	11	7/16"	9,5
2	B	4163	1.325	11	7/16"	9,3
2	C	4200	1.337	9,5	3/8"	8,2
3	D	4320	1.375	9,5	3/8"	5,7
3	E	4443	1.414	6,5	1/4"	3,6
4	F	4444	1.415	6,5	1/4"	2,8
4	G	4444	1.415	6,5	1/4"	1,5

Considerando sugestão do Bureau Reclamation, método apresentado no Manual de Diretrizes para Projetos de PCH da ELETROBRÁS, a espessura mínima do conduto pode ser determinada pela equação 34, onde e_{\min} é a espessura mínima e D_i é o menor diâmetro interno da tubulação. Portanto, conforme Tabela 23, o conduto da PCH Lajeado, em todos os trechos, atende a espessura mínima recomendada. Contudo é prudente investigar as características do tipo de aço que compõe a tubulação, para cálculo preciso da espessura mínima da tubulação.

$$e_{\min} = \frac{D_i + 500}{400} \geq 6,35 \text{ mm} \left(\frac{1}{4} \right) \quad (34)$$



Fonte: Relatório de Comissionamento e de Estudos de Viabilidade (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008)

Figura 56: Representação esquemática dos pontos de medição no conduto forçado

6.3.5. Avaliação do Desempenho do Grupo Gerador e do Transformador (ensaios e testes)

A PCH Lajeado é composta por 1 (um) grupo gerador (Figura 57), cuja turbina é do tipo Francis simples de eixo horizontal e gerador síncrono. Os ensaios e testes, realizados no final do ano de 2007, tiveram como objetivo principal revelar o desempenho dos equipamentos principais da usina.

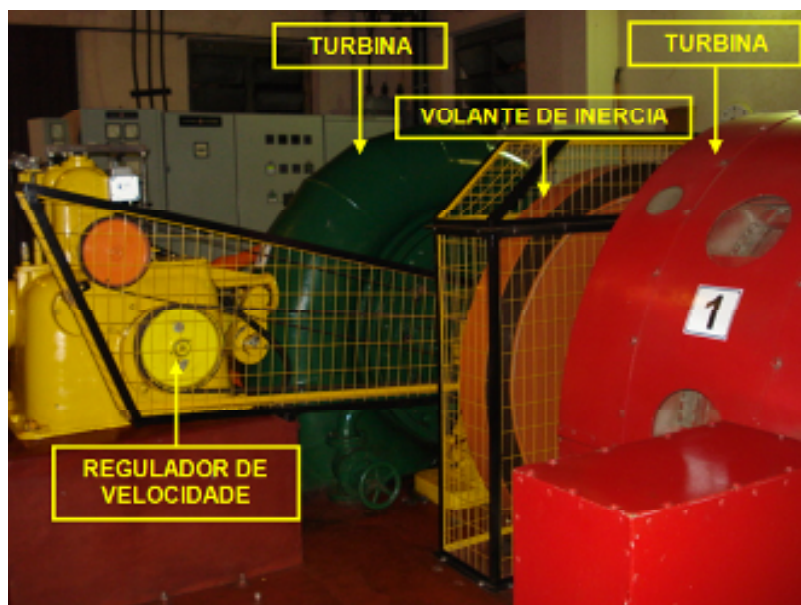
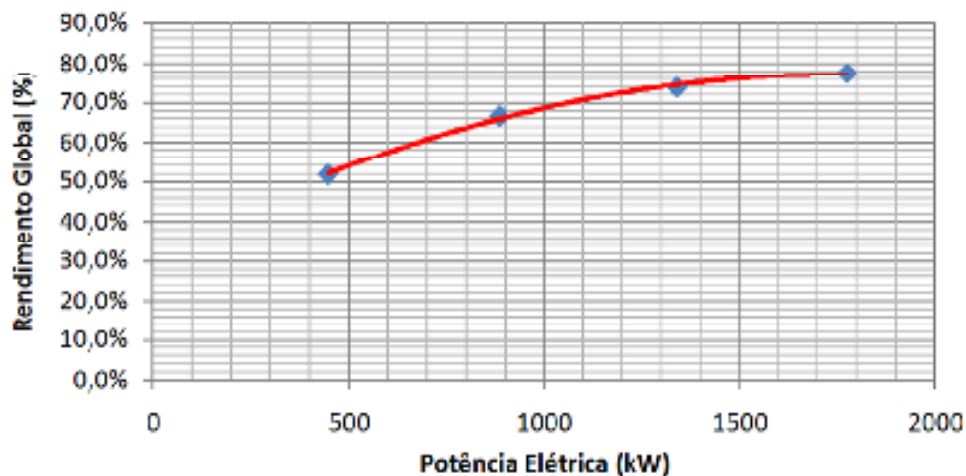


Figura 57: Grupo Gerador

Paralelamente a medição de vazão turbinada em condições de carga de 25%, 50%, 75% e 100%, foram realizadas medições de grandezas elétricas.

Realizou-se então medições de potências (ativa, reativa e aparente), fator de potência, corrente e tensão nos terminais de saída do gerador, empregando Transformador de Corrente - TC e Transformador de Potencial - TP de medição existentes na usina. Tais grandezas também foram medidas, simultaneamente, na saída do transformador da subestação, junto ao barramento da linha de transmissão. Utilizou-se também registrador digital de grandezas elétricas, modelo CW-140 (Fabricante Yokogawa).

A partir dos dados medidos de potência elétrica e grandezas hidráulicas (vazões, quedas e perdas na adução), obteve-se o rendimento global do grupo gerador da usina (Figura 59).



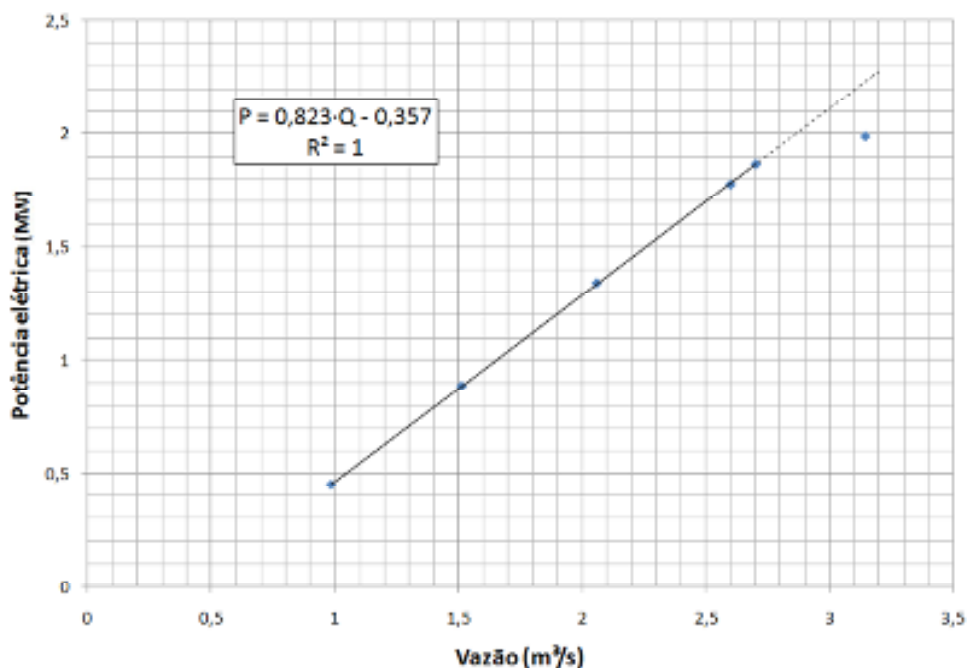
Fonte: Relatório de Comissionamento e de Estudos de Viabilidade (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008)

Figura 58: Rendimento global do grupo gerador

Na Figura 60 esta apresentada a curva que relaciona a potência elétrica gerada com a vazão turbinada, a qual permite visualizar a linearidade entre potência e vazão até a potência de 1.866 kW (carga de 105%). A partir deste valor de potência há uma drástica redução nos rendimentos da turbina e do gerador, com sensível aumento do ruído audível devido à cavitação excessiva.

A máxima potência gerada pela usina (medida nos bornes do gerador), desempenhada com o distribuidor da turbina hidráulica totalmente aberto, é 1990 kW. Contudo, devido aos elevados níveis de ruído audível, oriundos de cavitação excessiva, concluiu-se que a operação da usina deve ser limitada a potência máxima de 1770 kW.

Foram realizadas também medições de vibração nos 3 (três) mancais do grupo gerador, nos eixos X, Y e Z (eixos ortogonais), empregando-se um acelerômetro com indicador digital (escala de velocidade de 0,5 a 199,9 mm/s; aceleração de 0,5 a 199,9 m/s²; e frequência de 10 a 1000 Hz). Estes pontos de medição estão representados esquematicamente na Figura 61.



Fonte: Relatório de Comissionamento e de Estudos de Viabilidade (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008)

Figura 59: Potência elétrica gerada em função da vazão turbinada

Os resultados permitiram concluir que os níveis de vibração encontram-se dentro dos limites aceitáveis, pois de acordo com a norma ISO 2372, onde o grupo gerador da usina enquadra-se na classe III (Acima de 75 kW - Base rígida), gerou-se um bom nível de vibração RMS (abaixo de 1,8 mm/s). Considerando, neste caso, a operação em cargas acima de 75%.

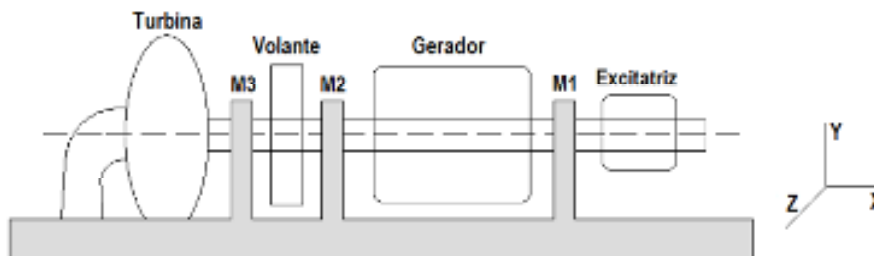


Figura 60: Localização dos pontos para medição de vibração

6.3.5.1. Rendimento do Gerador

Para determinação do rendimento do gerador determinou-se as perdas elétricas no mesmo pelo método calorimétrico, conforme normas IEEE-115 e ABNT NBR-5452.

Ao passo que a energia perdida no gerador se dissipa na forma de calor, as perdas totais foram determinadas a partir da vazão de ar de resfriamento e da diferença de temperatura observada.

As medições de velocidade do ar e temperaturas foram realizadas nas entradas (aberturas existentes no lado do eixo de acoplamento) e saídas de ar do gerador. As Figuras 63 e 63 representam as geometrias das entradas e saídas de ar no gerador síncrono, respectivamente.

Parte das imagens termográficas das saídas de ar, obtidas durante o ensaio, estão apresentadas na Figura 64.

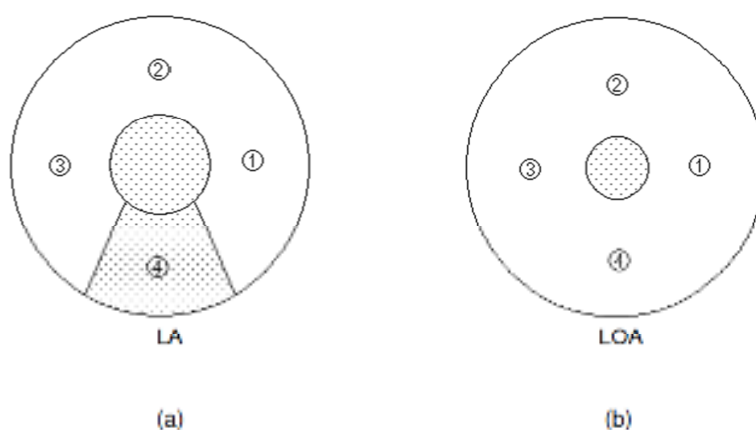


Figura 61: Entradas de ar no gerador síncrono

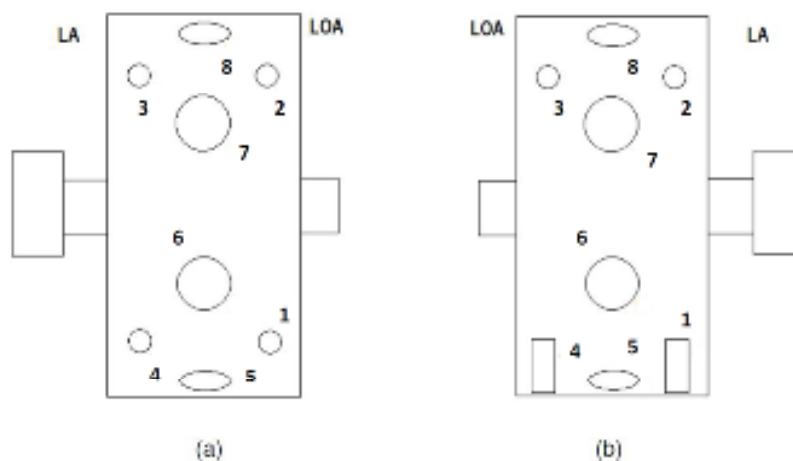
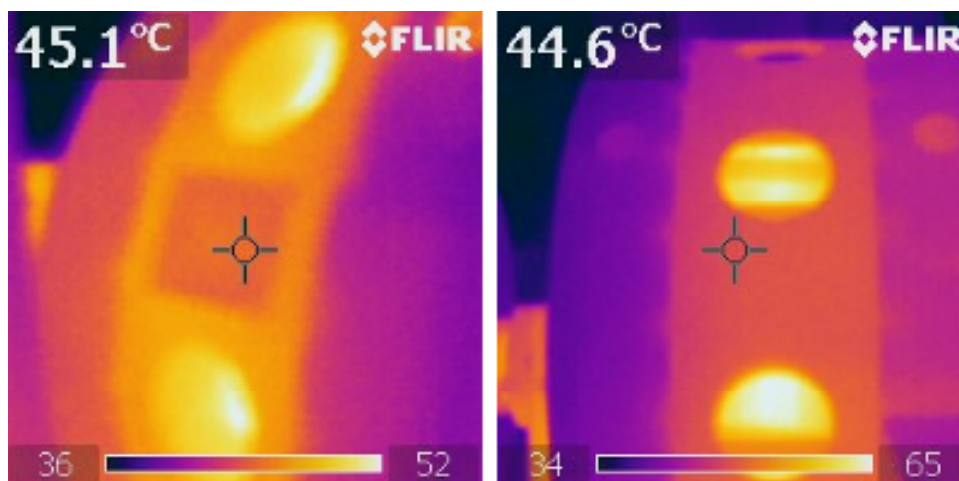


Figura 62: Saídas de ar no gerador síncrono

A vazão total de ar, calculada pelo produto das velocidades médias nas entradas e respectivas áreas, resultou em 6,348 m³/s. Já a vazão total de ar, calculada pelo produto das

velocidades médias nas saídas e respectivas áreas, resultou em 6,377 m³/s. Cabe ressaltar que a erro entre os valores medidos de vazão, nas entradas e nas saídas de ar, foi menor que 0,5%.



Fonte: Relatório de Comissionamento e de Estudos de Viabilidade (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008)

Figura 63: Imagens termográficas da saída de ar

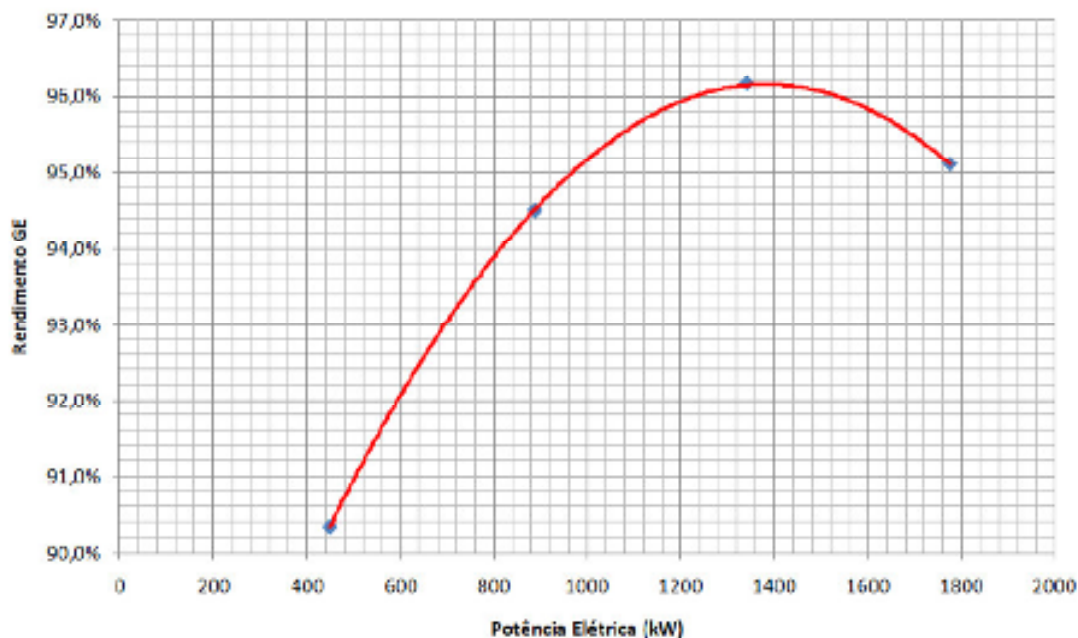
Definidas as perdas no gerador elétrico, para as condições de carga de 25%, 50%, 75% e 100%, obteve-se o rendimento do mesmo (Tabela 24). A Figura 65 apresenta o rendimento do gerador em função da potência elétrica gerada (fornecida em seus terminais).

Analisando a curva de rendimento do gerador elétrico, observa-se que, convergente com o comportamento deste tipo de equipamento, obtém-se o rendimento máximo para valores de carga entre 80% e 90%.

Tabela 24: Perdas e rendimentos do gerador síncrono

Carga (%)	25	50	75	100
Potência elétrica (kW)	449,2	888,0	1341,0	1775,8
Perdas no gerador elétrico (kW)	51,0	55,0	57,2	96,3
Rendimento do gerador elétrico (%)	89,8	94,2	95,9	94,9

Para avaliação da potencialidade de repotenciação é imprescindível determinar os limites operativos do gerador - máquina síncrona - em termos de potência ativa e reativa. As relações de potência de uma máquina síncrona podem ser obtidas a partir de seu diagrama fasorial (Figura 66), o qual inclui a tensão terminal (U), a tensão induzida (E), a corrente de armadura (I) e o ângulo de carga (δ). A reatância de eixo direto (x_d) e a reatância de eixo em quadratura (x_q) também são utilizadas.



Fonte: Relatório de Comissionamento e de Estudos de Viabilidade (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008)

Figura 64: Curva de rendimento do gerador síncrono

A reatância síncrona de eixo direto foi obtida a partir de medições de potência, tensão e corrente de armadura, para potência ativa nula. Os dados obtidos em campo demonstraram que o valor da reatância síncrona de eixo direto varia em função das condições de carga, notadamente devido à saturação. Tomou-se então o valor médio de 1,33 pu para a construção da curva de capacidade.

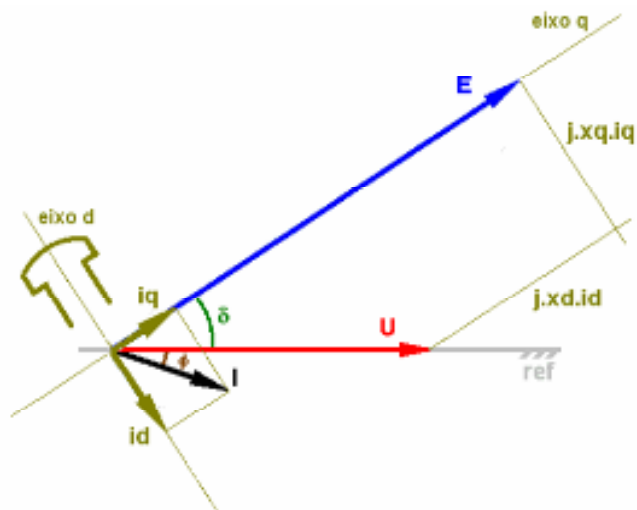


Figura 65: Diagrama fasorial de uma máquina de pólos salientes

Já a reatância síncrona de eixo em quadratura foi determinada a partir da medição do ângulo de carga para diversas condições de carga, com potência reativa nula. Sendo que a técnica empregada, conforme Figura 67, consistiu no uso de uma escala milimétrica flexível, fixada em torno do eixo do gerador, próximo a um local fixo usado como referência física, e de uma lâmpada estroboscópica cuja frequência de pulsação está relacionada à frequência da rede elétrica (60 Hz). Tomou-se então um valor médio de 0,53 pu para a reatância síncrona de eixo em quadratura.



Fonte: Relatório de Comissionamento e de Estudos de Viabilidade (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008)

Figura 66: Arranjo do ensaio

Definidos os parâmetros necessários, sintetizados na tabela 25, traçou-se a curva de capacidade do gerador (Figura 68).

Tabela 25: Parâmetros da curva de capacidade

Parâmetro	Valor
x_d (pu)	1,33
x_q (pu)	0,53
S (kVA)	2220
FP	0,80
P (kW)	1776

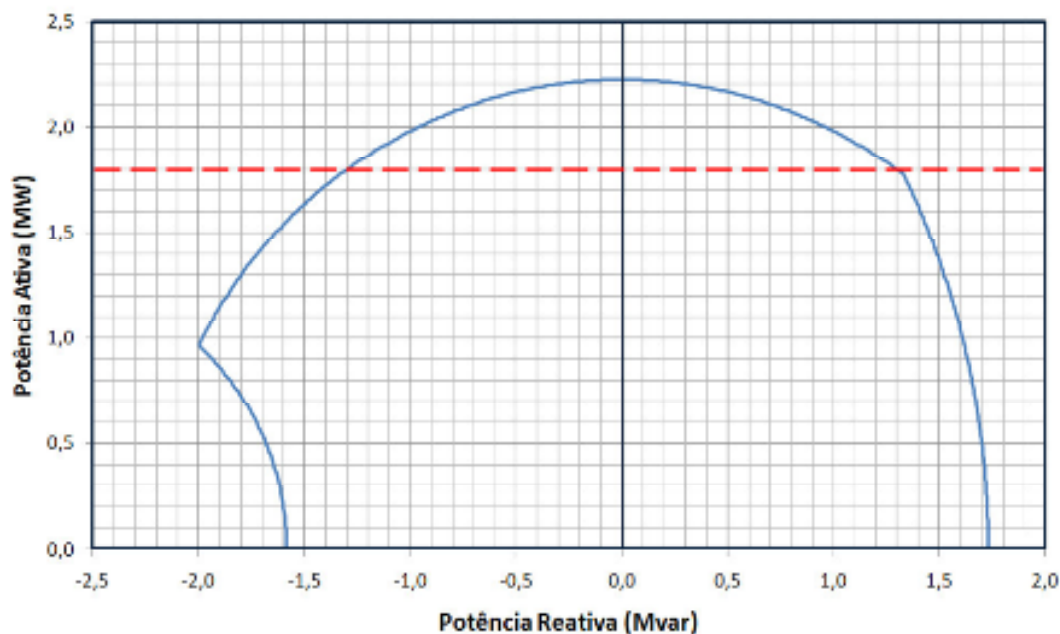


Figura 67: Curva de Capabilidade do Gerador

Embora os geradores atuais apresentem um rendimento bem superior, conclui-se que o gerador da PCH Lajeado, cujo rendimento atingiu um valor máximo de 96,2%, encontra-se em uma faixa de desempenho muito boa. A Tabela 26 sintetiza os dados de placa e os dados levantados nos ensaios do gerador.

Tabela 26: Características básicas do gerador síncrono

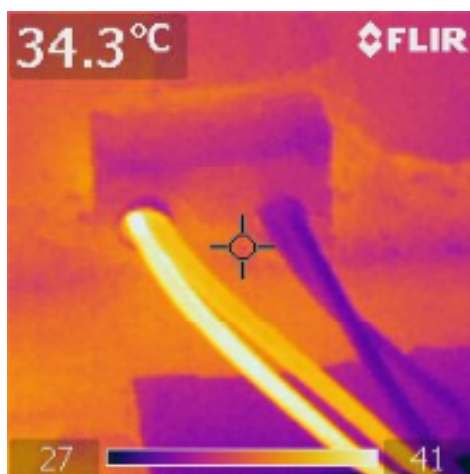
Dados	Placa	Testes Realizados
Fabricante	General Eletric	-
Tipo	ATI	-
Nº de Série	800166	-
Modelo	260041	-
Forma	A	-
Potência	2220 kVA	2220 kVA
Rotação	720 rpm	720 rpm
Fator de Potência	0,8	0,8
Rendimento Máximo	-	96,2 %
Frequência	60 Hz	60 Hz
Tensão	2400 V	2400 V
Corrente	534 A	534 A
Isolação	B	-
Fases	3	-
Regime	contínuo	-

6.3.5.2. Rendimento da Turbina

As perdas na turbina hidráulica, para definição do seu rendimento, foram determinadas através da diferença entre as perdas totais (correlacionadas com o rendimento global da usina), e as perdas elétricas no gerador, perdas hidráulicas no circuito de adução e perdas mecânicas no volante de inércia e nos mancais.

A perda no volante de inércia foi determinada empregando a fórmula da norma ABNT NBR-11374, a partir de suas dimensões, resultando em uma perda de 2,36 kW.

As perdas nos mancais foram determinadas pelo método calorimétrico, a partir da medição de vazão e temperatura do óleo lubrificante. Obteve-se as características físico-químicas do óleo empregado (REGAL R&068) e levantou-se a vazão de óleo (10 litros/minuto). Na Figura 69 apresenta-se a imagem termográfica que permitiu determinar a diferença de temperatura do óleo lubrificante do mancal.



Fonte: Relatório de Comissionamento e de Estudos de Viabilidade (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008)

Figura 68: Diferença de temperatura do óleo lubrificante do mancal

Na Tabela 27 estão apresentados os resultados obtidos e o corresponde rendimento da turbina para as referidas condições de carga. A curva de rendimento da turbina hidráulica é apresentada na Figura 70.

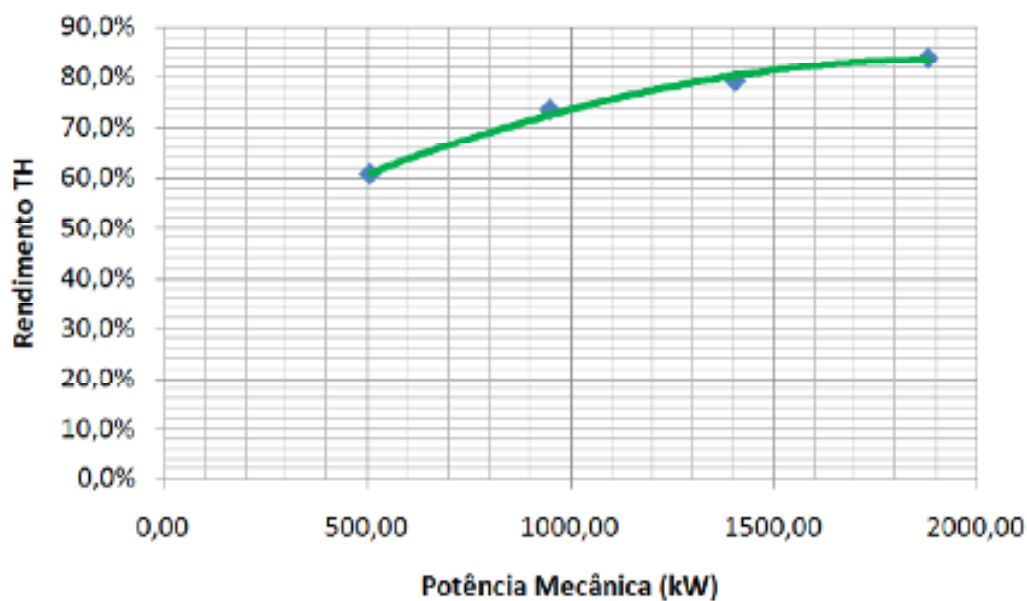
O rendimento da turbina, como era esperado, é baixo, ao passo que o valor máximo desempenhado foi de 83,9%. Atualmente as turbinas hidráulicas podem alcançar um rendimento de aproximadamente 93%.

A Tabela 28 sintetiza os dados de placa e os dados obtidos para a turbina hidráulica, por meio dos ensaios.

Tabela 27: Perdas e rendimento da turbina hidráulica

Carga (%)	25	50	75	100
Potência elétrica (kW)	449,2	888,0	1341,0	1775,8
Vazão (m³/s)	0,98	1,51	2,06	2,60
Rendimento total (%)	52,7	66,6	73,7	77,4
Perdas totais (kW)	419,82	445,80	477,40	518,20
Perdas na baixa pressão (kW)	5,50	8,59	11,70	13,51
Perdas na alta pressão (kW)	15,34	23,81	24,94	33,40
Perdas nos volantes de inércia (kW)	2,36	2,36	2,36	2,36
Perdas nos mancais (kW)	3,52	3,68	4,03	4,27
Perdas no gerador elétrico (kW)	51,04	54,95	57,18	96,26
Perdas na turbina hidráulica (kW)	342,04	352,41	377,17	368,40
Rendimento da turbina hidráulica (%)	60,60	73,60	79,30	83,90

Fonte: Relatório de Comissionamento e de Estudos de Viabilidade (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008)



Fonte: Relatório de Comissionamento e de Estudos de Viabilidade (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008)

Figura 69: Curva de rendimento da turbina hidráulica

Tabela 28: Características básicas da turbina hidráulica

Dados	Placa	Testes Realizados
Tipo	Francis Simples eixo horizontal	Francis Simples eixo horizontal
Nº de Série	16903	-
Modelo	Horizontal	-
Acoplamento	-	direto
Potência Nominal	1,80 MW	1.776 kW
Rendimento	-	83,90%
Rotação Nominal	720rpm	720 rpm
Vazão Nominal	-	2,6 m ³ /s
Queda Líquida	92 m	92 m
Altura máxima de sucção	-	1,20 m

6.3.5.3. Rendimento do Transformador

Os dados de placa do transformador existente na subestação da PCH Lajeado estão discriminados na Tabela 29.

As perdas em um transformador podem ser divididas em três grandes grupos: (i) perdas Joule nos enrolamentos; (ii) perdas por histerese e Foucault no núcleo magnético e; (iii) perdas por dispersão.

Tabela 29: Características básicas do transformador

Dados	Placa
Fabricante	ASEA Elétrica S.A.
Ano de fabricação	1973
Tipo	TMY-11
Nº de Série	51466
Potência	2.500 kVA
Relação de transformação	2,4 - 34,5 kV
Frequência	60 Hz
Resfriamento do óleo	ONAN
Grupo de ligação	Y-D-D1
Fases	3
Regime	contínuo

As perdas no transformador foram determinadas a partir da medição do seu rendimento para as referidas cargas. Partindo-se de uma perda fixa em vazio, pode-se dizer que as perdas apresentam um comportamento quadrático com o fator de carregamento. O fator de carregamento é o resultado da divisão da potência no secundário do transformador pela sua potência nominal.

Assim para as condições de carga de 25%, 50%, 75% e 100%, obteve-se o fator de carregamento do transformador, seu rendimento e respectiva perda (Tabela 30).

Obteve-se então a equação da perda em função do carregamento para o transformador da PCH Lajeado. A qual explicita que as Perdas Joule nominal é 69,931 kW e as perdas em vazio somam 56,758 kW. Sabendo que, conforme literatura técnica, cerca de 80% das perdas em vazio são compostas pelas perdas no ferro e o restante pelas perdas por dispersão, obteve-se os valores apresentados na Tabela 31.

$$\text{Perdas} = 56,758 + 63,931 f_c^2 \quad (35)$$

Tabela 30: Perdas e rendimentos do transformador

fc (%)	Primário (kW)	Secundário (kW)	Rendimento (%)	Perdas (kW)
16	449,2	391,1	87,07	58,1
33	888	815,3	91,81	72,7
51	1341	1267,3	94,50	73,7
68	1775,8	1690,1	95,17	85,7

Fonte: Relatório de Comissionamento e de Estudos de Viabilidade (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008).

Portanto o transformador apresenta um rendimento máximo de aproximadamente 95%, o que é um rendimento baixo frente ao rendimento de um transformador novo, o qual, normalmente, supera os 99%.

Tabela 31: Perdas no Transformador

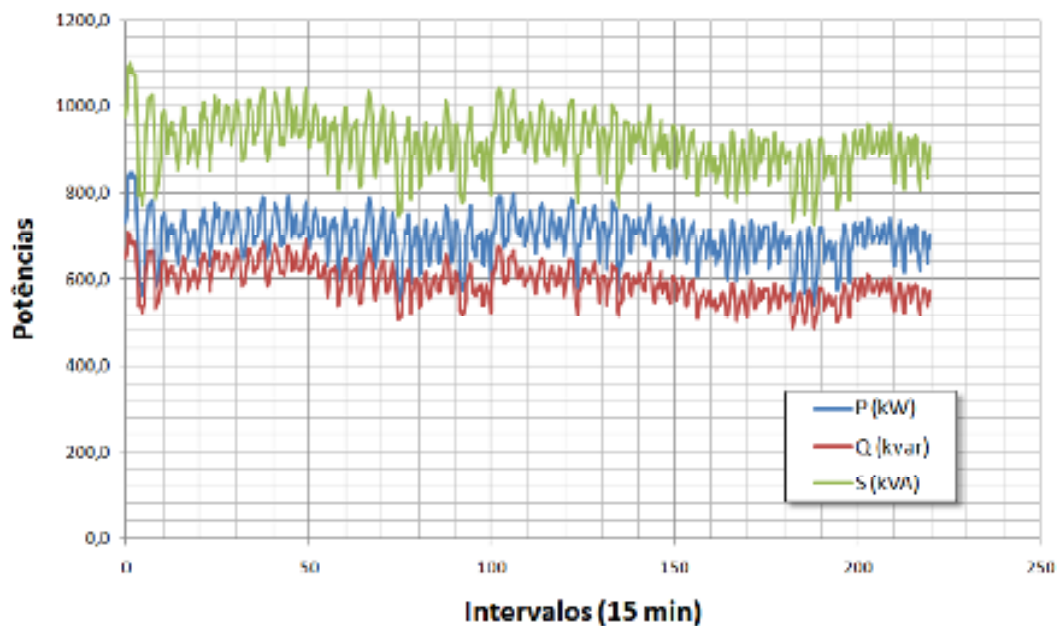
Perdas Joule nominal (kW)	63,931
Perdas no ferro (kW)	47,298
Perdas por dispersão (kW)	9,460

6.3.6. Medições na saída de linha e gerador elétrico

Conforme já citado anteriormente, foram realizadas medições de potências (ativa, reativa e aparente), fator de potência, corrente e tensão nos terminais de saída do gerador, empregando Transformador de Corrente - TC e Transformador de Potencial – TP, de medição, da usina. Tais grandezas também foram medidas, simultaneamente, na saída do transformador da subestação, junto ao barramento da linha de transmissão. As medições foram realizadas em intervalos de 15 em 15 minutos durante os dias de realização dos testes.

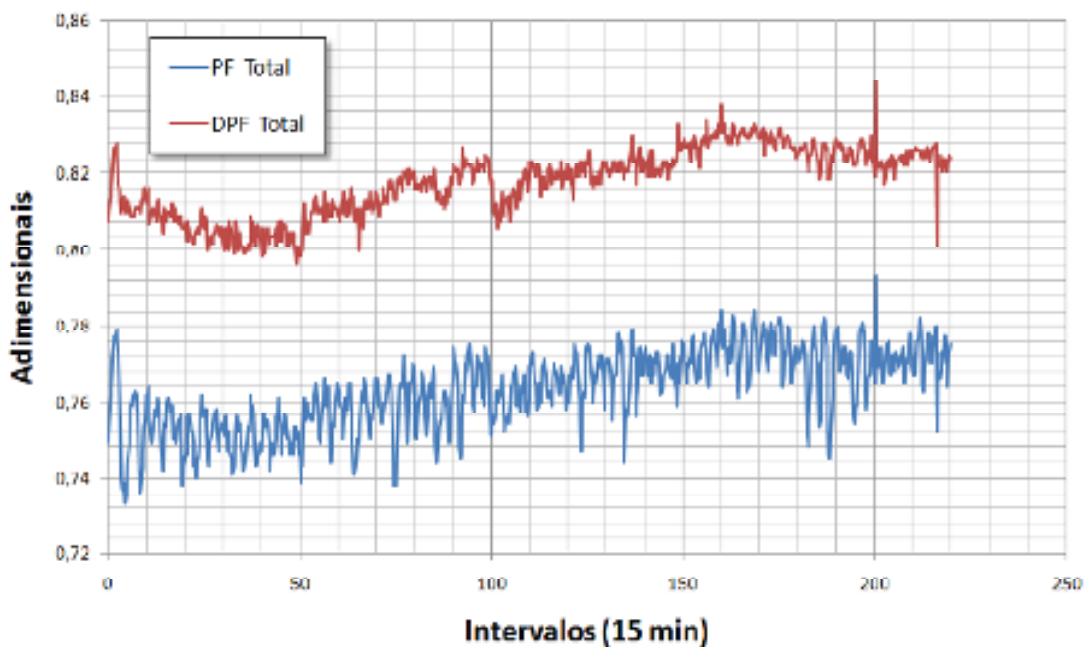
Estes resultados são de extrema importância para conhecimento do comportamento da usina em regime de operação permanente, o que revela o real potencial de geração de energia elétrica, bem como os níveis de confiabilidade, através da identificação de potenciais saídas

forçadas. Nas Figuras 71, 72, 73 e 74 estão representados os comportamentos das potências, fatores de distorção, correntes nas três fases e tensões nas três fases, ao longo do tempo, respectivamente.



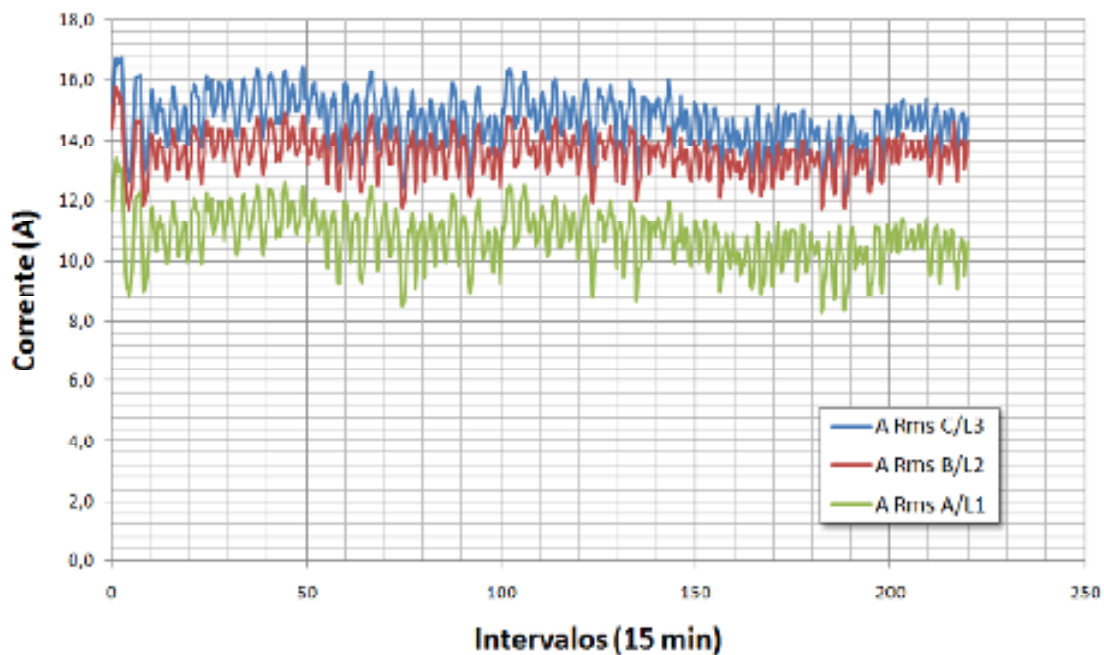
Fonte: Relatório de Comissionamento e de Estudos de Viabilidade (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008)

Figura 70: Potências ativa, reativa e aparente



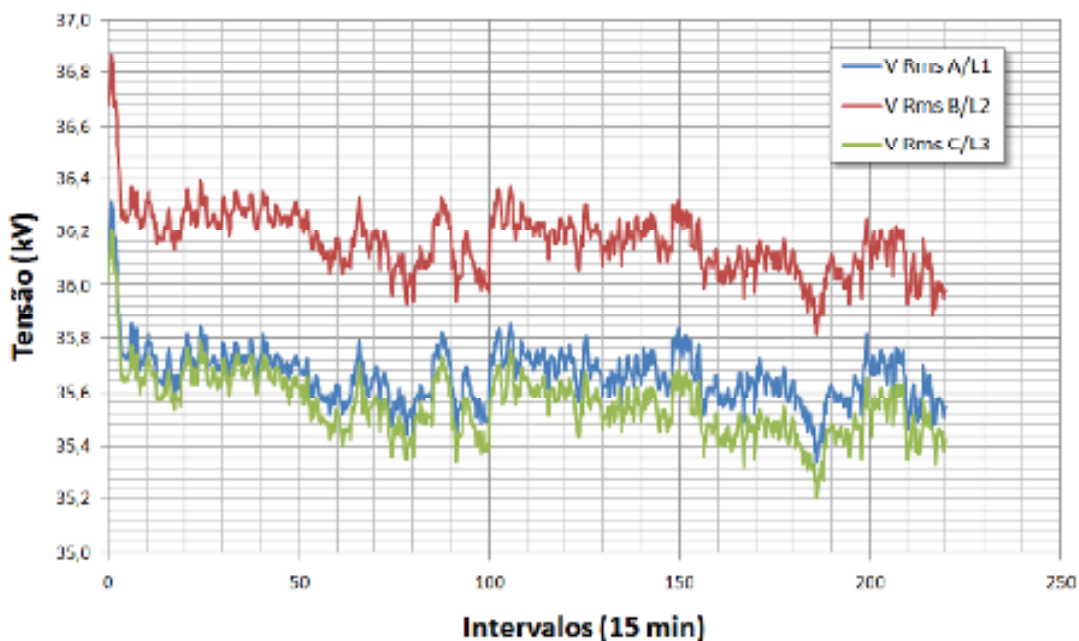
Fonte: Relatório de Comissionamento e de Estudos de Viabilidade (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008)

Figura 71: Fator de potência e distorção/desequilíbrio



Fonte: Relatório de Comissionamento e de Estudos de Viabilidade (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008)

Figura 72: Corrente nas três fases



Fonte: Relatório de Comissionamento e de Estudos de Viabilidade (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008)

Figura 73: Tensão nas três fases

A medição das grandezas elétricas revelou um grande desbalanço de tensões e conseqüente desequilíbrio de corrente. A operação em carga desequilibrada penaliza o desempenho do gerador, elevando sua temperatura e aumentando suas perdas.

6.3.7. Casa de Máquinas

A casa de máquinas (Figura 75), do tipo abrigada, está localizada junto à margem direita do ribeirão Lajeado e foi construída em alvenaria com um único piso. Esta estrutura tem aproximadamente 112 m² de área construída. Sendo que esta estrutura encontra-se em ótimas condições de conservação.



Figura 74: Casa de Máquinas da PCH Lajeado

6.3.8. Canal de Fuga

A PCH Lajeado praticamente não tem canal de fuga (Figura 76) e a vazão turbinada é restituída da estrutura abaixo da cada de força diretamente para bacia de dissipação natural do rio Lajeado.



Figura 75: Canal de fuga

6.3.9. Canal de Restituição

O volume de água turbina e o volume de água excedente do reservatório (descarregado pelo vertedor) são restituídos diretamente no leito natural do rio. Portanto o canal de restituição é um canal natural.

Levantada a seção topobatimétrica do leito natural do rio, imediatamente a jusante da casa de máquinas, a qual pode ser aproximada a geometria de uma seção trapezoidal, obteve-se a curva-chave do canal de restituição, conforme apresentado na Figura 77.

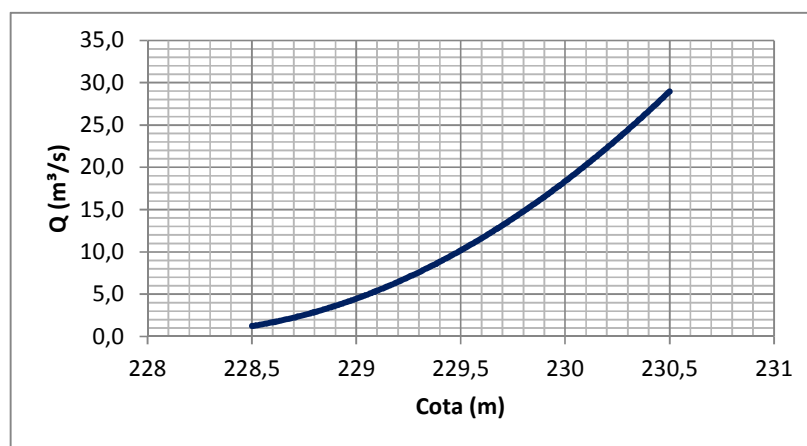


Figura 76: Curva chave do canal de restituição

6.3.10. Subestação

A subestação, localizada próxima à casa de máquinas (lado direito) é desabrigada e ocupa uma área de 685 m². Composta basicamente de um transformador de 2.500 kVA, com tensões de 2.400/34.500 V.

6.3.11. Sistemas Auxiliares

O sistema de emergência compõe-se de um gerador diesel de 60,66 kVA e 3080/220 V. Este encontra-se abrigado em uma pequena construção próxima a casa de máquinas.

6.3.12. Linha de Transmissão

O sistema de transmissão existente consiste de uma linha trifásica, operando em 34,5 kV, com a capacidade de transportar 1,9 MW, com fator de potência indutivo 0,8, em uma

corrente de 39,7 A por fase. Sendo que a energia produzida pelo arranjo existente é transportada por esta linha até a SE Barra do Lajeado, pertencente à CELTINS.

De acordo com a norma ABNT 5422, considerando uma ampacidade de 0,7 A/mm², verifica-se, para a seção transversal do cabo existente de 57 mm², cabo 1/0, que o sistema de transmissão já tem o seu limite máximo alcançado, sendo necessária a construção de uma nova linha na eventual expansão da PCH existente (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2010).

6.4. ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA REPOTENCIAÇÃO DA PCH LAJEADO

6.4.1. Definição das Alternativas para Repotenciação

Tendo por base as características técnicas levantadas em campo, as análises realizadas nos itens precedentes e mensurados os potenciais ganhos com a repotenciação frente ao arranjo existente, foram estabelecidas quatro possibilidades de repotenciação, todas na “*modalidade ampliação*”, para a PCH Lajeado.

As alternativas vislumbradas, ilustradas na Figura 78, estão descritas, resumidamente, a seguir:

Alternativa I: Baseia-se na utilização de grande parte do circuito de adução existente para, através de uma bifurcação próxima à casa de máquinas atual, levar água a uma nova casa de máquinas localizada mais a jusante, nas proximidades da ponte existente, com *queda bruta de 97,45 m*.

Alternativa II: Baseia-se na utilização da barragem existente, porém não aproveitando nada do circuito de adução. Sendo assim seria construído um novo circuito de adução, paralelo ao existente, aduzindo a água a uma nova casa de máquinas localizada mais a jusante (abaixo da ponte existente), totalizando uma *queda bruta de 107,09 metros*.

Alternativa III: Baseia-se na utilização da barragem existente e construção de um novo circuito de adução, contudo com um traçado alternativo aos dois primeiros (Alternativas I e II), totalizando uma *queda bruta de 107,36 metros*.

Alternativa IV: É semelhante à alternativa II, porém considera uma casa de força construída entre a casa de força atual e a ponte localizada a jusante, propiciando um nível d'água de jusante de 234,47 m, com uma *queda bruta de 101,98 m*, o que corresponde a uma redução de 5,11 m em relação à *queda bruta* contemplada na Alternativa II.

A partir desse ponto fez-se uma simulação incremental para ampliação da usina, para cada uma das alternativas contempladas, através de pré-dimensionamento e respectiva quantificação dos custos envolvidos. Na sequência os benefícios energéticos foram convertidos em termos econômicos e, assim, puderam ser gerados os indicadores econômicos de referência: tempo de retorno do capital (TR); valor presente líquido (VPL) e; taxa interna de retorno (TIR).

Apresenta-se na tabela 32 os parâmetros adotados para as avaliações econômicas, considerando os valores praticados no mercado em janeiro de 2010.



Fonte: Relatório de Commissionamento e de Estudos de Viabilidade (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008)

Figura 77: Alternativas de rearranjos para repotenciação.

Tabela 32: Parâmetros econômicos adotados

Depreciação de obras civis	25 anos
Depreciação de equipamentos	10 anos
Ativo diferido	JDC divididos em 10 anos
Custo O&M	4 R\$/MWh
Taxa de fiscalização	0,5% da RBT
Juros de financiamento	8,5% ao ano
Contribuição social	8% se houver lucro
Imposto de renda	15% ou 25%
Relação equit/debit	30/70
Prazo de carência	2 anos
Prazo de amortização	8 anos
Tarifa de energia	R\$ 186,87

6.4.1.1. Alternativa I

Sabendo que o ponto restritivo no circuito de adução, revelado pelos estudos complementares, é o canal de adução, cuja capacidade de adução máxima é de 4,59 m³/s, obteve-se os custos de ampliação da usina até este limite. Para tal foram levantados os custos considerando um incremento unitário de vazão, conforme Tabela 33.

A simulação econômica incremental revelou a melhor opção como sendo a instalação de uma casa de máquinas a jusante, utilizando toda a disponibilidade do circuito de adução existente (4,59 m³/s), totalizando 4 MW, a qual apresentou um VPL de 24,2 milhões de reais, uma TIR de 55% e um TR de 4,7 anos.

Tabela 33: Custos da Alternativa I

Vazão (m ³ /s)	2,00	3,00	4,00	5,00
Potência (kW)	1746,95	2.620,42	3.493,89	4.367,36
Sistema de baixa pressão (US\$)	-	-	-	-
Sistema de alta pressão (US\$)	303.800,41	362.215,00	552.223,61	605.529,30
Casa de máquinas (US\$)	1.475.000,00	2.145.280,00	2.784.000,00	3.360.000,00
Custos outros (US\$)	599.072,01	809.341,27	1.123.508,56	1.314.412,60
Total (10 ⁶ US\$)	2,378	3,317	4,460	5,280
Custo (US\$/kW)	1.361,16	1.265,77	1.276,44	1.208,95

6.4.1.2. Alternativa II

Não havendo nenhuma restrição operativa buscou-se a vazão turbinada que maximizasse os benefícios econômicos e estimou-se os custos de ampliação da usina para uma vazão de motorização de até 20 m³/s. Para tal considerou-se um incremento de vazão de 5 m³/s, conforme Tabela 34.

A simulação econômica incremental, conjugada com o alcance de um fator de capacidade típico para a faixa de queda considerada (FC = 0,6), revelou a melhor opção como sendo a de uma nova usina com vazão de projeto igual 9,4 m³/s, representando uma potência adicional de 7,9 MW, a qual apresentou um VPL de 38,4 milhões de reais, uma TIR de 42,4% e um TR de 5,5 anos. Isso com custo de investimento aproximado de 19,45 milhões de reais.

Cabe ressaltar que durante 4 meses do ano haverá vazão disponível para ativar também a turbina da casa de máquinas existente, sendo que a geração de 9,65 MW será disponibilizada durante 3,5 meses por ano.

Tabela 34: Custos da Alternativa II

Vazão (m ³ /s)	5,00	10,00	15,00	20,00
Potência (kW)	4.367,40	8.734,79	13.102,19	17.469,59
Sistema de baixa pressão (US\$)	66.165,50	97.042,50	142.731,88	168.356,00
Sistema de alta pressão (US\$)	1.568.859,86	2.870.765,28	3.886.570,41	5.422.106,48
Casa de máquinas (US\$)	3.360.000,00	5.835.000,00	8.228.000,00	10.575.000,00
Custos outros (US\$)	1.577.424,34	2.670.747,80	3.794.340,32	4.853.045,06
Total (10 ⁶ US\$)	6,572	11,474	16,052	21,019
Custo (US\$/kW)	1.504,89	1.313,55	1.225,11	1.203,15

6.4.1.3. Alternativa III

Não havendo nenhuma restrição operativa buscou-se a vazão turbinada que maximizasse os benefícios econômicos e estimou-se os custos de ampliação da usina para uma vazão de motorização de até 20 m³/s. Para tal considerou-se um incremento de vazão de 5 m³/s, conforme Tabela 35.

A simulação econômica incremental, conjugada com o alcance de um fator de capacidade típico para a faixa de queda considerada (FC = 0,6), revelou a melhor opção como sendo a de uma nova usina com vazão de projeto igual 9,4 m³/s, representando uma potência adicional de 7,9 MW, a qual apresentou um VPL de 39,0 milhões de reais, uma TIR de 44,7% e um TR de 5,3 anos. Isso com custo de investimento aproximado de 18,50 milhões de reais.

Tabela 35: Custos da Alternativa III

Vazão (m ³ /s)	5,00	10,00	15,00	20,00
Potência (kW)	4.367,40	8.734,79	13.102,19	17.469,59
Sistema de baixa pressão (US\$)	172.855,50	239.315,00	342.171,88	395.744,00
Sistema de alta pressão (US\$)	1.152.216,80	2.345.002,89	2.808.360,00	3.926.432,27
Casa de máquinas (US\$)	3.360.000,00	5.835.000,00	8.228.000,00	10.575.000,00
Custos outros (US\$)	1.498.238,71	2.572.775,26	3.569.835,41	4.529.028,13
Total (10 ⁶ US\$)	6,183	10,992	14,948	19,426
Custo (US\$/kW)	1.415,79	1.258,43	1.140,91	1.112,00

6.4.1.4. Alternativa IV

Buscou-se também para esta alternativa a vazão turbinada que maximizasse os benefícios econômicos e estimou-se os custos de ampliação da usina para uma vazão de motorização de até 20 m³/s, considerando o mesmo incremento de vazão de 5 m³/s, conforme Tabela 36.

Coerente com as análises anteriores, a simulação econômica incremental, conjugada com o alcance de um fator de capacidade típico para a faixa de queda considerada ($FC = 0,6$), revelou a melhor opção como sendo a de uma nova usina com vazão de projeto igual $9,4 \text{ m}^3/\text{s}$, representando uma potência adicional de $7,5 \text{ MW}$, a qual apresentou um VPL de $39,2$ milhões de reais, uma TIR total do complexo (incluindo a PCH existente) de $45,37\%$ e um TR de $5,3$ anos. Isso com custo de investimento aproximado de $18,26$ milhões de reais.

Durante 4 meses do ano haverá vazão disponível para ativar também a turbina da casa de máquinas existente, sendo que uma geração de $9,3 \text{ MW}$ será disponibilizada durante $3,5$ meses do ano.

Tabela 36: Custos da Alternativa IV

Vazão (m^3/s)	5,00	10,00	15,00	20,00
Potência (kW)	4.148,54	8.297,07	12.445,62	16.594,16
Sistema de baixa pressão (US\$)	66.165,50	97.042,50	142.731,88	168.356,00
Sistema de alta pressão (US\$)	1.176.644,90	2.153.073,96	2.914.927,81	4.066.579,86
Casa de máquinas (US\$)	3.360.000,00	5.835.000,00	8.228.000,00	10.575.000,00
Custos outros (US\$)	1.577.424,34	2.670.747,80	3.794.340,32	4.853.045,06
Total ($10^6 \text{ US\$}$)	6,180	10,756	15,080	19,663
Custo (US\$/kW)	1.489,74	1.296,34	1.211,67	1.184,93

6.4.1.5. Definição Melhor Alternativa para Repotenciação

Sabendo previamente que as alternativas de repotenciação para PCH Lajedo são todas na modalidade ampliação, após os resultados obtidos nas análises técnicas e econômicas destas alternativas, pode-se definir que a mais viável é a *alternativa IV*.

Na Tabela 37 apresenta-se a síntese dos resultados que permitiram a tomada de decisão quanto a melhor alternativa de arranjo para repotenciação (rearranjo da usina).

O estudo de viabilidade técnica e econômica aponta para a construção de novo sistema de adução e uma nova casa de máquinas, adicionalmente a existente. Sendo que a nova casa de máquinas localizar-se-á entre a casa de força existe e a ponte à jusante.

As alternativas II e III apresentam benefícios econômicos semelhantes.

Há de se ponderar que a alternativa IV: (i) solicita a aquisição de terras de terceiro; (ii) exige realização de novos estudos ambientais; e (iii) garante uma potência instalada na nova casa de máquinas ($7,5 \text{ MW}$), inferior a das alternativas II e III ($7,9 \text{ MW}$), devido à queda bruta ser, aproximadamente, 5% menor do que as quedas brutas destas. Contudo a alternativa

IV apresenta um custo total de implantação menor e um valor presente líquido maior que as alternativas II e III, tendo praticamente o mesmo tempo de retorno.

Tabela 37: Resumo dos resultados das análises econômicas das alternativas contempladas

Opção	Q (m ³ /s)	P (MW)	Investimento (10 ⁶ R\$)	TR (anos)	VPL (10 ⁶ R\$)	TIR (%)
I	4,6	4	8,89	4,7	24,2	55,0
II	9,4	7,9	19,4	5,5	38,4	42,4
III	9,4	7,9	18,5	5,3	39,1	44,7
IV	9,4	7,5	18,3	5,3	39,2	45,4

6.4.2. Otimização da Potência Instalada e Motorização da Parte Ampliada

Escolhida a melhor alternativa para repotenciação da usina, o refinamento da potência a ser instalada e respectiva quantificação da energia incremental a ser gerada se dão através do processo de otimização que busca a maximização do aproveitamento do potencial hidráulico disponível, a partir de uma análise incremental dos benefícios energéticos e econômicos.

O refinamento do estudo energético e econômico, para alternativa escolhida, garante a estruturação do melhor arranjo para repotenciação da usina, o que inclui a remotorização ótima.

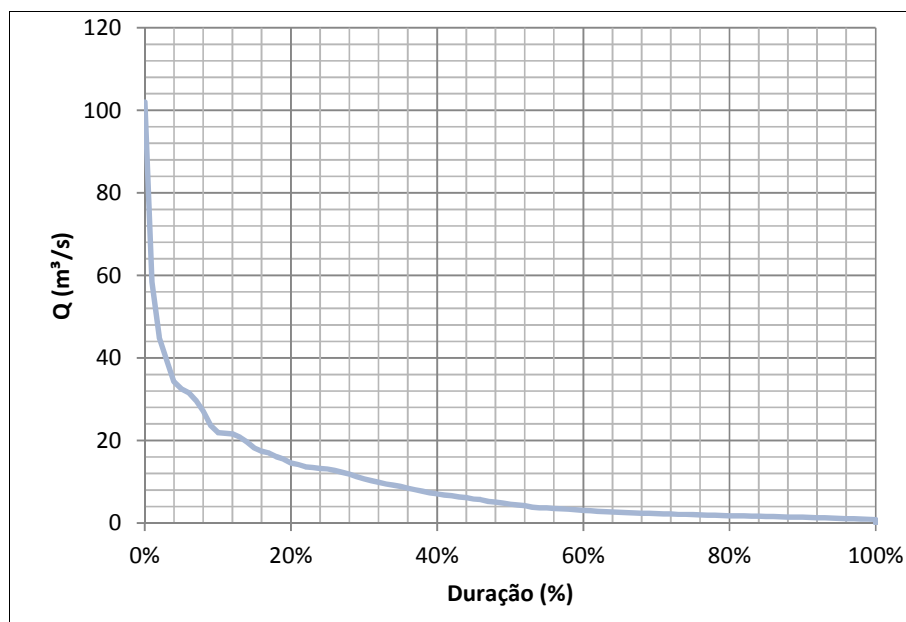
Partindo da *curva de permanência de vazões mensais*, levantada na atualização dos *Estudos Hidrológicos*, apresentada na Figura 44, gerou-se a *curva de permanência de vazões disponíveis* descontando a vazão ecológica (Figura 79). Posteriormente obteve-se a correspondente curva de energia, ilustrada na Figura 80.

Como já mencionado anteriormente, no estado do Tocantins a vazão sanitária é 25% da vazão com 90% de permanência, o que resulta em uma vazão de 0,424 m³/s, que é o limite mínimo de vazão a ser mantida a jusante do empreendimento, no caso de condições adversas.

Como não houve nenhuma alteração no nível d'água do reservatório, o nível de montante manteve-se na cota 337,64 m, o nível d'água de jusante foi realocado até o ponto onde saltos hidráulicos significativos já não eram mais observados, chegando à cota 230,55 m, resultando em uma queda bruta de 107,09 m.

Definida a queda do novo arranjo, a partir dos parâmetros físico-operativos estabelecidos, obteve-se então, através de valoração econômica, uma equação correlacionando os custos envolvidos com as potenciais vazões de projeto da usina. A função de aproximação

que melhor representou esta correlação, de forma contínua, a qual serviu de base para otimização da potência instalada, está representada na Figura 81.



Fonte: Projeto Básico de Repotenciação (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2010)

Figura 78: Curva de Permanência

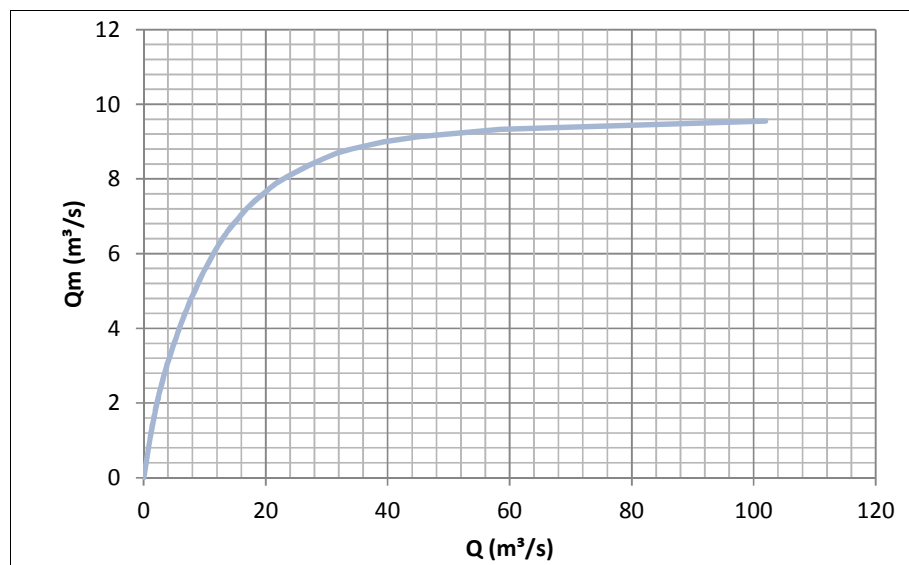
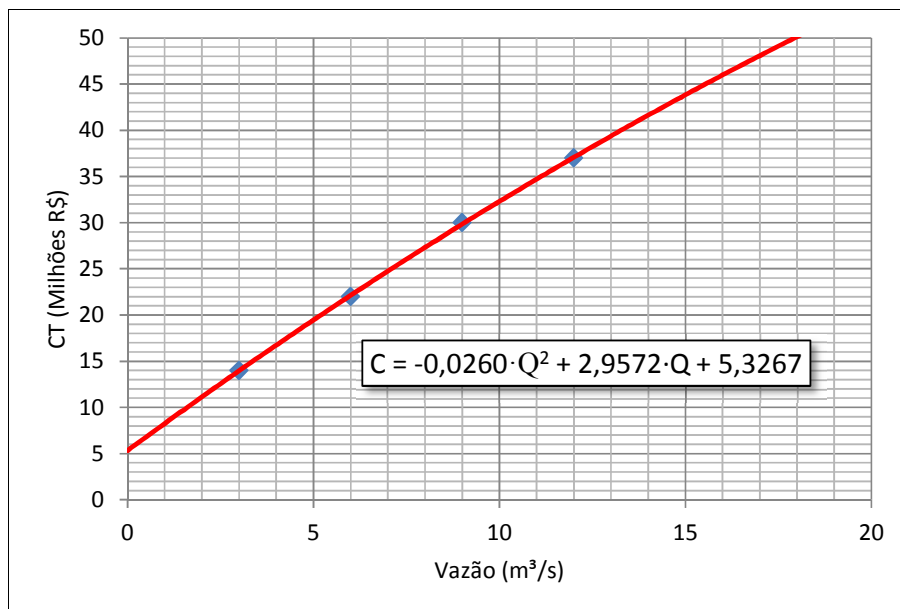


Figura 79: Curva de Energia

Os custos das estruturas civis e hidráulicas foram estimados, incluindo serviços, baseando-se nos quantitativos mais significativos e em custos unitários levantados em função da realidade local e das particularidades aproveitamento. Já os custos para aquisição dos

equipamentos eletromecânicos, e hidromecânicos, foram obtidos mediante consulta aos fabricantes de turbinas, geradores e equipamentos auxiliares ou acessórios.

Os custos levantados dizem respeito àqueles praticados no mercado em janeiro de 2010, ressaltando que estão considerados somente os custos de ampliação.



Fonte: Projeto Básico de Repotenciação (DOMÍNIO ENGENHARIA, 2010)

Figura 80: Curva de custos orçados e estimados

6.4.2.1. Otimização da Potência Instalada da Parte Ampliada

A concepção da ampliação da PCH Lajeado considera o uso do circuito hidráulico e casa de máquinas existentes, incluindo grupo gerador instalado, cuja vazão nominal da turbina é de 2,6 m³/s. Sendo assim a nova instalação somente entrará em operação com houver disponibilidade de vazões superiores a 2,6 m³/s.

Esta decisão justifica-se porque na alternativa IV, escolhida através dos estudos de viabilidade técnica e econômica como a melhor alternativa para repotenciação, obteve-se uma vazão de projeto de 9,4 m³/s para a parte a ser ampliada. Sendo assim, optar por manter as turbinas adicionais trabalhando com vazões iguais ou inferiores a 2,6 m³/s (aproximadamente 28% da carga), seria submetê-las a operar abaixo do limite inferior da faixa operativa ótima das turbinas Francis. Ou seja, os novos grupos geradores, mesmo com rendimentos relativos superiores ao do grupo existente, operariam com um rendimento muito baixo em grande parte do tempo, resultando em perdas significativas de geração.

A partir desta conclusão subtraiu-se da curva de energia a energia correspondente a vazões inferiores a 2,6 m³/s, a qual foi delegada à estrutura existente, ao passo que o investimento para ampliação da usina deverá ser pago tão somente pelos benefícios oriundos da energia adicional viabilizada pela repotenciação.

Para desenvolvimento do processo de otimização da potência instalada da nova casa de máquinas foi necessária a adoção de valores para certas grandezas. Tais premissas são apresentadas na Tabela 38, observando-se que:

- Os valores adotados para os rendimentos tiveram como base informações fornecidas por fabricantes de turbinas e geradores;
- A taxa de juros usada nos cálculos e a vida útil da central foram fixadas com base nas recomendações do Manual de Diretrizes para Projetos de PCH da ELETROBRÁS;
- O preço de venda da energia elétrica gerada foi adotado como sendo a média das tarifas praticadas na época (dezembro de 2009), no ambiente de contratação livre (ACL), correspondendo a 148,00 R\$/MWh;
- Os custos relativos à operação e manutenção - O&M, foram estimados em 8,00 R\$/MWh.

Tabela 38: Premissas adotadas para análise incremental

Item	Valor
Perdas no sistema de adução	2,38 %
Rendimento nominal da turbina	92,0 %
Rendimento mínimo da turbina	82,0 %
Rendimento do gerador elétrico	96,5 %
Indisponibilidade programada	360 h
Indisponibilidade forçada	100 h
Período de amortização	30 anos
Taxa de juros	10 % ao ano
Preço de venda da energia	148/MWh

Adicionalmente as premissas adotadas, para otimização da potência instalada da nova casa de máquinas, utilizou-se como dados de entrada: a *curva de permanência de vazões afluentes mensais* e respectiva *curva de energia*; a *curva de custos orçados e estimados* e; a *queda bruta de projeto (107,09 m)*;

Finalmente, variando a vazão de projeto fez-se uma análise incremental da potência instalada, para posterior motorização da nova casa de máquinas.

A Tabela 39 apresenta o resultado da análise incremental. As abreviações significam: Vazão de Projeto (Q), Vazão Média (Qm), Fator de Capacidade (FC), Potência Instalada (P),

Energia Anual (EA), Custo Anual (CA), Receita Anual (RA), Benefício Anual (BA), Energia Incremental (EI), Custo Incremental (CI), Receita Incremental (RI) e Índice Receita-Custo (IRC).

Tabela 39: Análise Incremental da Potência com Variação da Vazão de Projeto da Expansão.

Q (m ³ /s)	Qm (m ³ /s)	FC (.)	P (MW)	EA (GWh)	CA (10 ⁶ R\$)	RA (10 ⁶ R\$)	BA (10 ⁶ R\$)	EI (GWh)	CI (10 ⁶ R\$)	RI (10 ⁶ R\$)	IRC (.)
6,0	3,7	62	5,459	28,1	2,348	2,949	0,601	-	-	-	-
6,2	3,8	61	5,641	28,8	2,404	3,019	0,615	0,671	0,056	0,070	1,259
6,4	3,9	61	5,823	29,4	2,460	3,088	0,628	0,656	0,056	0,069	1,235
6,6	4,0	60	6,005	30,1	2,515	3,155	0,640	0,642	0,056	0,067	1,213
6,8	4,1	60	6,187	30,7	2,571	3,221	0,651	0,628	0,055	0,066	1,191
7,0	4,1	59	6,369	31,3	2,626	3,286	0,660	0,614	0,055	0,064	1,170
7,2	4,2	59	6,551	31,9	2,681	3,349	0,668	0,601	0,055	0,063	1,149
7,4	4,3	58	6,733	32,5	2,735	3,411	0,675	0,588	0,055	0,062	1,130
7,6	4,4	58	6,915	33,1	2,790	3,471	0,681	0,576	0,054	0,060	1,110
7,8	4,5	57	7,097	33,6	2,844	3,530	0,686	0,564	0,054	0,059	1,092
8,0	4,5	57	7,279	34,2	2,898	3,588	0,690	0,552	0,054	0,058	1,073
8,2	4,6	56	7,461	34,7	2,952	3,645	0,693	0,541	0,054	0,057	1,056
8,4	4,7	56	7,643	35,2	3,006	3,701	0,695	0,530	0,054	0,056	1,039
8,6	4,7	55	7,825	35,8	3,059	3,755	0,696	0,519	0,053	0,055	1,022
8,8	4,8	55	8,007	36,3	3,112	3,809	0,697	0,509	0,053	0,053	1,006
9,0	4,9	54	8,189	36,8	3,165	3,861	0,696	0,499	0,053	0,052	0,990
9,2	4,9	54	8,371	37,3	3,218	3,913	0,695	0,489	0,053	0,051	0,975
9,4	5,0	53	8,553	37,7	3,270	3,963	0,693	0,480	0,052	0,050	0,960
9,6	5,1	53	8,735	38,2	3,322	4,012	0,690	0,471	0,052	0,049	0,946
9,8	5,1	52	8917,0	38,7	3,374	4,061	0,686	0,462	0,052	0,048	0,932
10,0	5,2	52	9099,0	39,1	3,426	4,108	0,682	0,453	0,052	0,048	0,918

Obteve-se então uma vazão ótima de projeto de 8,8 m³/s, correspondente a uma potência instalada de 8,0 MW, o que também pode ser observado na curva que relaciona o benefício líquido com a potência instalada, cujo ponto ótimo aponta para o máximo valor presente líquido (Tabela 40).

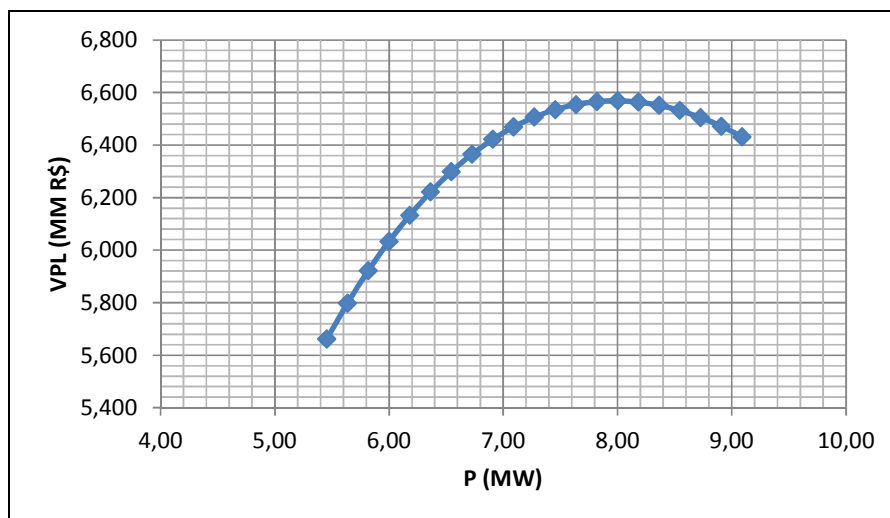


Tabela 40: Comportamento do Valor Presente Líquido

6.4.2.2. Interação da Usina com o Sistema de Transmissão

Foram estudadas três alternativas de conexão com a rede. A alternativa 1, constituída por duas linhas de 34,5 kV para interligação à SE Lajeado. A alternativa 2, constituída de uma linha de 34,5 kV para interligar-se com a linha existente entre a SE Palmas II e a SE Barra do Lajeado. E a alternativa 3, em 138 kV, que liga a PCH à uma derivação da linha que liga a SE Miracema à SE Palmas II.

Em função de critérios de confiabilidade e de mínimas modificações nos sistemas existentes, optou-se pela segunda alternativa, em 34,5 kV, que tem como vantagens a utilização do mesmo nível de tensão do sistema atual e a não interferência na geração do grupo existente para sua instalação.

Assim, segundo DOMÍNIO ENGENHARIA (2010), a parte ampliada da PCH Lajeado (parte nova) se integrará ao sistema de transmissão da CELTINS através de uma derivação da linha que liga a SE Barra de Lajeado à SE Palmas II. Essa interligação se dará mediante a implantação de uma linha de transmissão, cuja tensão nominal é de 34,5 kV, com aproximadamente 3,5 km de extensão.

6.4.2.3. Motorização da Parte Ampliada e Regime Operativo da PCH após a Repotenciação

O Manual de Diretrizes para Projetos de PCH da ELETROBRÁS confirma que é difícil estabelecer um procedimento geral que permita determinar a potência unitária dos grupos geradores e, conseqüentemente, o número de unidades. Recomenda-se então, que seja

reunida uma equipe multidisciplinar de planejamento, engenharia e operação, ligada às áreas energética, eletromecânica e civil, para debater pontos relativos: a reserva de geração; a flexibilidade operativa; a proporção entre a capacidade unitária e as dimensões do sistema elétrico; aos custos de construção (função das dimensões das unidades e da casa de força); aos limites físicos do arranjo; ao despacho mínimo para a curva de carga e; outros.

Levando em consideração a vazão de projeto, a vazão mínima a ser turbinada, a cota do canal de fuga em relação ao nível médio dos mares, altura máxima de sucção desejável, rotação nominal e, finalmente, o estado da arte de projetos de rotores bem sucedidos, dando preferência às máquinas de rotação mais elevada e com acoplamento direto com os geradores elétricos, definiu-se o tipo e o número de turbinas a serem instaladas na nova casa de máquinas.

Frente a queda disponível para parte ampliada, analisou-se apenas a utilização de turbinas tipo Francis (Tabela 41), o que resultou no conjunto de 2 (duas) unidades adicionais, com rotação de 720 rpm e altura máxima de sucção de 1,56 m. Assim cada turbina tem uma potência nominal de 4,124 MW e vazão nominal de 4,4 m³/s, para uma queda bruta nominal de 107,09 m e respectiva queda líquida nominal de 104,5 m, sendo que os correlatos geradores têm uma potência unitária de 4,440 MVA.

Tabela 41: Motorização da parte ampliada (nova casa de máquinas)

Pares de pólos	Rotação (rpm)	η_{qA}	Hsu (m)
1	3600	682,5	-746,50
2	1800	341,2	-34,83
3	1200	227,5	-7,63
4	900	170,6	-1,11
5	720	136,5	1,56
6	600	113,7	2,96
7	514	97,5	3,81
8	450	85,3	4,37

A Figura 82 apresenta o regime operativo da usina, após a repotenciação, ou seja, o número de turbinas em operação e respectivo rendimento hidráulico frente à curva de permanência de vazões. “E” representa a unidade existente e “N” uma nova unidade.

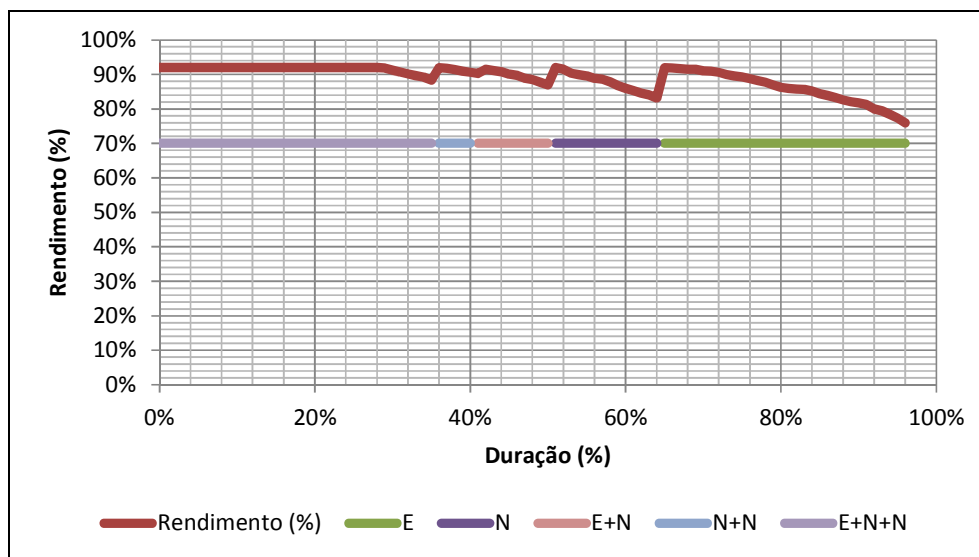


Figura 81: Características Operativas da Central

6.4.2.4. Resumo dos Resultados

Um resumo dos custos envolvidos na repotenciação da PCH Lajeado, dos ganhos obtidos com a repotenciação e dos resultados das análises técnicas e econômicas obtidos para a parte a ser ampliada, estão apresentados nas Tabelas 42,43 e 44 respectivamente.

Tabela 42: Custos da Repotenciação da PCH Lajeado

Item	Valor	
Obras Civas	10.267,60	x 10 ³ R\$
Equipamentos Eletromecânicos	1.466,80	x 10 ³ R\$
Custo Direto Total	15.279,17	x 10 ³ R\$
Custos Indiretos	3.055,83	x 10 ³ R\$
Custo Total S/JDC	18.335,00	x 10 ³ R\$
Custo Total C/JDC (JDC = 10% aa)	22.002,00	x 10 ³ R\$
Sistema de Transmissão Associado	7.334,00	x 10 ³ R\$
Custo Total com Sistema de Transmissão Associado	29.336,00	x 10 ³ R\$
Juros Anuais	10	%
Período de Utilização	30	anos
O&M	8,00	R\$/MWh
Custo da Energia Gerada	142,00	R\$/MWh
Data de Referência	dez/09	-

Tabela 43: Principais ganhos com a repotenciação da PCH Lajeado

Itens	Antes da repotenciação	Depois da repotenciação	Ganhos com a repotenciação (ampliação)
Vazão (m ³ /s)	2,6	11,4	8,8
Queda líquida nominal (m)	90	104,5	14,5
Potência instalada (MW)	1,8	9,8	8
Rendimento do conjunto turbina/gerador	0,8071	0,8878	0,0807
Energia média anual (GWh)	13,649	49,949	36,3

Tabela 44: Resultados

Item	Valor
Nível normal de montante	337,64 m
Nível normal de jusante	230,55 m
Queda bruta total	107,09 m
Queda líquida nominal	104,50 m
Vazão de projeto	8,8 m ³ /s
Potência instalada	8 MW
Fator de capacidade	0,55
Energia anual gerada	36,3 GWh
Custo total da central	29,34 x 10 ⁶ R\$
Receita anual bruta	3,81 x 10 ⁶ R\$
Receita anual líquida	0,697 x 10 ⁶ R\$
Taxa interna de retorno	12,98 %

CAPÍTULO 7. CONCLUSÃO

Fundamentando-se principalmente no conceito do *aproveitamento ótimo* e devido aos fatores de defasagem temporal pode-se afirmar que, em maior ou menor grau, todos os empreendimentos hidrelétricos passarão pela etapa de repotenciação.

A repotenciação de uma PCH é um processo complexo, que demanda uma equipe multidisciplinar para as respectivas análises técnicas, econômicas e ambientais, até a tomada de decisão sobre a melhor alternativa de intervenção, principalmente se for um empreendimento antigo que dependa, inicialmente, do diagnóstico de suas características técnicas através de levantamentos, testes e estudos complementares.

Nas discussões desenvolvidas no âmbito do presente trabalho e apresentadas as atuais proposições para oportunidades de incentivos regulatórios para repotenciação de PCHs, ficou explícita a necessidade de uma regulamentação específica que reconheça completamente os ganhos viabilizados pela repotenciação de modo a ressarcir adequadamente e a incentivar os agentes de geração, frente aos benefícios que este tipo de intervenção pode trazer.

Tecnicamente a repotenciação pode conciliar ganhos de vazão, queda, rendimento e operacionais, configurando em incrementos de potência gerada com respectivos ganhos econômicos e sócio-ambientais.

O custo médio de investimento na repotenciação, mesmo na modalidade ampliação cuja a extensão das intervenções é maior, mantém-se a valores bem inferiores ao custo médio de investimento na construção de novas centrais hidrelétricas.

O modelo proposto para análise da viabilidade técnica, econômica e ambiental da repotenciação de uma PCH permite direcionar as etapas envolvidas no processo e as tomadas de decisão, ao passo que a atratividade para o investimento depende da confiabilidade das avaliações técnicas e econômicas da usina com potencialidade de ser repotenciada.

O estudo de caso da PCH Lajeado, através da aplicação do modelo sugerido, permitiu comprovar os benefícios da repotenciação. Sendo que a repotenciação da usina, na modalidade ampliação, garante 338% de ganho de vazão, 16% de ganho de queda líquida nominal, 10% de ganho no rendimento do conjunto turbina/gerador, 444% de ganhos em potência instalada e 266% de ganho de energia média gerada anualmente. Tudo isto a um custo final de 3.668 R\$/kW. Contudo os aspectos ambientais não foram apresentados, pois não configuram restrições que possam efetivamente inviabilizar o projeto de repotenciação, dada suas características, e cuja discussão excede os objetivos do presente trabalho.

Pôde-se verificar também, no estudo de caso, a aplicabilidade das etapas de hierarquização das avaliações técnico-econômicas para definir a viabilidade da repotenciação de uma pequena central hidrelétrica. Na etapa de avaliação econômica das alternativas para repotenciação da usina chegou-se a um custo de 2.440 R\$/kW para melhor alternativa, excluindo o custo do sistema de transmissão associado e juros, a qual resultou em uma potência instalada de 7,5 MW para parte ampliada. No entanto, após etapa de otimização da potência instalada obteve-se como resultado um custo de 3.668 R\$/kW, incluindo sistema de transmissão associado e juros de 10% ao ano, e uma potência instalada de 8 MW.

O estudo de caso também permitiu concluir que, conforme discutido no presente trabalho e convergente com a afirmação de outros autores, o custo do sistema de transmissão associado pode representar uma parcela significativa do custo total da repotenciação, podendo até inviabilizá-la, sendo que para PCH Lajeado este custo representou 25% do custo total. O que reforça a necessidade de análises técnicas prévias sobre as características técnicas do sistema de transmissão associado e se ele suporta transportar a energia adicional disponibilizada pela repotenciação, podendo caracterizar uma restrição.

Sabendo que o prazo total para conclusão das obras e entrada em operação da primeira unidade da casa de máquinas adicional da PCH Lajeado é de 24 meses, é importante destacar que, conforme previsto, o período de indisponibilidade da usina para repotenciação, por ser na modalidade ampliação, é bem reduzido, já que o grupo gerador existente (casa de máquinas antiga) poderá permanecer em operação grande parte do tempo durante as intervenções.

BIBLIOGRAFIA

- ANDRADE, L. A., MARTINEZ, C. B., FILHOS, J. N., AGUIRRE, L. A., 2002**, “*Estudo comparativo dos métodos de medição de vazão – uma aplicação em comissionamento de turbinas hidráulicas*”. Centro de Pesquisas em Hidráulica e Recursos Hídricos – CPH, Grupo de Turbomáquinas, Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG, 7p.
- ANDRITZ HYDRO, 2012**, “*Compact Hydro*”. Disponível em <http://cur.g.andritz.com/c/com2011/00/01/24/12416/1/1/0/-174808241/hy-compact-hydro-en.pdf>>. Acesso em: 19 jan. 2012.
- ANEEL, 2008**, *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*, Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília – DF, 3ª edição, 236p.
- ANEEL, 2011**, “*Nota Técnica nº 026/2011 – SRG/ANEEL: Repotenciação de unidades geradoras que possam trazer ganhos na operação energética e agregar disponibilidade de potência horária no SIN*”.
- ASTORGA, O. A. M., PARNUNZIO, P. A., GYORI, D. F. S., SILVEIRA, J. L., 2008**, “*Repotenciação de PCH’s - Aspectos Técnicos, Econômicos e Socioambientais*. Universidade Estadual Paulista - UNESP, Guaratinguetá - SP.
- BARROSO, S., 2009**, “*Pequenas Centrais Hidrelétricas: Como conciliar interesses*”. Apresentação em Debate Público - Assembleia Legislativa de Minas Gerais, Belo Horizonte - MG.
- BASTOS, P. R. F. M., 2002**, “*Teoria do Portfólio aplicada a Pequenas Centrais Hidrelétricas*”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI, Itajubá - MG, 144p.
- BORTONI, E. C., 2011**, “*Repotenciação: Bases teóricas, oportunidades e experiência internacional*”. Apresentação em Power Point, ANEEL, Brasília - DF.
- BORTONI, E. C., SOUZA, L. E., BASTOS, G. S., BRANDÃO, L. B., 2002**, “*Operação otimizada de grupos geradores em pequenas centrais hidrelétricas*”. Simpósio de

- Especialistas em Operação de Centrais Hidrelétricas - 3º SEPOCH, Foz do Iguaçu – PR, 12p.
- CANALES, F. A., BELUCO, A., 2008**, “*Curvas paramétricas de custo para Mini Centrais Hidrelétricas na Nicarágua*”. Comitê Brasileiro de Barragens, VI Simpósio Brasileiro sobre Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas, Belo Horizonte - MG, 10p.
- CASAROTTO FILHO, N., KOPITTKE, B. H., 2000**, “*Análise de investimentos: Matemática Financeira, Engenharia Econômica, Tomada de Decisão, Estratégia Empresarial*”. 7ª ed., São Paulo - SP, Atlas.
- CERPCH, 2010**, “*Classificação*”. Disponível em < <http://www.cerpch.unifei.edu.br/o-que-e.html>> Acesso em: 15 dez. 2010.
- CERPCH, 2011**, “*Energia Online: Cemig planeja repotenciar 23 PCHs para expandir capacidade instalada em 200%*”. Disponível em <<http://www.cerpch.unifei.edu.br/not01.php?id=5283>> Acesso em: 24 mar. 2011.
- CGEE, 2003**, “*Estado da Arte e Tendências das Tecnologias para Energia*. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 76p.
- CIPOLI, J. A., 2005**, “*Reunião sobre Regulamentação de Perdas Técnicas*”. Apresentação em Power Point, Brasília - DF.
- CLEMENTE, L., 2001**, “*Seleção da Potência Instalada Ótima de PCHs no Contexto de Mercados Competitivos*”. Dissertação de Mestrado, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba- PR, 270 p.
- COPELAND, T., KOLLER, T., MURRIN, J, 2002**, “*Avaliação de Empresas - Valuation: Calculando e gerenciando o valor das empresas*”. 3ª ed., Makron Books. São Paulo-SP.
- CRUZ, J. L. C., 1994**, “*A Eletricidade no Brasil do Império à Republica de Hoje*”. 1ª Edição, Edição do Sindicato dos Eletricitários de Furnas e DME – SINDEFURNAS, Editora Parma Ltda, 123 p.
- DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008**, “*Estudos Hidrológicos - PCH Lajeado*”. Domínio Engenharia & ENEL Brasil, 33p.

- DOMÍNIO ENGENHARIA, 2008**, “*Relatório de Comissionamento e de Estudos de Viabilidade - PCH Lajeado*”. Domínio Engenharia & ENEL Brasil, 66p.
- DOMÍNIO ENGENHARIA, 2010**, “*Relatório do Projeto Básico de Repotenciação - PCH Lajeado*”. Domínio Engenharia & ENEL Brasil, 192p.
- ELETROBRÁS, 2000**, “*Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH*”.
- ELETROBRÁS, 2011**, “*Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA*”. Disponível em <http://www.eletrabras.com/elb/data/Pages/lumisabb61d26ptbrie.htm>. Acesso em: 14 fev. 2011.
- ELETROBRAS/DNAEE, 1997**, “*Instruções para Estudos de Viabilidade de Aproveitamentos Hidrelétricos*”.
- ENCINA, A. S. A., SANTOS, E. F., CICOGNA, M. A., FILHO, S. S., OHISHI, T., 2002**, “*Um critério de Desempenho para o Despacho Ótimo de Unidades Geradoras*”. Simpósio de Especialistas em Operação de Centrais Hidrelétricas - 3º SEPOCH, Foz do Iguaçu – PR, 18p.
- ENERGIE, 2000**, “*Status Report on Variable Speed Operation in Small Hydropower*”. Energie with the support of the European Commission, Produced by KWI Architects Engineers Consultants, 56p.
- EPE, 2005**, “*Balanço Energético Nacional 2005: Ano base 2004*”. Relatório Final, Ministério de Minas e Energia / Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro – RJ, 188p.
- EPE, 2007**, “*Plano Nacional de Energia 2030*”. Ministério de Minas e Energia / Empresa de Pesquisa Energética, Brasília -DF, v.12.
- EPE, 2008**, “*Nota Técnica DEN 03/08: Considerações sobre a Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas*”. Rio de Janeiro - RJ, 38p.
- EPE, 2010**, “*Balanço Energético Nacional 2010: Ano base 2009*”. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro – RJ, 276p.

- ESHA, 2004**, “*Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant*”. European Small Hydropower Association - ESHA, 151p.
- ESHA, 2011**, “*State of the Art of Small Hydropower In EU - 25*”. European Small Hydropower Association, 20p. Disponível em <<http://www.esha.be/publications>> Acesso em: nov. 2011.
- ESHA, 2012**, “*Small Hydropower: Innovation is our business*”. European Small Hydropower Association, 4p. Disponível em <<http://www.esha.be/publications>> Acesso em: 5 de jan. 2012.
- FILIPPIN, C. G., LIRA, A. T., 2001**, “*Análise Estrutural de Rotores de Turbinas Hidráulicas para Estudo da Incidência de Trincas e Desempenho à Vida de Fadiga*”. Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica - CITENEL 2001, Anais ANEEL, Brasília - DF.
- FURNAS, 2006**, “*I Encontro Técnico para Modernização da UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho*”.
- GITMAN, L. J., 1997**, “*Princípios de Administração Financeira*”. 7ª ed., São Paulo - SP, Addison Wesley.
- GÓMEZ, V., BUENROSTRO, F., GOJON, O., ACOSTA, J., 2008**, “*Upgrading Stators of Large Hydro Generators*”. HydroVision, Paper nº 073.
- GYORI, D. F. S., 2007**, “*Análise de Viabilidade Técnica-Econômica de Repotenciação de PCHs com Inserção de Benefícios Ambientais: Estudo de Caso*”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Mecânica na área de Transmissão e Conversão de Energia, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá – SP, 126p.
- HADDAD, J. & GAMA, P. H. R. P., 2001**, “*Conservação de Energia: Eficiência Energética de Instalações e Equipamentos*”. Capítulo 4 – Tarifação de Energia Elétrica, Livro com Vários Autores, FUPAI, Itajubá – MG, pp. 113- 148.
- IEEE Std 1147, 2005**, “*IEEE Guide for the Rehabilitation Hydroelectric Power Plants*”. Energy Development & Power Generation Committee of the IEEE Power Engineering Society, New York - USA.

- JORNAL DO ENGENHEIRO, 2007**, “*Repotenciar para Economizar*”. Edição de dezembro.
- KARDEC, A., NASCIF, J., 2008**, “*Manutenção Função Estratégica*”. 2ª Edição, Editora Qualitymark, Rio de Janeiro, - RJ.
- KUCHINSKAYA, Z., NOVOZHILOV, V., 2011**, “*OJSC POWER MACHINES: Experience on Hydrogenerators Reconstruction in Russia*”. Rússia, 10p.
- MACINTYRE, A. J., 1983**, “*Máquinas Motrizes Hidráulicas*”. Editora Guanabara Dois S.A., Rio de Janeiro – RJ, 650p.
- NISHI, 2009**, “*Relatório de Serviço: Limpeza e Pintura do Gerador - PCH Lajeado*”. Domínio Engenharia & ENEL Brasil, 10p.
- OBERMEYER HYDRO, 2012**, Disponível em <http://www.obermeyerhydro.com/welcome>. Acesso em: 19 jan. 2012.
- OGAYAR, B., VIDAL, P. G., 2008**, “Cost determination of the electro mechanical equipment of a small hydro-power plant”. *Renewable Energy an International Journal*, Vol. 34, issue 2, pp. 6 - 13. Disponível em www.elsevier.com/locate/renene Acesso em: 28 de mar. 2012.
- OLIVEIRA, M. A., 2004**, “*Análise do Escoamento Turbulento em Tubos Circulares Lisos*”. Trabalho Final de Graduação em Engenharia Hídrica, Universidade Federal de Itajubá -UNIFEI, Itajubá - MG, 49p.
- PDE - 2019, 2010**, “*Plano Decenal de Expansão de Energia 2019*”. Ministério de Minas e Energia / Empresa de Pesquisa Energética, Brasília - DF.
- PINTO, L. L., 2009**, “*Determinação de critérios indicativos para análise da viabilidade de serviços de modernização de grupos geradores de centrais hidrelétricas*”. Dissertação de Mestrado em Engenharia da Energia, Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI, Itajubá - MG, 153p.
- PORTO, M. A. A., AMEIDA, A. G., RIBEIRO, C. H. D., PINTO L. L., 2007**, “*Management of Modernization Process in Hydroelectric Power Plants – The*

- Experience of FURNAS*". Internacional Commission on Larges Dams - ICOLD, HYDRO 2007, New Approaches for a New Era, Granada - Espanha.
- POWER Petróleo, Eletricidade e Energias Alternativas, 2010**, “*Perdas de energia no Brasil superam os R\$ 8 bi ao ano*”. Disponível em <<http://www.power.inf.br/site/todas-as-noticias-de-eletricidade/5131-perdas-de-energia-no-brasil-superam-os-r-8-bi-ao-ano>> Acesso em: 12 abr. 2011.
- RAYCAP, 2011**, “*Overview of Raycap*”. Apresentação em Power Point da Raycap Corporation, Athens - Greece.
- RESENDE, M. F, MARTINEZ, C. B., 2008**, “*Impacto da infestação de condutos forçados de PCH’S pelo Limnoperna fortunei*”. Comitê Brasileiro de Barragens, VI Simpósio Brasileiro sobre Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas, Belo Horizonte - MG.
- RIBEIRO, C.H.D, D’ARMADA, J.C.R., ABBÊS, F.M., FERREIRA, C.R.N., 2005**, “*Repotenciação e Modernização de Centrais Hidrelétricas: Alternativas para Incremento de Energia, com Baixo Impacto Ambiental*”. XXVI Seminário Nacional de Grandes Barragens, Anais, Goiânia - GO.
- SILVA, C. S., 2009**, “*Taxa Interna de Retorno TIR*”. Disponível em <<http://www.administradores.com.br/informe-se/artigos/taxa-interna-de-retorno-tir/30435/>> Acesso em: 26 de mar. 2012.
- SOUZA, Z., BORTONI, E. C., SANTOS, A. H. M., 1999**, “*Estudos para Implantação de Centrais Hidrelétricas*”. Edição ELETROBRÁS, Rio de Janeiro - RJ.
- STALLA, R. J., 2000**, “*Fixed-Income Securities & Equity Analysis, Comprehensive Study Guide for the CFA Exam*”. Level 1, Book 3, Westlake/Ohio: Argentum Inc.
- SUMEREDER, C., 2008**, “*Statistical Lifetime of Hydro Generators and Failure Analysis*”. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 15(3), pp. 678 – 685.
- TIAGO, G. L., CAETANO, G. T., 2004**, “*Estudo para determinação de custos de implantação de PCH no Brasil*”. Comitê Brasileiro de Barragens, IV Simpósio Brasileiro sobre Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas, Porto de Galinhas - PE, 13p.

- TIAGO, G. L., GALHARDO, C. R., ANTLOGA J. G., FERRARI, J. T., 2007**, “*Um Panorama das Pequenas Centrais No Brasil*”. PCH Notícias & SHP News, ano 9, revista nº 33, publicação CERPCH, pp. 19 - 23.
- VEIGA, J. R. C., 2001**, “*Oportunidades de Negócio com a Repotenciação de Usinas: Aspectos Técnicos Econômicos e Ambientais*”. Dissertação de Mestrado em Energia, Universidade de São Paulo – USP, 119p.
- VEIGA, J. R. C., BERMANN, C., 2002**, “*Repotenciação de usinas hidrelétricas: uma avaliação à partir de três estudos de caso*”. Revista Brasileira de Energia, Rio de Janeiro - RJ, v. 9, nº 1, 9p.
- VOITH SIEMENS HYDRO (2001)**, “*Projetos de Sucesso e Tendências de mercado em PCH*”. Apresentação em Power Point, Voith Siemens Hydro Power Generation.
- WWF-BRASIL, 2004**, “*A Repotenciação de Usinas Hidrelétricas como Alternativa para o Aumento da Oferta de Energia no Brasil com Proteção Ambiental*”. Grupo de Estudos de Política Energética, 34 p.
- WWF-BRASIL, 2006**, “*Agenda Elétrica Sustentável 2020: Estudo de Cenários para um Setor Elétrico Brasileiro Eficiente, Seguro e Competitivo*”. Brasília – DF, série técnica v.2, 80p.