

ANDERSON CAMISOTTI RODRIGUES

**ELABORAÇÃO DE UMA METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE VIABILIDADE
TÉCNICA E ECONÔMICA PARA IMPLANTAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS
COM APROVEITAMENTOS DE BAIXA QUEDA**

Guaratinguetá
2014

ANDERSON CAMISOTTI RODRIGUES

**ELABORAÇÃO DE UMA METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE VIABILIDADE
TÉCNICA E ECONÔMICA PARA IMPLANTAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS
COM APROVEITAMENTOS DE BAIXA QUEDA**

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

Orientador: Prof. Dr. Luiz Roberto Carrocci
Co-orientador: Prof. Dr. José Antonio Perrella Balestieri

Guaratinguetá
2014

R696e	Rodrigues, Anderson Camisotti Elaboração de uma metodologia para análise de viabilidade técnica e econômica para implantação de usinas hidrelétricas com aproveitamentos de baixa queda / Anderson Camisotti Rodrigues – Guaratinguetá : [s.n], 2014. 164 f : il. Bibliografia: f. 162-164 Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2014. Orientador: Prof. Dr. Luiz Roberto Carrocci Coorientador: Prof. Dr. José Antonio Perrella Balestieri 1. Turbinas hidráulicas 2. Usinas hidrelétricas I. Título CDU 621.224(043)
-------	--

ANDERSON CAMISOTTI RODRIGUES

ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
“MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA”

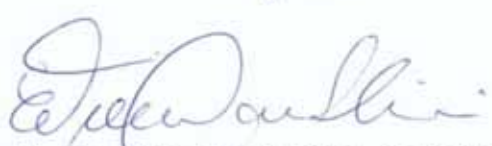
PROGRAMA: ENGENHARIA MECÂNICA
ÁREA: ENERGIA

APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO


Prof. Dr. Edson Cocchieri Botelho
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:


Prof. Dr. LUIZ ROBERTO CARROCCI
Orientador / UNESP - FEG


Prof. Dr.ª ELIANA VIEIRA CANETTIERI
UNESP - FEG


Prof. Dr.ª DANIELA HELENA PELEGRINE GUIMARÃES
EEL/USP

Fevereiro de 2014

DADOS CURRICULARES

ANDERSON CAMISOTTI RODRIGUES

NASCIMENTO	09.07.1981 – SÃO PAULO / SP
FILIAÇÃO	Anibal Rodrigues Filho Maria José Camisotti Rodrigues
2000/2005	Curso de Graduação Engenharia Mecânica – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá da Universidade Estadual Paulista.
2012/2014	Curso de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, nível de Mestrado, na Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá da Universidade Estadual Paulista.

de modo especial, ao meu amado pai Anibal Rodrigues Filho, que apesar da distância física é a minha fonte inspiradora; e que tenho certeza, ilumina e guia a minha vida.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a Deus, ao qual sou grato pela vida que tenho e pelas pessoas que coloca em meu caminho,

à minha Mãe, pelo seu amor incondicional, pelo seu exemplo de vida, e por estar sempre ao meu lado, torcendo e orando pela minha vida e pelo meu sucesso,

à minha Irmã e minha sobrinha Duda, simplesmente por fazerem parte da minha vida,

à minha namorada, que sempre me apoiou e me deu forças para vencer cada obstáculo na busca deste título, que abriu mão de muitos momentos nossos, em pró da minha conquista,

ao meus familiares e amigos, que são as pessoas mais importantes da minha vida,

ao meu orientador, Prof. Dr. Luiz Roberto Carrocci, ao qual sou muito grato por ter aberto a sua porta e me recebido como seu orientado, sempre com muita atenção, dedicação, apoio e sábios ensinamentos, que foram, de fato, decisivos para eu alcançar meu objetivo,

ao meu co-orientador, Prof. Dr. José Antonio Perrella Balestieri, pela atenção sempre prestada, pelas dicas e conselhos que, com certeza, muito contribuíram para a minha dissertação,

aos meus amigos de faculdade, aos quais sou grato por tudo que contribuíram em minha formação; em especial ao Anchieta, Fernandinho, Drachler, Keurrie e Siqueira,

ao meu ex-gestor, Dr. Manuel Gonçalves, pelo grande incentivo que me deu durante o início da minha pós-graduação,

à ALSTOM, empresa na qual atualmente trabalho, e ao meu atual gestor Rodolfo de Lorenzi, que também muito me incentivaram na conclusão deste curso,

à FEG/UNESP, pelo imensurável aprendizado como engenheiro e, agora, mestre,

à todos os funcionários da FEG, em especial aos da biblioteca e secretarias, pela dedicação e atenção prestadas à nós alunos,

ao meu amigo, Mauro Uemori, que muito me apoiou no início do mestrado e, além do que, muito lhe devo por todo aprendizado pessoal e profissional que sempre me proporcionou,

ao meu amigo, Fausto Ferreira, que hoje mora no céu, pelo carinho e aprendizado,

ao meu amigo, Fernando Scarparo, ao qual me faltariam palavras para expressar a sua importância em vários momentos tão importantes da minha vida; “esse aí é meu parceiro...”.

“O único lugar onde o sucesso vem antes do trabalho é
no dicionário.”

Albert Einstein

RODRIGUES, A. C. **Elaboração de uma metodologia para análise de viabilidade técnica e econômica para implantação de usinas hidrelétricas com aproveitamentos de baixa queda.** 2014. 164 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2014.

RESUMO

Neste trabalho, é apresentada uma metodologia que permite avaliar a viabilidade técnica e econômica de empreendimentos de geração de energia com base em aproveitamentos hídricos ditos de baixa queda. A metodologia ora apresentada é também desenvolvida em formato de ferramenta computacional e tem por objetivo principal abordar os diversos aspectos relevantes neste processo de avaliação, que seja de fácil aplicação, rápida e automatizada e traga uma visão ampla das possibilidades de soluções para determinado estudo de caso. A dissertação aborda um assunto de amplo interesse para o atual mercado de geração de energia, pois é sabido que existe uma tendência de que cada vez mais exista a necessidade de explorar este tipo de aproveitamento hídrico, principalmente na região norte brasileira.

PALAVRAS-CHAVE: Turbina hidráulica. Aproveitamento hídrico. Baixa queda. Viabilidade técnica e econômica.

RODRIGUES, A. C. Development of a methodology for analysis of technical and economical feasibility study for implementation of low head hydroelectric power plants. 2014. 164 f. Dissertation (Master's degree in Mechanical Engineering) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2014.

ABSTRACT

In this work, it is presented a methodology for assessing the technical and economical feasibility study of low head hydropower generation projects. The presented methodology is also developed in a computational tool way and has as a main goal to approach the various relevant aspects in this evaluation process, to be easy for use, fast and automated and bring a broad vision of the possibilities for solutions to a particular case study. The dissertation approaches a subject of broad interest to the current power generation market, because it is known that more and more there is a trend that this kind of water resources needs to be exploited, mainly in the northern Brazilian region.

KEYWORDS: Hydraulic turbines. Water resources. Low head. Technical and economical feasibility study.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Produção de Energia Primária Nacional.	27
Figura 2 – Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte – 2012.....	28
Figura 3 – Evolução da capacidade instalada hidrotérmica do SIN (MW).....	30
Figura 4 – Custos de produção de energia elétrica no Brasil.	34
Figura 5 – Participação regional na capacidade instalada do SIN.	44
Figura 6 – Evolução da capacidade de armazenamento do SIN (% Armazenamento Máximo).....	47
Figura 7 – Perfil esquemático de usina hidrelétrica.	50
Figura 8 – Modelo 3D de uma turbina Francis.	53
Figura 9 – Roda de uma turbina Francis sendo preparada para ser transportada. ...	53
Figura 10 – Corte típico de uma unidade geradora equipada com turbina tipo Kaplan.	55
Figura 11 – Modelo 3D de uma turbina Kaplan.	55
Figura 12 – Vista inferior de uma roda de turbina Kaplan em fase de montagem.....	56
Figura 13 – Modelo 3D de uma unidade geradora equipada com turbina tipo Bulbo.	57
Figura 14 – Roda da turbina Bulbo da usina de Murray/USA em fase de montagem.	57
Figura 15 – Modelo 3D de uma turbina tipo Pelton com 4 injetores.	58
Figura 16 – Comportamento da vazão turbinada em função da queda líquida.	70
Figura 17 – Comportamento da potência da turbina em função da queda líquida. ...	70
Figura 18 – Curva de Colina da UHE Dona Francisca.	76
Figura 19 – Custo específico das obras civis da casa de força em (R\$/kW).....	79
Figura 20 – Custo específico de benfeitorias na área da usina em (R\$/MW).	79
Figura 21 – Custo global das obras civis e serviços de desvio e controle do rio.....	80
Figura 22 – Custo de equipamentos do desvio do rio.	81
Figura 23 – Custo específico da barragem de terra em (1.000 R\$/m).	82
Figura 24 – Custo específico da barragem de enrocamento em (1.000 R\$/m).	82
Figura 25 – Custo específico de barragem de concreto compactado a rolo em (1.000 R\$/m).	83
Figura 26 – Custo específico de barragem de concreto convencional em (1.000 R\$/m).	83

Figura 27 – Custo de muros de transição de concreto.....	84
Figura 28 – Custo de obras civis de vertedouros do tipo canal.	85
Figura 29 – Custo específico de obras civis de vertedouros do tipo barragem em concreto compactado a rolo em (R\$/m ³ /s).	85
Figura 30 – Custo específico de obras civis de vertedouros do tipo em concreto convencional em (R\$/m ³ /s).....	86
Figura 31 – Custo dos equipamentos do vertedouro de superfície.	86
Figura 32 – Custo específico das obras civis da tomada de água em (1.000 R\$/Bloco).....	87
Figura 33 – Custo dos equipamentos da tomada de água para unidades Kaplan. Curvas A.....	88
Figura 34 – Custo dos equipamentos da tomada de água para unidades Kaplan. Curvas B.....	89
Figura 35 – Custo dos equipamentos da tomada de água para unidades Bulbo. Curvas A.....	89
Figura 36 – Custo dos equipamentos da tomada de água para unidades Bulbo. Curvas B.....	90
Figura 37 – Custo dos equipamentos da tomada de água para unidades Francis. Curvas A.....	90
Figura 38 – Custo dos equipamentos da tomada de água para unidades Francis. Curvas B.....	91
Figura 39 – Custo específico do canal de adução em (1.000 R\$/m).....	91
Figura 40 – Custo de turbinas Francis eixos vertical e horizontal.	92
Figura 41 – Custo de turbinas Kaplan com caixa espiral em aço.....	93
Figura 42 – Custo de turbinas Kaplan com caixa espiral em aço.....	93
Figura 43 – Custo de turbinas Bulbo.	94
Figura 44 – Custo de geradores com eixo vertical.	94
Figura 45 – Custo de geradores com eixo horizontal para turbinas Bulbo.	95
Figura 46 – Fluxograma da ferramenta computacional – Parte 1.....	103
Figura 47 – Fluxograma da ferramenta computacional – Parte 2.....	104
Figura 48 – Curva Chave de Jusante UHE Cachoeira.	115
Figura 49 – Curva Nível Montante versus Volume do Reservatório da UHE Cachoeira.	116
Figura 50 – Curva Chave de Jusante UHE Castelhana.	120

Figura 51 – Curva Nível Montante versus Volume do Reservatório.....	121
Figura 52 – Curva Chave de Jusante da UHE São Manoel.	126
Figura 53 – Comparação de custos da UHEs.	130
Figura 54 – Curva de Permanência de Vazões do Rio – Alternativa 13.....	134
Figura 55 – Curva de Permanência de Vazões do Rio – Alternativa 17.....	135
Figura 56 – Curva de Permanência de Quedas Líquidas – Alternativa 13.	136
Figura 57 – Níveis de montante e jusante da alternativa 13.....	137
Figura 58 – Diagrama de operação da turbina. Alternativa 13.	138
Figura 59 – Curva de Permanência de Vazões do Rio – UHE Castelhana - Alternativa 9.	144
Figura 60 – Curva de Permanência de Vazões do Rio – UHE Castelhana – Alternativa 17.	145
Figura 61 – Curva de Permanência de Quedas Líquidas – UHE Castelhana - Alternativa 9.	146
Figura 62 – Níveis de montante e jusante – UHE Castelhana - Alternativa 9.	147
Figura 63 – Diagrama de operação da turbina – UHE Castelhana – Alternativa 9..	148
Figura 64 – Curva de Permanência de Vazões do Rio – UHE São Manoel - Alternativa 30.	152
Figura 65 – Curva de Permanência de Vazões do Rio – UHE São Manoel – Alternativa 41.	153
Figura 66 – Curva de Permanência de Quedas Líquidas – UHE São Manoel - Alternativa 30.	154
Figura 67 – Níveis de montante e jusante – UHE São Manoel - Alternativa 30.	155
Figura 68 – Diagrama de operação da turbina – UHE São Manoel – Alternativa 30.	155
Figura 69 – Diagrama de operação da turbina – UHE São Manoel – Alternativa 21.	157

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Potencial hidrelétrico brasileiro (MW).	40
Tabela 2 – Novos projetos hidrelétricos a serem viabilizados de 2017 a 2021.	45
Tabela 3 – UHE (>50 MW) com Estudos de Viabilidade na ANEEL, aprovados ou com aceite.	46
Tabela 4 – Taxas de Indisponibilidades Forçada (TEIF) e Programada (IP).	77
Tabela 5 – Taxa de juros durante a construção (para $i = 10\%$ a.a.).....	97
Tabela 6 – Taxa de juros durante a construção (para $i = 12\%$ a.a.).....	97
Tabela 7 – Dados da Usina Tibagi Montante.	108
Tabela 8 – Dados da Usina Cebolão Baixo.....	109
Tabela 9 – Dados da Usina Santa Branca.	111
Tabela 10 – Dados da UHE Cachoeira.	113
Tabela 11 – Série de Vazões Médias Mensais da UHE Cachoeira.....	117
Tabela 12 – Dados da UHE Castelhana.	119
Tabela 13 – Série de Vazões Médias Mensais da UHE Castelhana.....	122
Tabela 14 – Dados da UHE São Manoel.	125
Tabela 15 – Série de Vazões Médias Mensais da UHE São Manoel.....	127
Tabela 16 – Comparação de custos da UHEs.	130
Tabela 17 – Tabela de alternativas gerada pela ferramenta computacional.	132
Tabela 18 – Alternativas gerada pela ferramenta – UHE Castelhana – R\$ 102,00/MWh.	141
Tabela 19 – Alternativas gerada pela ferramenta – UHE Castelhana – R\$ 130,00/MWh.	143
Tabela 20 – Tabela de alternativas gerada pela ferramenta – UHE São Manoel....	150

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

3D	Terceira Dimensão
A-1	A menos um. Leilão com prazo de entrega de energia em um ano
A-3	A menos três. Leilão com prazo de entrega de energia em três anos
A-5	A menos cinco. Leilão com prazo de entrega de energia em cinco anos
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de Informações de Geração
BRACIER	Comitê Brasileiro da CIER
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCR	Concreto Compactado a Rolo
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
Cerpch	Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas
CESB	Consórcio Energia Sustentável do Brasil
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CIER	<i>Comisión de Integración Energética Regional</i>
CNEC	Consórcio Nacional de Engenheiros Consultores
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EVTE	Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica
GCOI	Grupo de Controle das Operações Integradas
GNL	Gás Natural Liquefeito
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IP	Indisponibilidade Programada
KS	Kaplan Semi Espiral
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
MSUI	Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas
NA	Nível d'água
ONS	Operador Nacional do Sistema
OPE	Orçamento Padrão Eletrobrás
OPLAT	Ondas Portadoras sobre as Linhas de Alta Tensão
PAC	Programa de Aceleração do Crescimento
PBA	Projeto Básico Ambiental
PBT	Projeto Básico Técnico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Energia
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PIB	Produto Interno Bruto
PIE	Produtores Independentes de Energia
PVC	Polinômio Volume Cota
SIN	Sistema Interligado Nacional
TEIF	Taxa de Indisponibilidade Forçada

TIR	Taxa Interna de Retorno
TR	Tempo de Recorrência
UF	Unidade Federativa
UHE	Usina Hidrelétrica
UHF	<i>Ultra High Frequency</i>
Unifei	Universidade Federal de Itajubá
VEC	Vertedouro de Encosta Controlado
VHF	<i>Very High Frequency</i>
VOAC-B	Vertedouro de Ogiva Alta Controlado – Bacia de Dissipação
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

Mtep	milhões de toneladas equivalentes de petróleo
MtCO ₂ -eq	milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente
kgCO ₂ /US\$	kilogramas de dióxido de carbono por dólar americano
tCO ₂ -eq	toneladas de dióxido de carbono equivalente
kgCO ₂	kilogramas de dióxido de carbono
MWh	energia; produto da potência em MW pelo tempo em horas
tep	tonelada equivalente de petróleo
TWh	energia; produto da potência em TW pelo tempo em horas
MtCO ₂	milhões de toneladas de dióxido de carbono
m ³ /dia	vazão diária em m ³ por dia
MWmed	potência média, em MW, durante um determinado período de tempo
Δ(MW)	incremento de potência, medida em MW
Δ(%)	incremento percentual de potência
GWmed	potência média, em GW, durante um determinado período de tempo
P	potência, medida em W ou seus múltiplos
Q	vazão volumétrica, medida em m ³ /s
H	queda d'água, medida em mca
ρ	massa específica, medida em kg/m ³
g	aceleração da gravidade, medida em m/s ²
η	eficiência, medida em %
P ₁	pressão na entrada da roda da turbina
P ₂	pressão na saída da roda da turbina
Q _{ref.}	vazão de referência
H _{min}	queda mínima
H _{ref.}	queda de referência
H _{max}	queda máxima
P _{nom}	potência nominal
Q _a	vazão máxima por abertura da tomada d'água, em m ³ /s
H _t	altura do bloco da tomada d'água, em metros
d	depleção máxima, em metros
CP	classe de pressão na soleira da comporta
kW/rpm	razão entre potência em kW e rotação da turbina em RPM
kVA/polo	razão entre potência aparente do gerador em kVA e sua quantidade de polos
i	taxa de juros
a.a.	ao ano; relativo à taxa de juros
kR\$	unidade monetária brasileira, em milhares de reais
H _{net Ref}	queda líquida de referência da turbina
Potencia Ref	potência de referência da turbina
D _{roda}	diâmetro da roda da turbina
H _{net}	queda líquida
Q _{Rio}	vazão natural do rio
Q _{Turb}	vazão turbinada
HWL	<i>headwater level</i>
TWL	<i>tailwater level</i>
E _{ta}	rendimento da turbina

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	19
1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS	19
1.2 JUSTIFICATIVA DO TRABALHO	20
1.3 OBJETIVOS	22
1.3.1 Objetivos Principais	22
1.3.2 Objetivos Secundários	22
1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	23
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	24
3 APRESENTAÇÃO	26
3.1 CENÁRIO ENERGÉTICO NACIONAL.....	26
3.1.1 Hidráulica e Energia Elétrica	28
3.1.2 Perspectiva do futuro energético.....	29
3.2 SETOR ELÉTRICO NACIONAL.....	32
3.2.1 Modelo Atual	32
3.2.2 Comercialização de Energia	34
3.2.3 Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN).....	36
3.2.3.1 Transmissão	37
3.2.3.2 Distribuição.....	37
3.2.3.3 Geração.....	38
3.3 GERAÇÃO HIDRELÉTRICA.....	40
3.3.1 Cenário Nacional	40
3.3.2 Expansão da Geração Hidráulica Nacional	42
3.4 USINA HIDRELÉTRICA.....	48
3.4.1 Introdução	48
3.4.2 Equipamentos Mecânicos	51
3.4.2.1 Turbina Hidráulica	51
3.4.2.2 Regulador de Velocidade	58
3.4.2.3 Comportas.....	59
3.4.2.4 Equipamentos de Levantamento	60
3.4.2.5 Sistemas Auxiliares Mecânicos.....	60
3.4.3 Equipamentos Elétricos.....	61
3.4.3.1 Gerador.....	61

3.4.3.2 Sistema de Excitação	61
3.4.3.3 Transformador Elevador	62
3.4.3.4 Subestação	62
3.4.3.5 Sistema de Proteção.....	62
3.4.3.6 Sistema de Supervisão e Controle	63
3.4.3.7 Sistema de Telecomunicações	63
3.4.3.8 Sistemas Auxiliares Elétricos	64
4 CONCEITUAÇÃO DOS PARÂMETROS DE DIMENSIONAMENTO	
ENERGÉTICO	65
4.1 ENERGIA FIRME/ASSEGURADA.....	65
4.2 VARIÁVEIS DO DIMENSIONAMENTO ENERGÉTICO	66
4.2.1 Nível Máximo de Armazenagem à Montante.....	67
4.2.2 Nível Mínimo de Armazenagem à Montante	67
4.2.3 Série de Vazões Afluentes	67
4.2.4 Nível de Jusante	68
4.2.5 Potência Instalada e Vazão de Referência	68
4.2.6 Queda de Referência	69
4.2.7 Queda de Projeto	71
5 ESTUDO DE VIABILIDADE – MODELAGEM PROPOSTA DO PROBLEMA.....	72
5.1 MODELAGEM PROPOSTA PARA O DIMENSIONAMENTO ENERGÉTICO ..	72
5.1.1 Energia Firme	72
5.1.2 Níveis de Armazenagem	73
5.1.3 Nível de Jusante	74
5.1.4 Série de Vazões Afluentes	74
5.1.5 Queda e Vazão de Referência	74
5.1.6 Queda de projeto.....	75
5.1.7 Turbina	75
5.1.7.1 Rendimento	75
5.1.8 Gerador	77
5.1.9 Índice de Indisponibilidade Forçada e Programada	77
5.2 MODELAGEM PROPOSTA PARA DETERMINAÇÃO DE CUSTOS	78
5.2.1 Estruturas e outras Benfeitorias	78
5.2.2 Desvio do Rio	80
5.2.3 Barragens	81

5.2.4 Vertedouros	84
5.2.5 Tomada de Água e Adutoras	87
5.2.5.1 Tomada de Água	87
5.2.5.2 Canal de Adução	91
5.2.5.3 Canal de Fuga	92
5.2.6 Turbinas e Geradores	92
5.2.7 Equipamento Elétrico Acessório	95
5.2.8 Diversos Equipamentos da Usina	95
5.2.9 Custo Direto Total	96
5.2.10 Custos Indiretos	96
5.2.11 Juros Durante a Construção	96
5.3 MODELAGEM PROPOSTA PARA A VENDA DE ENERGIA.....	97
5.4 MODELAGEM PROPOSTA PARA O CRONOGRAMA DA OBRA	98
5.5 MODELAGEM PROPOSTA PARA AVALIAÇÃO FINANCEIRA	98
6 MODELO PROPOSTO – FERRAMENTA COMPUTACIONAL	100
7 ESTUDOS DE CASO	106
7.1 ESTUDOS DE CASO – ANÁLISE DE CUSTOS	106
7.1.1 Características da Usina Hidrelétrica Tibagi Montante	107
7.1.2 Características da Usina Hidrelétrica Cebolão Baixo	108
7.1.3 Características da Usina Hidrelétrica Santa Branca	110
7.2 ESTUDOS DE CASO – ANÁLISE GERAL DA METODOLOGIA PROPOSTA	111
7.2.1 Características da Usina Hidrelétrica Cachoeira	112
7.2.2 Características da Usina Hidrelétrica Castelhano	118
7.2.3 Características da Usina Hidrelétrica São Manoel	123
8 RESULTADOS E DISCUSSÃO	129
8.1 ANÁLISE DE CUSTOS	129
8.2 ANÁLISE GERAL DA METODOLOGIA PROPOSTA	131
8.2.1 Usina Hidrelétrica Cachoeira	132
8.2.2 Usina Hidrelétrica Castelhano	140
8.2.3 Usina Hidrelétrica São Manoel	149
9 CONCLUSÕES	159
9.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	161
REFERÊNCIAS.....	162

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Com o crescente aumento da demanda de energia elétrica em todo o mundo, torna-se necessário a geração de energia através de fontes anteriormente não tão atrativas do ponto de vista financeiro. Este é o caso da geração de energia elétrica através de aproveitamentos hídricos tidos como de baixa queda.

Não existe um consenso de qual valor exato de queda d'água define um aproveitamento de baixa queda. No entanto, este tipo de aproveitamento hidrelétrico apresenta, em geral, algumas características peculiares, tais como, reservatórios reduzidos ou até mesmo inexistentes, vazões relativamente grandes e operação a fio d'água. Neste trabalho considera-se como um aproveitamento hidrelétrico de baixa queda usinas que possuem uma queda d'água de até 50 metros.

No Brasil, em especial, este assunto ganha cada vez mais espaço para grandes discussões em torno de como aproveitar o potencial hídrico ainda inexplorado no país. Sabe-se que a maioria dos aproveitamentos hídricos mais vantajosos, do ponto de vista financeiro, já foram explorados. É sabido também que uma grande e significativa parte dos recursos hídricos ainda inexplorados no Brasil encontra-se na região norte do país (MME/EPE, 2007).

As questões socioambientais em torno da exploração destes recursos, principalmente na região norte e amazônica do Brasil, são cada vez mais discutidas e levadas em consideração no momento da definição destes aproveitamentos. O resultado desta conjuntura é uma tendência muito forte e irreversível de que cada vez mais os órgãos competentes tenham uma forte tendência em determinar que estes aproveitamentos tenham reservatórios de acumulação com volumes bastante reduzidos ou, até mesmo que não haja reservatório, caracterizando operação à fio d'água e, também determinar que os mesmos tenham quedas d'água relativamente pequenas, evitando grandes áreas alagadas, o que caracteriza usinas tidas como de baixa queda.

Duas grandes questões que envolvem este tipo de aproveitamento são: a questão técnica, que envolve o tipo de arranjo, tecnologia e aproveitamento energético do empreendimento; e a questão financeira, que pode em muitas vezes inviabilizar o empreendimento dependendo da configuração de armazenamento e queda d'água adotados.

Um ponto bastante importante e muito peculiar a este tipo de aproveitamento, tido como de baixa queda, e que é foco deste trabalho, é o fato de que na maioria dos casos pode ser considerado mais de um tipo de turbina como possível solução que maximize a relação custo *versus* benefício do empreendimento. Este tipo de aproveitamento, em geral, possibilita a utilização de três tipos de turbinas, sendo eles: Francis, Kaplan e Bulbo. Nesta faixa de quedas, devido às características físicas de projeto destes tipos de perfis hidráulicos, quase sempre existirá a possibilidade de utilizar no mínimo dois tipos de turbina com chances de sucesso para cada umas delas. No extremo mais baixo de quedas há a possibilidade de utilizar o tipo Bulbo ou Kaplan e, para o extremo mais alto, há a possibilidade de utilizar tipo Kaplan ou Francis.

1.2 JUSTIFICATIVA DO TRABALHO

A expansão da geração energética no horizonte da próxima década, foi mantida a significativa participação das fontes renováveis na matriz elétrica a partir do ano de 2015, contribuindo para o desenvolvimento sustentável das fontes de geração, diretriz esta reafirmada pelo preço competitivo destas fontes demonstrado nos últimos leilões de energia.

Entre dezembro de 2011 e dezembro de 2021 é planejado um aumento de aproximadamente 66 GW de potência instalada, à partir de fonte hidráulica, ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Este aumento representa uma expansão de 57%, ou seja, um acréscimo bastante significativo que demandará um grande número de usinas hidrelétricas (MME/EPE, 2012).

Outro dado que chama bastante a atenção é que deste total de potência instalada planejada, praticamente a metade, 32,8 GW, será instalada na região norte/amazônica do país. Isto representa um acréscimo de 286% na geração hidráulica desta região, fazendo com que a representatividade da mesma passe dos atuais 10% para 24% do potencial instalado no país. Sabe-se que este potencial da região norte do país apresenta características bastante peculiares, sendo que a maioria destes aproveitamentos são ditos de baixa queda e com regime de operação à fio d'água, ou seja, sem a existência de significativos reservatórios de acumulação. Estas características são impostas pelas restrições socioambientais aos quais estes empreendimentos estão submetidos.

Nos últimos anos, com a entrada no mercado de diversos aproveitamentos hidrelétricos que apresentam estas características, os especialistas do setor têm se deparado

constantemente com uma questão que sempre vem à tona no momento da definição da solução técnica da usina: qual o tipo de turbina e também o número de máquinas que melhor se adapta à determinado caso. Quem acompanha o mercado de perto sabe que este tipo de dúvida é constante e gera longas discussões entre empreendedores, construtores civis, fabricantes de equipamentos, especialistas do setor e órgãos competentes pela operação do sistema.

O que se nota no dia a dia é que cada parte envolvida no problema conhece e domina o seu produto e/ou área de atuação, sejam eles, construção civil, fabricação de equipamento, operação do sistema, etc. Porém, a obtenção da melhor solução final engloba a adoção de práticas dentro de cada especialidade que devem objetivar um bem comum maior, onde não necessariamente, por exemplo, o mais eficiente equipamento eletromecânico resultará na melhor solução do ponto de vista de viabilidade técnica e econômica da usina como um todo, já que esta solução de equipamento pode resultar, por exemplo, numa construção civil relativamente mais cara e complexa.

Outra importante observação feita é que cada parte envolvida tem sob seu domínio boas metodologias e ferramentas de análise que resultam nas melhores soluções sob a sua ótica do problema. Como cada parte depende da outra através de informações e dados de entrada e, na maioria dos casos, esta troca de informações não ocorre de maneira tão eficaz por diversos motivos, sejam eles de comunicação entre as partes, interesses comerciais envolvidos, segredos industriais, entre outros; a convergência para a solução dita ótima do problema é em muitos casos complicada, morosa, custosa e em alguns casos pode resultar na adoção de uma solução que não seja a melhor entre as possibilidades.

Desse modo, fica evidente a necessidade do estabelecimento de uma metodologia clara e objetiva em torno da análise de viabilidade técnica e econômica do empreendimento hidrelétrico dito de baixa queda, que contemple o estado da arte no que diz respeito às possíveis tecnologias e, que consiga reunir o que há de melhor e disponível no mercado em termos de informação, referências, métodos e definições. Estes pontos evidenciam a possibilidade da criação de uma ferramenta computacional, um dos principais objetivos deste trabalho, que aborde os diversos aspectos relevantes neste processo, que seja de fácil aplicação, rápida execução, e traga uma visão ampla das possibilidades de soluções para determinado estudo de caso. Entende-se que este objetivo representa uma boa oportunidade de interesse, tanto acadêmico, quanto comercial.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivos Principais

- Elaborar de uma metodologia para análise de viabilidade técnica e econômica para implantação de usinas hidrelétricas com aproveitamentos de baixa queda.
- Elaborar uma ferramenta computacional, baseada na metodologia proposta, que permita realizar o estudo de viabilidade técnica e econômica de futuros empreendimentos de geração hidrelétrica baseando-se em dados básicos que possam ser facilmente encontrados nas fontes de informação disponíveis, tais como os órgãos governamentais responsáveis.
- O resultado final esperado é que a ferramenta seja capaz de elaborar uma lista de alternativas com as possíveis soluções para cada aproveitamento. Desta lista, espera-se acima de tudo, ter subsídios para uma análise qualitativa entre as alternativas e ainda que a mesma forneça valores quantitativos de boa precisão. As soluções serão avaliadas sob o ponto de vista técnico, pelo qual a ferramenta deverá propor diversas soluções baseando-se em arranjos físicos, tipos de equipamentos, níveis de motorização e demais variáveis que sejam factíveis e, também, sob o ponto de vista econômico, onde cada solução técnica deverá ser orçada e seu retorno financeiro do investimento calculado.

1.3.2 Objetivos Secundários

- Em consequência da análise do cenário ao qual este assunto está inserido, um dos objetivos deste trabalho também é estudar e apresentar o potencial à ser explorado, nos próximos anos, para geração de energia elétrica por meio de usinas hidrelétricas no Brasil, principalmente na região norte e amazônica do país. Esta identificação se dá através de um levantamento de dados dos aproveitamentos em fases de inventário e/ou estudos básicos que são elaboradas pelos órgãos nacionais competentes.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O trabalho está organizado de tal forma que inicialmente tem-se uma revisão bibliográfica do assunto, onde é apresentado todo o contexto energético em âmbito nacional. Esta revisão tem por objetivo evidenciar as características atuais e tendências futuras do mercado ao qual faz parte o assunto desta dissertação.

Numa segunda etapa, a revisão bibliográfica trata das definições conceituais de uma usina hidrelétrica e seus componentes, além de definir os parâmetros de dimensionamento de um aproveitamento hidrelétrico com foco no estudo de viabilidade.

Na sequência, é descrita a modelagem proposta para o estudo de viabilidade técnica e econômica, sendo então elaborados alguns estudos de caso para avaliação dos resultados da ferramenta computacional. As discussões e conclusões finalizam o trabalho.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O tema abordado nesta dissertação tem despertado a atenção e o interesse de diversos pesquisadores e profissionais da área de geração de energia. A seguir são apresentados alguns trabalhos, de diferentes autores, que têm explorado temas bastante similares ao proposto nesta dissertação.

Anagnostopoulos e Papantonis (2007) apresentam um desenvolvimento no qual um método numérico é utilizado para determinar o dimensionamento ótimo de uma determinada central hidrelétrica, que opere sob o regime de fio d'água, e que possua duas turbinas hidráulicas operando em paralelo. O algoritmo desenvolvido tem por objetivo avaliar os diversos aspectos operacionais da usina e propor uma solução onde é possível operar com turbinas de diferentes dimensões e capacidades, visando melhorar a produtividade energética e avaliando o resultado econômico do investimento.

Garrido, Zafra e Vázquez (2009) apresentam uma ferramenta de simulação, cuja programação é orientada à objetos, para modelagem da operação de Pequenas Centrais Hidrelétricas que operem sob o regime de fio d'água. A ferramenta desenvolvida possibilita a escolha de um número específico de turbinas e comportas do vertedouro. Desta forma, diversas usinas que apresentam operação similar podem ser simuladas utilizando um modelo genérico. Como resultado da simulação, a ferramenta fornece parâmetros operacionais de interesse, tais como: nível do reservatório, vazão de água, eficiência das turbinas e outros. A ferramenta fornece uma interface gráfica com o usuário que permite uma operação fácil para configurar os parâmetros e simular o comportamento da central geradora sob diversas condições operacionais. Três casos reais são simulados para validar o modelo.

Singal, Saini e Raghuvanshi (2010) apresentam um estudo no qual desenvolvem correlações para obtenção de custos para implantação de projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas em aproveitamentos de baixa queda e sob o regime de fio d'água. Os custos são correlacionados com a queda e a capacidade instalada dos aproveitamentos. Os custos são determinados considerando-se as quantidades e o nível de preço de mercado de todos os componentes do projeto. Uma verificação da validade dos resultados é realizada através de uma comparação entre as correlações desenvolvidas e os custos efetivos de projetos recentemente desenvolvidos. Conclui-se que as correlações desenvolvidas podem ser utilizadas razoavelmente para obtenção de estimativas de custo durante a fase de planejamento destes projetos.

Santolin et al. (2011) apresentou um método para o dimensionamento da capacidade instalada de pequenas centrais hidrelétricas baseando-se em análise técnica e econômica da curva de permanência de vazões. Neste estudo, sete técnicos e econômicos parâmetros foram considerados: o tipo de turbina e suas dimensões, a produção energética anual, o nível de implantação da turbina para evitar fenômenos de cavitação, o custo da máquina, o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR). Um modelo próprio foi proposto para estudar os efeitos das condições de operação nestes parâmetros. Para verificar a efetividade do método proposto, três plantas de geração tendo diferentes curvas de permanência de vazões foram analisadas. As investigações evidenciaram que a simultânea análise de parâmetros técnicos e econômicos permite adotar um projeto mais adequado, de acordo com a rentabilidade e a viabilidade desejadas.

Soito e Freitas (2011) apresentam um estudo que visa avaliar o uso do potencial hidrelétrico no Brasil e a expansão das usinas hidrelétricas na Amazônia, na região norte do país. Destaca-se as vulnerabilidades, os impactos e as possibilidades de adaptação da energia hidrelétrica em face ao crescimento das demandas socioambientais e das mudanças climáticas de nível global. As análises indicam a quase exaustão do potencial hidrelétrico nas demais regiões do país, transformando a Amazônia em um novo “celeiro hidrelétrico” ou “nova fronteira hidrelétrica”. O gerenciamento integrado dos reservatórios, os múltiplos usos da água, o novo arranjo institucional e regulatório do mercado, as oportunidades tecnológicas e econômicas do setor e, finalmente, a integração com os países vizinhos, são consideradas para subsidiar o uso sustentável do potencial hidrelétrico na Amazônia.

3 APRESENTAÇÃO

Os capítulos seguintes apresentam o contexto sob o qual este trabalho foi desenvolvido, contribuindo para a revisão de alguns conceitos e também expondo o cenário atual do mercado de geração de energia, com foco na geração hidrelétrica, destacando os aproveitamentos ditos de baixa queda.

3.1 CENÁRIO ENERGÉTICO NACIONAL

O conteúdo a seguir apresentado baseia-se no Balanço energético nacional 2013 | ano base 2012, publicado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2013).

Em 2012, a oferta interna de energia (total de energia demandada no país) aumentou 11,3 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep), anotando uma taxa de crescimento de 4,1% e atingindo 283,6 Mtep. Essa expansão torna-se ainda mais significativa ante à evolução do PIB nacional, de apenas 0,9% segundo as estimativas preliminares do IBGE.

Gás natural, petróleo e derivados responderam por 97% deste incremento. Isto se deveu basicamente à redução na oferta interna de biomassa da cana, notadamente do etanol, e de hidreletricidade. Uma vez que a produção de derivados, ainda que tenha aumentado, não acompanhou o ritmo da demanda, houve, como consequência, maior importação de gasolina e diesel.

Outro reflexo foi a redução da proporção de renováveis na matriz energética. Contudo, essa participação manteve-se em patamar muito elevado, de 42,4%, significativamente acima da média mundial, calculada em 13,2% pela Agência Internacional de Energia.

No setor de energia elétrica, apesar do aumento de 1.835 MW na potência instalada do parque hidrelétrico, a oferta de energia hidráulica reduziu-se em 1,9% devido às condições hidrológicas observadas em 2012, especialmente na segunda metade do ano. A menor oferta hídrica explica o recuo da participação de renováveis na matriz elétrica, de 88,9% em 2011 para 84,5% neste ano. A potência eólica atingiu 1.894 MW, o que proporcionou uma geração que praticamente dobrou a fatia desta fonte na matriz elétrica nacional.

O aumento do consumo final de eletricidade, de 3,8%, puxado pelas famílias e pelo setor de serviços, foi atendido com aumento da geração térmica convencional, especialmente das usinas movidas a gás natural, cuja participação na matriz cresceu de 4,4% para 7,9%.

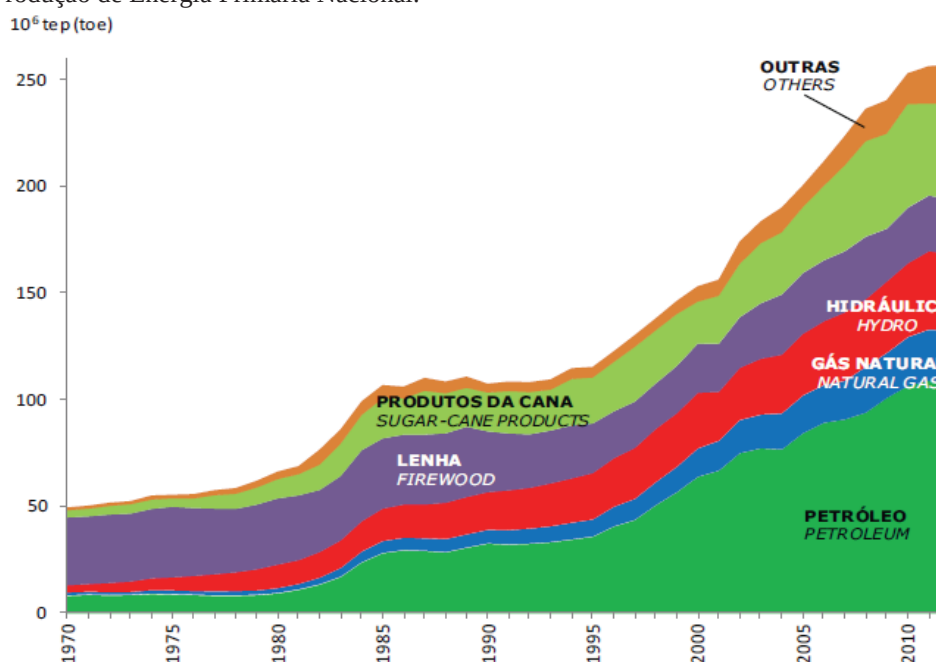
Como decorrência houve aumento das perdas na transformação (o rendimento da planta térmica na conversão para eletricidade é bastante inferior ao da usina hidrelétrica).

Em 2012, o total de emissões antrópicas (resultantes da ação do ser humano) associadas à matriz energética brasileira atingiu 429 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO₂-eq), sendo a maior parte (209,3 MtCO₂-eq) gerada no setor de transportes. A intensidade de carbono na economia foi de 0,19 kgCO₂/US\$ [2012] (no conceito de paridade do poder de compra). A economia brasileira permanece sendo, em média, 2 vezes menos intensa em carbono do que a economia americana, 1,3 vezes menos que a economia europeia e 4 vezes menos do que a economia chinesa. Em termos de emissões por habitante, cada brasileiro, produzindo e consumindo energia em 2012, emitiu em média 2,2 tCO₂-eq, ou seja, cerca de 4 vezes menos do que um europeu, 9 vezes menos do que um americano e 3 vezes menos do que emite um chinês.

Apesar do aumento da geração térmica, o setor elétrico brasileiro emitiu, em média, apenas 82 kgCO₂ para produzir 1 MWh. É um índice ainda muito baixo quando se estabelecem comparações internacionais. Por exemplo, os setores elétricos americano e chinês emitem, respectivamente, 7 e 11 vezes mais.

A Figura 1 apresenta a evolução da produção de energia primária no Brasil, no período de 1970 a 2012. Nota-se que esta produção de energia primária baseia-se em cinco principais fontes, sendo elas: petróleo, gás natural, hidráulica, lenha e produtos da cana-de-açúcar.

Figura 1 – Produção de Energia Primária Nacional.



Fonte: (EPE, 2013)

3.1.1 Hidráulica e Energia Elétrica

O conteúdo a seguir apresentado baseia-se no Balanço energético nacional 2013 | ano base 2012, publicado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2013).

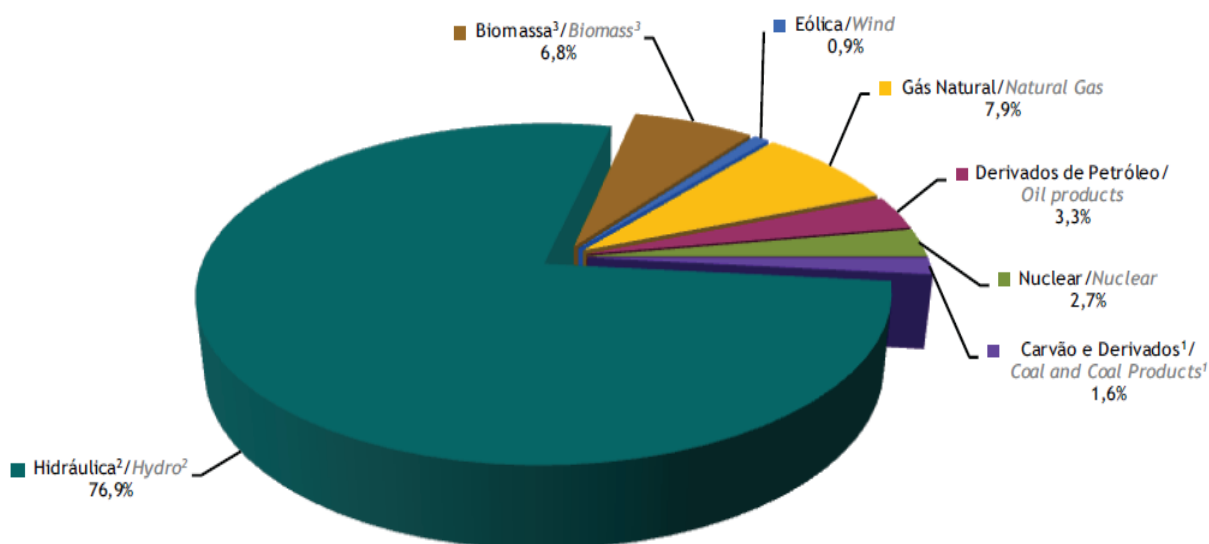
A geração de energia elétrica no Brasil em centrais de serviço público e autoprodutores atingiu 552,5 TWh em 2012, resultado 3,9% superior ao de 2011. Permanece como principal a contribuição de centrais de serviço público, com 85,9% da geração total. Nestas, a principal fonte é hidráulica, que apresentou uma redução de 2,6% na comparação com o ano anterior.

A geração elétrica a partir de não renováveis representou 16,7% do total nacional, contra 11,9% em 2011. A geração de autoprodutores em 2012 participou com 14,1% do total produzido, considerando o agregado de todas as fontes utilizadas.

Importações líquidas de 40,3 TWh, somadas à geração interna, permitiram uma oferta interna de energia elétrica de 592,8 TWh, montante 4,4% superior a 2011. O consumo final foi de 498,4 TWh, um acréscimo de 3,8% em comparação com 2011.

A Figura 2 apresenta a estrutura da oferta interna de eletricidade no Brasil, por fonte, em 2012.

Figura 2 – Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte – 2012.



Fonte: (EPE, 2013)

Notas:

¹ Inclui gás de coqueria

² Inclui importação de eletricidade

³ Inclui lenha, bagaço de cana, lixo e outras recuperações

O Brasil apresenta uma matriz de geração elétrica de origem predominantemente renovável, sendo que a geração hidráulica responde por 76,9% da oferta interna. Somando as importações, que essencialmente também são de origem renovável, pode-se afirmar que 85% da eletricidade no Brasil é originada de fontes renováveis.

Do lado do consumo, o setor residencial apresentou crescimento de 2,1%. O setor industrial registrou uma ligeira alta de 0,3% no consumo elétrico em relação ao ano anterior. Os demais setores – público, agropecuário, comercial e transportes – quando analisados em bloco apresentaram variação positiva de 6,9% em relação ao ano anterior. O setor energético cresceu 12,7%.

Em 2012, com acréscimo de aproximadamente 3,8 GW, a capacidade instalada das centrais de geração de energia elétrica do Brasil alcançou 120.973 MW, na soma das centrais de serviço público e autoprodutoras. Deste total, o acréscimo em centrais hidráulicas correspondeu a 47,8%, ao passo que centrais térmicas responderam por 40,0% da capacidade adicionada. Por fim, as usinas eólicas foram responsáveis pelos 12,2% restantes de aumento da rede nacional.

3.1.2 Perspectiva do futuro energético

O conteúdo a seguir apresentado baseia-se no Plano decenal de expansão de energia 2021, publicado pelo Ministério de Minas e Energia – MME e Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2012).

O cenário de referência parte da expectativa de que os países desenvolvidos conseguirão evitar uma nova recessão, mas à custa de um ritmo de crescimento lento e modesto. No caso dos emergentes, permanece a perspectiva de que sua expansão se dará a taxas mais elevadas. O cenário positivo da economia brasileira está pautado especialmente nas perspectivas favoráveis para os próximos anos, tais como os investimentos voltados à realização dos eventos esportivos que serão realizados no país ainda nesta década e as oportunidades ligadas aos setores de infraestrutura e de exploração e produção de petróleo. Um padrão elevado de crescimento econômico, contudo, exige que haja melhorias estruturais

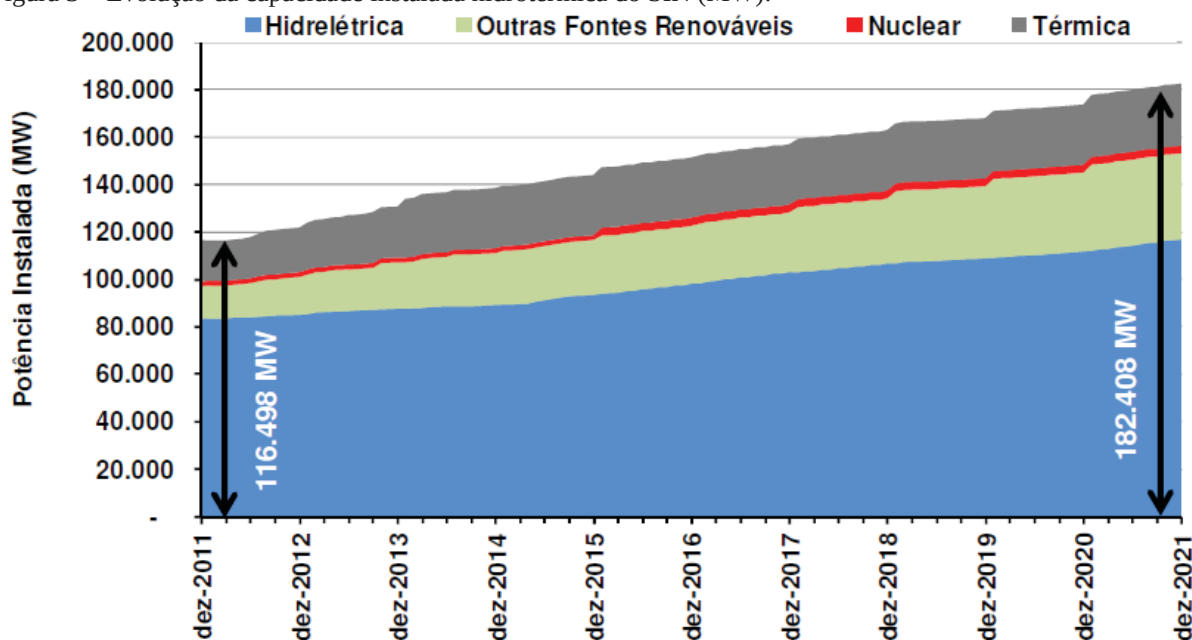
que possibilitem a sustentação deste padrão no longo prazo. Neste cenário, o país é ajudado pela construção de fundamentos macroeconômicos mais sólidos ao longo dos últimos anos e cresce a uma taxa superior à média mundial no horizonte decenal.

No que concerne ao setor elétrico, ressalta-se a continuidade dada aos leilões de energia nova e de reserva. A potência total dos projetos que comercializaram energia nos leilões de 2011 foi de 5.200 MW, correspondendo a uma energia de aproximadamente 2.900 MW médios para o mercado regulado. Estão incluídas neste total, vale destacar, a geração de origem eólica, com uma potência total de cerca de 2.900 MW. Foi também dado prosseguimento ao processo das licitações de empreendimentos de transmissão, tendo sido licitado em 2011, em três leilões, um total da ordem de 3.800 km de linhas de transmissão.

Quanto à expansão da geração no horizonte da próxima década, foi mantida a significativa participação das fontes renováveis na matriz elétrica a partir do ano de 2015, contribuindo para o desenvolvimento sustentável das fontes de geração, diretriz esta reafirmada pelo preço competitivo destas fontes demonstrado nos últimos leilões de energia.

A Figura 3 ilustra a evolução da capacidade instalada hidrotérmica por tipo de fonte, partindo de aproximadamente 116 GW em dezembro de 2011 para cerca de 182 GW no final de 2021, com destaque para a manutenção do perfil fortemente renovável da matriz elétrica brasileira.

Figura 3 – Evolução da capacidade instalada hidrotérmica do SIN (MW).



Fonte: (MME/EPE, 2012)

Reconhece-se, por outro lado, dada a possibilidade de oferta de grandes volumes de gás natural associado à produção petrolífera do Pré-Sal, que a expansão da geração termelétrica a gás poderia vir a ocupar um maior espaço na matriz energética, principalmente na eventualidade de dificuldades para o licenciamento ambiental de usinas hidrelétricas e de linhas de transmissão. Essa forma de expansão, poderá vir a ser considerada nos próximos ciclos do planejamento decenal de forma mais participativa, desde que as condições que venham a ser estabelecidas para o fornecimento do gás possibilitem a competitividade econômica da energia produzida. Ainda quanto à termelétrica, a expansão da geração com fontes nucleares não contempla para os próximos anos outras usinas além de Angra 3, tendo em vista, principalmente, os prazos necessários para a implantação de novas centrais. Considerando estes prazos e a fase em finalização dos estudos para seleção de sítios propícios à implantação de centrais nucleares nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste, a data mais provável para início de sua operação seria posterior ao horizonte de uma década.

O conceito de sustentabilidade orienta os estudos socioambientais desenvolvidos para o plano energético nacional. O foco em alternativas de maior sustentabilidade está balizado pelas atuais discussões e negociações internacionais sobre as mudanças do clima, conforme evidenciado na conferência de Copenhague (COP-15). Em âmbito nacional, a questão climática teve sua relevância reiterada pela promulgação da lei 12.187/09 e do Decreto 7.390/10, que regulamenta essa lei. Esse novo arcabouço legal, que instituiu a Política Nacional sobre Mudança do Clima e estabeleceu a meta de redução das emissões de gases de efeito estufa em 36,1 a 38,9% em relação a um cenário de referência para 2020, desloca as discussões sobre mudanças climáticas, no Brasil, para novo patamar institucional. Um dos destaques é que o referido Decreto estabeleceu que, no setor de energia, o plano setorial de mitigação e adaptação às mudanças do clima é o próprio Plano Decenal de Energia, PDE.

Nesse sentido, o PDE 2021 tem entre seus objetivos o atendimento a metas específicas no quesito emissões, uma relacionada às emissões absolutas do setor como um todo no ano 2020, que não poderão ser superiores a 680 MtCO₂, e outra relacionada ao indicador de intensidade de carbono da economia, que não deverá ultrapassar o valor registrado no ano 2005. Cabe registrar que essas metas implicam em um esforço significativo para manter em patamares elevados a participação das energias renováveis na matriz energética brasileira.

Assim, o PDE 2021 se apresenta como importante instrumento para a delimitação do cenário de mitigação, uma vez que incorpora medidas que, em conjunto, contribuem para que o país continue se desenvolvendo com baixas emissões de carbono. Dentre as medidas incorporadas a esse plano citam-se o aumento da eficiência energética, o incremento do

parque instalado de hidreletricidade e outras fontes renováveis de energia elétrica como eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), além da avaliação das áreas de expansão da cana necessárias para o aumento do volume de biocombustíveis e consequente substituição de combustíveis fósseis.

Para os próximos dez anos estão previstos investimentos globais da ordem de R\$ 1,1 trilhão, dos quais 24,4% correspondem à oferta de energia elétrica, 68,4% a petróleo e gás natural, e 7,2% à oferta de biocombustíveis líquidos. Dentre os principais parâmetros físicos, haverá ampliação entre o verificado em 2011 e 2021: da capacidade instalada de geração de energia elétrica, de 116,5 para 182,4 GW; da produção de petróleo, de 2,1 para 5,4 milhões de barris/dia; da produção de gás natural, de 65,9 para 190,9 milhões de m³/dia; e da produção de etanol, de 22,9 para 68,2 milhões de m³.

3.2 SETOR ELÉTRICO NACIONAL

3.2.1 Modelo Atual

O conteúdo a seguir apresentado baseia-se no Atlas de energia elétrica do Brasil – 3ª edição, publicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2008).

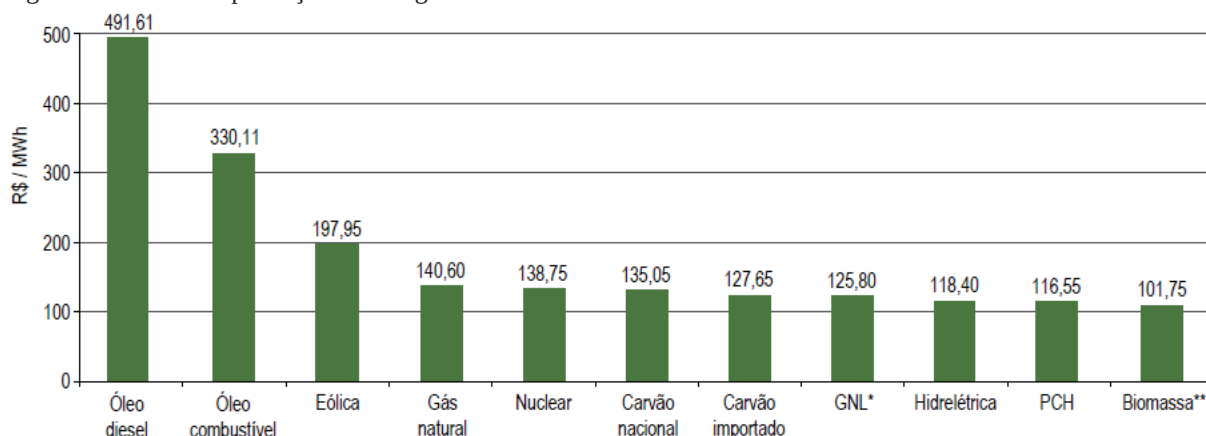
O modelo institucional do setor de energia elétrica passou por duas grandes mudanças desde a década de 90. A primeira envolveu a privatização das companhias operadoras e teve início com a Lei no 9.427, de dezembro de 1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e determinou que a exploração dos potenciais hidráulicos fosse concedida por meio 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. Sua implantação marcou a retomada da responsabilidade do planejamento do setor de energia elétrica pelo Estado. Uma das principais alterações promovidas em 2004 foi a substituição do critério utilizado para concessão de novos empreendimentos de geração. Passou a vencer os leilões o investidor que oferecesse o menor preço para a venda da produção das futuras usinas. Além disso, o novo modelo instituiu dois ambientes para a celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), exclusivo para geradoras e

distribuidoras, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam geradoras, comercializadoras, importadores, exportadores e consumidores livres.

O Operador Nacional do Sistema – ONS, entidade também autônoma que substituiu o Grupo de Controle das Operações Integradas – GCOI, subordinado à Eletrobrás, é responsável pela coordenação da operação das usinas e redes de transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN. Para tanto, realiza estudos e projeções com base em dados históricos, presentes e futuros da oferta de energia elétrica e do mercado consumidor. Para decidir quais usinas devem ser despachadas, opera o Newave, programa computacional que, com base em projeções, elabora cenários para a oferta de energia elétrica. O mesmo programa é utilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE para definir os preços a serem praticados nas operações de curto prazo do mercado livre.

Entre os benefícios desta integração e operação coordenada pelo ONS está a possibilidade de troca de energia elétrica entre regiões. Isto é particularmente importante em um país como o Brasil, caracterizado pela predominância de usinas hidrelétricas localizadas em regiões com regimes hidrológicos diferentes. Como os períodos de estiagem de uma região podem corresponder ao período chuvoso de outra, a integração permite que a localidade em que os reservatórios estão mais cheios envie energia elétrica para a outra, em que os lagos estão mais vazios – permitindo, com isso, a preservação do “estoque de energia elétrica” represado sob a forma de água. Esta troca ocorre entre todas as regiões conectadas entre si. Outra possibilidade aberta pela integração é a operação de usinas hidrelétricas e termelétricas em regime de complementaridade. Como os custos da produção têm reflexo nas tarifas pagas pelo consumidor e variam de acordo com a fonte utilizada (ver Figura 4), transformam-se em variáveis avaliadas pelo ONS para determinar o despacho – definição de quais usinas devem operar e quais devem ficar de reserva de modo a manter, permanentemente, o volume de produção igual ao de consumo. A energia hidrelétrica, mais barata e mais abundante no Brasil, é prioritária no abastecimento do mercado. As termelétricas, de uma maneira geral, são acionadas para dar reforço em momentos chamados como picos de demanda (em que o consumo sobe abruptamente) ou em períodos em que é necessário preservar o nível dos reservatórios – ou o “estoque de energia”. Isto ocorreu no início de 2008, quando o aumento do consumo aliado ao atraso no início do período chuvoso da região Sudeste apontou para a necessidade de uma ação preventiva para preservação dos reservatórios.

Figura 4 – Custos de produção de energia elétrica no Brasil.



Fonte: (ANEEL, 2008)

(*) Gás natural liquefeito

(**) Bagaço de cana

Já o Mercado Atacadista de Energia (MAE), cuja constituição foi diretamente relacionada à criação do mercado livre, em 2004, com a implantação do Novo Modelo, foi substituído pela CCEE. No mesmo ano, o Ministério de Minas e Energia – MME constituiu a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, com a missão principal de desenvolver os estudos necessários ao planejamento da expansão do sistema elétrico.

O modelo implantado em 2004 restringiu, mas não extinguiu, o mercado livre – que em 2008 respondia por cerca de 30% da energia elétrica negociada no país. Além disso, manteve inalteradas – porém em permanente processo de aperfeiçoamento – as bases regulatórias da distribuição e transmissão.

3.2.2 Comercialização de Energia

O conteúdo a seguir apresentado baseia-se no Atlas de energia elétrica do Brasil – 3ª edição, publicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2008).

Do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) participam, na parte compradora, apenas as distribuidoras, para as quais essa passou a ser a única forma de contratar grande volume de suprimento para o longo prazo. As vendedoras da energia elétrica são as geradoras. O início da entrega é previsto para ocorrer um, três ou cinco anos após a data de realização do leilão (que são chamados, respectivamente, de A-1, A-3 e A-5).

O MME determina a data dos leilões, que são realizados pela ANEEL e pela CCEE. Por meio de portaria, fixa o preço teto para o MWh (megaWatt-hora) a ser ofertado, de acordo

com a fonte da energia: térmica ou hídrica. Como as geradoras entram em “pool” (ou seja, a oferta não é individualizada), a prioridade é dada ao vendedor que pratica o menor preço. Os valores máximos devem ser iguais ou inferiores ao preço teto.

Os leilões dividem-se em duas modalidades principais: energia existente e energia nova. A primeira corresponde à produção das usinas já em operação e os volumes contratados são entregues em um prazo menor (A-1). A segunda, à produção de empreendimentos em processo de leilão das concessões e de usinas que já foram outorgadas pela ANEEL e estão em fase de planejamento ou construção. Neste caso, o prazo de entrega geralmente é de três ou cinco anos (A-3 e A-5). Além deles, há os leilões de ajuste e os leilões de reserva. Nos primeiros, as distribuidoras complementam o volume necessário ao atendimento do mercado (visto que as compras de longo prazo são realizadas com base em projeções), desde que ele não supere 1% do volume total. Nos leilões de reserva, o objeto de contratação é a produção de usinas que entrarão em operação apenas em caso de escassez da produção das usinas convencionais (basicamente hidrelétricas).

Entre 2004 e 2008, a CCEE organizou mais de 20 leilões por delegação e sob coordenação da ANEEL. Dois deles, pelo menos, foram significativos pela contribuição à diversificação e à simultânea “limpeza” (aumento da participação de fontes renováveis) da matriz nacional. O primeiro, em 2007, foi exclusivo para fontes alternativas. Nele foi ofertada a produção de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e termelétricas movidas a bagaço de cana e a biomassa proveniente de criadouro avícola. No outro, realizado em 2008 e caracterizado como o primeiro leilão de energia de reserva, foi contratada exclusivamente a energia elétrica produzida a partir da biomassa. A maior parte das usinas participantes será movida a bagaço de cana (apenas uma é abastecida por capim elefante).

Como são realizados com antecedência de vários anos, esses leilões são, também, indicadores do cenário da oferta e da procura no médio e longo prazos. Para a EPE, portanto, fornecem variáveis necessárias à elaboração do planejamento. Para os investidores em geração e para as distribuidoras, proporcionam maior segurança em cálculos como fluxo de caixa futuro, por permitir a visualização de, respectivamente, receitas de vendas e custos de suprimento ao longo do tempo. Segundo o governo, o mecanismo de colocação prioritária da energia ofertada pelo menor preço também garante a modicidade tarifária.

No mercado livre, ou ACL, vendedores e compradores negociam entre si as cláusulas dos contratos, como preço, prazo e condições de entrega. Da parte vendedora participam as geradoras enquadradas como PIE (Produtores Independentes de Energia). A parte compradora é constituída por consumidores com demanda superior a 0,5 MW que adquirem a energia

elétrica para uso próprio. As transações geralmente são intermediadas pelas empresas comercializadoras, também constituídas na década de 90, e que têm por função favorecer o contato entre as duas pontas e dar liquidez a esse mercado.

Os contratos têm prazos que podem chegar a vários anos. O comprador, portanto, baseia-se em projeções de consumo. O vendedor, nas projeções do volume que irá produzir – e que variam de acordo com as determinações do ONS. Assim, nas duas pontas podem ocorrer diferenças entre o volume contratado e aquele efetivamente movimentado. O acerto dessa diferença é realizado por meio de operações de curto prazo no mercado “*spot*” abrigado pela CCEE que têm por objetivo fazer com que, a cada mês, as partes “zerem” as suas posições através da compra ou venda da energia elétrica. Os preços são fornecidos pelo programa Newave e variam para cada uma das regiões que compõem o SIN, de acordo com a disponibilidade de energia elétrica.

Além de abrigar essas operações, a CCEE também se responsabiliza pela sua liquidação financeira. Esta é a sua função original. Nos últimos anos, a entidade passou a abrigar a operacionalização de parte dos leilões de venda da energia que, junto às licitações para construção e operação de linhas de transmissão, são atribuição da ANEEL.

3.2.3 Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN)

O conteúdo a seguir apresentado baseia-se no Atlas de energia elétrica do Brasil – 3ª edição, publicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2008).

A geração e transmissão de energia elétrica no Brasil conta com um sistema (conjunto composto por usinas, linhas de transmissão e ativos de distribuição) principal: o Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa imensa “rodovia elétrica” abrange a maior parte do território brasileiro e é constituída pelas conexões realizadas ao longo do tempo, de instalações inicialmente restritas ao atendimento exclusivo das regiões de origem: Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Além disso, há diversos sistemas de menor porte, não conectados ao SIN e, por isso, chamados de Sistemas Isolados, que se concentram principalmente na região Amazônica, no Norte do país. Isto ocorre porque as características geográficas da região, composta por floresta densa e heterogênea, além de rios caudalosos e extensos, dificultaram a construção de linhas de transmissão de grande extensão que permitissem a conexão ao SIN.

3.2.3.1 Transmissão

De acordo com MME/EPE (2012), a rede básica de transmissão do SIN, devido à sua grande extensão territorial e à presença de um parque gerador predominantemente hidrelétrico, se desenvolveu utilizando uma grande variedade de níveis de tensão em função das distâncias envolvidas entre as fontes geradoras e os centros de carga. Desta forma, a Rede Básica de transmissão do SIN, que compreende as tensões de 230 kV a 750 kV, tem como principais funções:

- Transmissão da energia gerada pelas usinas para os grandes centros de carga;
- Integração entre os diversos elementos do sistema elétrico para garantir estabilidade e confiabilidade da rede;
- Interligação entre as bacias hidrográficas e regiões com características hidrológicas heterogêneas de modo a otimizar a geração hidrelétrica; e
- Integração energética com os países vizinhos.

3.2.3.2 Distribuição

De acordo com a ANEEL (2008), a conexão e atendimento ao consumidor, qualquer que seja o seu porte são realizados pelas distribuidoras de energia elétrica. O mercado de distribuição de energia elétrica, é formado por 63 concessionárias, responsáveis pelo atendimento de mais de 61 milhões de unidades consumidoras. O controle acionário dessas companhias pode ser estatal ou privado. No primeiro caso, os acionistas majoritários são o governo federal, estaduais e/ou municipais. Nos grupos de controle de várias empresas privadas verifica-se a presença de investidores nacionais, norte-americanos, espanhóis e portugueses.

As distribuidoras são empresas de grande porte que funcionam como elo entre o setor de energia elétrica e a sociedade, visto que suas instalações recebem das companhias de transmissão todo o suprimento destinado ao abastecimento no país. Os direitos e obrigações dessas companhias são estabelecidos no Contrato de Concessão celebrado com a União para a exploração do serviço público em sua área de concessão – território geográfico do qual cada uma delas detém o monopólio do fornecimento de energia elétrica.

O cumprimento dos Contratos de Concessão e as atividades desenvolvidas são estritamente reguladas e fiscalizadas pela ANEEL. O objetivo da Agência é, de um lado, assegurar ao consumidor, o pagamento de um valor justo e o acesso a um serviço contínuo e de qualidade e, de outro, garantir à distribuidora o equilíbrio econômico-financeiro necessário ao cumprimento do Contrato de Concessão.

Entre as variáveis reguladas pela agência estão as tarifas e a qualidade do serviço prestado – tanto do ponto de vista técnico quanto de atendimento ao consumidor. As distribuidoras são responsáveis pela implementação de projetos de eficiência energética e de P&D (Pesquisa e Desenvolvimento). Neste caso, são obrigadas a destinar um percentual mínimo de sua receita operacional líquida a essas atividades que, para ser implementadas, dependem da aprovação da ANEEL. Segundo informações da ANEEL, o total de recursos aplicados entre 1998 e 2007 em programas de P&D por todas as empresas do setor (o que inclui as transmissoras e geradoras) foi de R\$ 1,3 bilhão.

3.2.3.3 Geração

De acordo com a ANEEL (2008), através do seu Banco de Informações de Geração (BIG), o Brasil contava, em novembro de 2008, com 1.768 usinas em operação, que correspondiam a uma capacidade instalada de 104.816 MW – número que exclui a participação paraguaia na usina de Itaipu. Do total de usinas, 159 são hidrelétricas, 1.042 térmicas abastecidas por fontes diversas (gás natural, biomassa, óleo diesel e óleo combustível), 320 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), duas nucleares, 227 centrais geradoras hidrelétricas (pequenas usinas hidrelétricas) e uma solar. Este segmento conta com mais de 1.100 agentes regulados entre concessionários de serviço público de geração, comercializadores, autoprodutores e produtores independentes.

As informações da agência também demonstram que, desde 1999, o aumento na capacidade instalada do país tem sido permanente, ao contrário do que ocorreu no final dos anos 80 e início da década de 90, quando os investimentos em expansão foram praticamente paralisados. O BIG relaciona, ainda, 130 empreendimentos em construção e mais 469 outorgados, o que permitirá a inserção de mais 33,8 mil MW à capacidade instalada no país nos próximos anos. A maior parte da potência, tanto instalada quanto prevista, provém de usinas hidrelétricas. Em segundo lugar, estão as térmicas e, na sequência, o conjunto de empreendimentos menores.

Todas as etapas da vida de uma usina, dos estudos para desenvolvimento do projeto à operação, são autorizadas e/ou fiscalizadas pela ANEEL. No caso das térmicas, a autorização para construção configura-se como um ato administrativo e, portanto, é relativamente simples. Já a construção das UHEs e PCHs, por envolver a exploração de um recurso natural que, pela Constituição, é considerado como bem da União, deve ser precedida de um estudo de inventário, cuja realização depende de autorização da ANEEL e, cujos resultados também deverão ser aprovados pela entidade. A partir daí, o processo regulamentar que dá origem à autorização para a construção das UHEs é bem mais complexo do que o das PCHs.

Para as UHEs, a etapa seguinte ao estudo de inventário é a realização, pelo empreendedor que solicitar a autorização, do estudo de viabilidade. Simultaneamente, devem ser obtidas, também, a licença ambiental prévia (junto ao órgão ambiental estadual ou nacional, caso o aproveitamento esteja localizado em dois ou mais Estados) e a reserva de recursos hídricos (a ser promovida junto aos órgãos responsáveis pelos recursos hídricos, de esfera estadual ou federal). Concluída esta etapa, o empreendimento está apto a ser licitado por meio de leilões de venda antecipada da energia a ser produzida. Vencerá o proponente que se propuser a vender a produção às distribuidoras pelo menor preço por MWh. Foi o que ocorreu no leilão da usina de Santo Antônio, no rio Madeira (RO): o consórcio Madeira Energia S/A vendeu 70% da produção às distribuidoras pelo preço de R\$ 78,87 por MWh, diante do preço máximo fixado pelo MME de R\$ 122,00 por MWh. Para os empreendedores da usina de Jirau, também no rio Madeira, o processo foi o mesmo. O Consórcio Energia Sustentável do Brasil (CESB) se dispôs a vender ao mercado cativo (distribuidoras) 70% da energia pelo preço de R\$ 71,37 por MWh, valor que correspondeu a um deságio de 21,57% em relação ao preço teto estabelecido pelo MME, de R\$ 91 por MWh. Tanto em Santo Antônio quanto em Jirau, os restantes 30% poderão ser comercializados no mercado livre de energia.

Definido o vencedor do leilão, vem a etapa de desenvolvimento do Projeto Básico Técnico (PBT), a ser aprovado pela ANEEL e, do Projeto Básico Ambiental (PBA), encaminhado ao órgão ambiental responsável pela avaliação do empreendimento. Apenas após obter as aprovações a ambos, o empreendedor poderá desenvolver o projeto executivo e dar início à construção da usina. Já a construção de PCHs, com potência de até 30 MW e, reservatório não superior a 3 km², não exige nem o estudo de viabilidade nem a licitação. Após a realização do estudo de inventário, a ANEEL seleciona o empreendedor de acordo com critérios pré-definidos, avalia o projeto básico da usina e concede a autorização para a instalação. No Brasil, o último inventário global foi realizado em 1992 pela Eletrobrás. Em

2008, a EPE ocupava-se da revisão dos inventários dos rios Araguaia e Tibagi e realizava novos estudos em bacias, principalmente da região norte. Como pode ser observado na Tabela 1, é exatamente nesta região, na bacia Amazônica, que se encontra o maior potencial hidrelétrico existente no país.

Tabela 1 – Potencial hidrelétrico brasileiro (MW).

Bacia	Aproveitado	Inventário	Estimado	Total	%
Amazonas	835	77.058	28.256	106.149	42,2
Paraná	41.696	10.742	5.363	57.801	23,0
Tocantins/Araguaia	12.198	11.297	4.540	28.035	11,2
São Francisco	10.290	5.550	1.917	17.757	7,1
Atlântico Sudeste	4.107	9.501	1.120	14.728	5,9
Uruguai	5.182	6.482	1.152	12.816	5,1
Atlântico Sul	1.637	1.734	2.066	5.437	2,2
Atlântico Leste	1.100	1.950	1.037	4.087	1,6
Paraguai	499	846	1.757	3.102	1,2
Parnaíba	225	819	0	1.044	0,4
Atlântico NE Oc.	0	58	318	376	0,1
Atlântico NE Or.	8	127	23	158	< 0,1
Total	77.777	126.164	47.549	251.490	
%	30,9	50,2	18,9	100,0	100,0

Fonte: (MME/EPE, 2007)

3.3 GERAÇÃO HIDRELÉTRICA

3.3.1 Cenário Nacional

O conteúdo a seguir apresentado baseia-se no Plano nacional de energia 2030 – Projeções, publicado por MME/EPE (2007); e também no Plano nacional de energia 2030 – Geração hidrelétrica, publicado por MME/EPE (2007).

Dos 191 milhões de tep correspondentes ao consumo final do país em 2004, a parcela correspondente à energia elétrica foi de aproximadamente 16,2%. Este número reflete um forte crescimento no uso da energia elétrica ao longo do tempo, pois desde 1970 o crescimento anual médio do consumo de eletricidade foi de 6,7%. No mesmo ano, o energético representava apenas 5,5% do consumo.

De acordo com a Agência Internacional de Energia – IEA (2005), nos últimos 30 anos a oferta primária de energia hidráulica no mundo evoluiu concentradamente em duas regiões: Ásia, com destaque para a China, e América Latina, com destaque para o Brasil. Com efeito, em 1973 essas duas regiões respondiam por cerca de 10% da produção mundial de

hidreletricidade, proporção que se elevou para pouco mais de 31% em 2003. No Brasil, em particular, entre 1974 e 2004, conforme dados do Balanço Energético Nacional (2005), a potência instalada em usinas hidrelétricas foi acrescida de 55.275 MW, evoluindo de 13.724 MW para quase 69.000 MW, entre os dois anos indicados.

Contudo, ao tempo em que a expansão da geração hidráulica “transferia-se” para os países emergentes com grande potencial a explorar, cresciam também, e em escala mundial, as pressões ambientais contra esse tipo de fonte. Na verdade, tais pressões dirigiram-se contra as hidrelétricas de grande porte, do que é evidência a 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 hidrelétricas com potência superior a 10 MW.

No Brasil, contudo, vários desafios têm sido colocados para incremento da expansão hidrelétrica. É emblemático também que os prazos para obtenção das licenças ambientais tornam-se cada vez mais longos. Em parte, isso pode ser atribuído à qualidade questionável de vários estudos ambientais. Mas, é também verdade que a acuidade e a profundidade desses estudos não são garantia de processo mais célere, ainda que as demandas e os condicionantes derivados do processo ambiental possam estar atendidos.

Quando se tem em conta que dois terços do território nacional está coberto por dois biomas de alto interesse do ponto de vista ambiental, como o são a Amazônia e o Cerrado, e que 70% do potencial hidrelétrico brasileiro a aproveitar localiza-se nesses biomas, pode-se antever grandes dificuldades para a expansão da oferta hidrelétrica. Dificuldades que são ampliadas por uma abordagem que se apoia em uma ótica ultrapassada, pela qual projetos hidrelétricos, por provocarem impactos socioambientais, não podem constituir-se em elementos de integração e inclusão social, e também de preservação dos meios naturais.

Muitas áreas no entorno de vários reservatórios já instalados no país estão hoje, em muitos casos, entre as mais bem conservadas, inclusive com relação à biodiversidade. Programas de salvamento da flora e da fauna (e também de sítios arqueológicos), desenvolvidos quando da implantação da barragem, são, muitas vezes, a garantia de conservação de elementos chave do bioma atingido. No aspecto socioeconômico, é emblemático o efeito de projetos mais recentes, em torno dos quais os núcleos urbanos apresentam índices de desenvolvimento humano geralmente superiores aos da região na qual se inserem.

Por óbvio, o desenvolvimento de qualquer potencial hidráulico deve cuidar para que os impactos ambientais provocados sejam mitigados. Além disso, deve-se avançar na direção de fazer com que um aproveitamento desse tipo possa ser um elemento de integração regional. Dito de outra forma, não se pode, liminarmente, descartar o desenvolvimento de um potencial hidráulico com base nos argumentos simplificados que têm sido levantados contra a instalação de usinas hidrelétricas de maior porte. Do contrário, estar-se-á abrindo mão do aproveitamento de um potencial renovável e de baixo custo. Os impactos ambientais para as gerações futuras devem ser confrontados com os custos futuros mais altos que essas gerações pagarão pela energia, com os impactos ambientais produzidos pela opção que for escolhida (sim, porque todas as fontes de energia produzem impacto ambiental) e, inclusive, com a eventual escassez futura da energia.

Os países de primeiro mundo desenvolveram, em geral, seu potencial hidrelétrico. Países em desenvolvimento procuram ainda desenvolver o potencial que dispõem, a exemplo da China e da Índia. O Brasil, detentor de um dos maiores potenciais do planeta, não deve renunciar a essa alternativa.

3.3.2 Expansão da Geração Hidráulica Nacional

O conteúdo a seguir apresentado baseia-se no Plano decenal de expansão de energia 2021, publicado por MME/EPE (2012).

O incremento médio anual da carga de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN será de 3.074 MW médios no período 2012-2021. Deste montante, os subsistemas Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Acre/Rondônia respondem por 72%, ou 2.202 MW médios ao ano, enquanto que os subsistemas Norte, Nordeste e Manaus/Amapá/Boa Vista crescem, em média, 871 MW médios ao ano neste período. É importante destacar que a projeção de demanda de energia elétrica já contempla cenários de ganhos de eficiência energética e de participação da autoprodução.

A expansão da geração no horizonte decenal incorpora os resultados dos leilões de compra de energia elétrica promovidos até dezembro de 2011. Como consequência, uma parcela da expansão da geração já se encontra praticamente definida pelo resultado destes leilões, resultando, a priori, uma configuração de expansão até o ano de 2014, que não mais corresponde a um cenário de análise elaborado pelo planejamento do sistema, no presente plano decenal. Para os anos de 2015 e 2016, o parque de geração está parcialmente definido,

visto que já ocorreram alguns dos leilões A-5 para compra de energia proveniente de novos empreendimentos, porém ainda estão previstos leilões A-3 para os anos de 2012 e 2013.

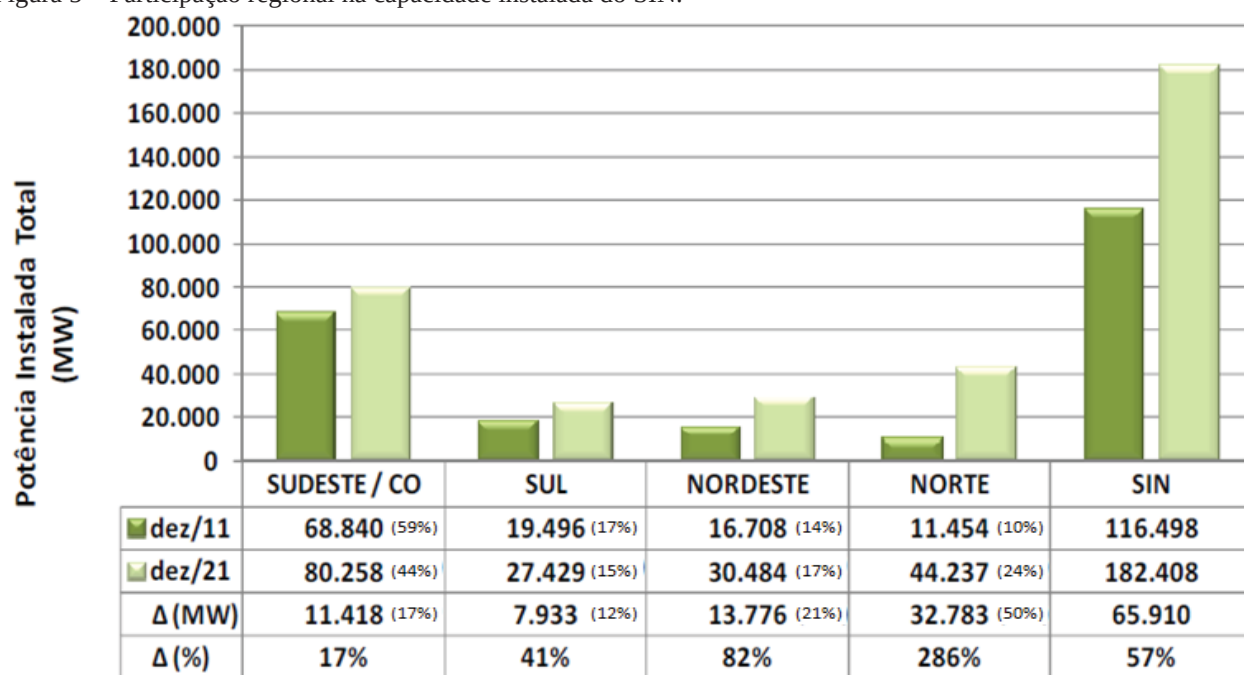
Na busca pelo desenvolvimento da integração energética dos países latino-americanos, o governo brasileiro vem realizando acordos e empresas brasileiras vêm participando de estudos em países das Américas Central e do Sul. A integração energética do Brasil com estes países proporcionará diversos benefícios para ambas as partes, como o aproveitamento da complementaridade dos regimes hidráulicos, por exemplo. A associação do Brasil a esses países se verifica predominantemente com fontes que geram energia renovável e de baixo custo, como é o caso das hidrelétricas.

No Peru, país com potencial hidrelétrico de aproximadamente 180 GW, existem projetos para a construção de seis usinas hidrelétricas que totalizam cerca de 7 GW de capacidade instalada. Analisa-se a possibilidade de participação do Brasil, juntamente com a Bolívia, no projeto da hidrelétrica Cachoeira Esperança, com 800 MW. Caso ocorra a associação entre os dois países, o estudo resultará em um empreendimento binacional Brasil-Bolívia, localizado a montante das usinas de Jirau e Santo Antônio, no rio Madeira, também apresentando potencial de exportação de excedentes de geração para o Brasil. O potencial hidrelétrico da Bolívia corresponde a 20,3 GW. A Guiana apresenta um potencial hídrico de 8 GW, aproximadamente. Entre Brasil e Argentina estuda-se a construção das hidrelétricas Garabi e Panambi, no rio Uruguai. Esses empreendimentos binacionais, poderão vir a ter capacidades instaladas de 2 GW no total. Além desses projetos, está em estudo a integração eletroenergética entre o Brasil e Uruguai para aproveitamento pelos dois países dos recursos disponíveis.

A expansão das capacidades instaladas do SIN e das regiões que o compõem são apresentadas na Figura 5, onde se mostram os valores previstos para o final de dezembro de 2011 e os valores resultantes dos estudos, referentes ao final de dezembro de 2021. Além dos valores em MW, é também indicada a participação percentual das regiões. Deve-se ressaltar que o parque de geração instalado em 2011 inclui a potência dos empreendimentos que já se encontram em operação comercial nos sistemas isolados Manaus e Amapá. Para efeito de análise, os sistemas Acre/Rondônia (AC+RO), Manaus/Amapá/Boa Vista (MAN+AP+BV) e Teles Pires/Tapajós (TP) estão considerados na região Norte. Além disso, a usina de Itaipu foi contabilizada como recurso da região Sudeste/Centro-Oeste. Nesta figura se destaca a elevação da participação da região Norte na expansão de projetos de geração de energia elétrica, passando de 10%, no início de 2012, para 24% da capacidade instalada no SIN, em 2021, totalizando 32.783 MW de expansão. Em contrapartida, nas regiões Sudeste/Centro-

Oeste, há uma redução de 59% para 44% na participação na oferta total do sistema, mesmo com uma expansão prevista, em termos absolutos, de 11.418 MW para o horizonte decenal. A expansão da potência instalada em todas as regiões agregará 65.910 MW ao SIN, representando um acréscimo de 57% na oferta de eletricidade.

Figura 5 – Participação regional na capacidade instalada do SIN.



Fonte: Adaptado de MME/EPE (2012)

Na medida em que os empreendimentos de geração precisam ser contratados com antecedência para atendimento das necessidades futuras de consumo, o Brasil realiza, em conformidade com a Lei nº 10.848 de 2004, leilões para compra de energia com três (A-3) e cinco (A-5) anos de antecedência. Este processo faz com que haja um parque de geração já totalmente contratado e em implantação com usinas que deverão entrar em operação entre 2012 e 2014, além de um parque parcialmente contratado entre 2015 e 2016, oriundo dos leilões ocorridos em 2010 e 2011 – os leilões A-5 e o leilão específico para a compra da energia da UHE Belo Monte. Essas usinas, portanto, não mais são objeto dos estudos de planejamento e não constituem proposta de usinas indicadas neste plano. Ou seja, essas são usinas já decididas, por terem sido contratadas nos leilões.

A expansão hidrelétrica planejada é composta por projetos indicativos cujos estudos estão em fase de conclusão. A Tabela 2 apresenta os novos projetos a serem viabilizados de 2017 a 2021.

Tabela 2 – Novos projetos hidrelétricos a serem viabilizados de 2017 a 2021.

Entrada em Operação Ano	Mês	Projeto	Rio	Potência ^(a) (MW)	Região
2017	Jan	UHE Sinop	Teles Pires	400	Norte
	Jan	UHE Cachoeira Caldeirão	Araguari	219	Norte
	Fev	UHE São Manoel	Teles Pires	700	Norte
2018	Jul	UHE Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	113	Nordeste
	Dez	UHE São Luiz do Tapajós	Tapajós	6.133	Norte
2019	Jan	UHE Davinópolis	Paranaíba	74	Sudeste/Centro-Oeste
	Abr	UHE Jatobá	Tapajós	2.336	Norte
	Jul	UHE Telêmaco Borba	Tibagi	109	Sul
	Jul	UHE Paranhos	Chopim	63	Sul
2020	Jan	UHE Água Limpa	Das Mortes	380	Sudeste/Centro-Oeste
	Jan	UHE Pompeu	São Francisco	209	Sudeste/Centro-Oeste
	Jul	UHE Bem Querter	Branco	709	Norte
	Ago	UHE Itapiranga	Uruguai	721	Sul
	Ago	UHE Apertados	Piquiri	136	Sul
2021	Jan	UHE São Simão Alto	Juruena	3.509	Norte
	Jan	UHE Resplendor	Doce	144	Sudeste/Centro-Oeste
	Fev	UHE Marabá	Tocantins	2.160	Norte
	Abr	UHE Salto Augusto Baixo	Juruena	1.461	Norte
	Ago	UHE Ercilândia	Piquiri	97	Sul
TOTAL				19.673	

(a) Potência total do empreendimento.

Fonte: Adaptado de MME/EPE (2012).

As usinas hidrelétricas, que já compõem o maior conjunto de empreendimentos de geração do Sistema Interligado Brasileiro, ainda apresentam grande potencial a ser explorado e suficiente para permanecer como a fonte predominante no atendimento à crescente demanda de eletricidade do país. Especialmente nas bacias da região Norte e Centro-Oeste, os inventários hidrelétricos recém concluídos apontam que projetos importantes poderão ser viabilizados nos próximos anos, a despeito da crescente complexidade socioambiental, que normalmente impõe estágios de desenvolvimento extensos. Além desses projetos, há outros em estágios de desenvolvimento mais avançados. De fato, estudos de viabilidade de UHE aprovados ou com aceite da ANEEL superavam, em junho de 2012, os 8.000 MW, conforme apresentado na Tabela 3. Destaca-se que a geração hidrelétrica é uma tecnologia muito madura e seu preço tem sido o mais baixo dentre as fontes disponíveis no país, contratada nos últimos leilões de expansão do sistema.

Tabela 3 – UHE (>50 MW) com Estudos de Viabilidade na ANEEL, aprovados ou com aceite.

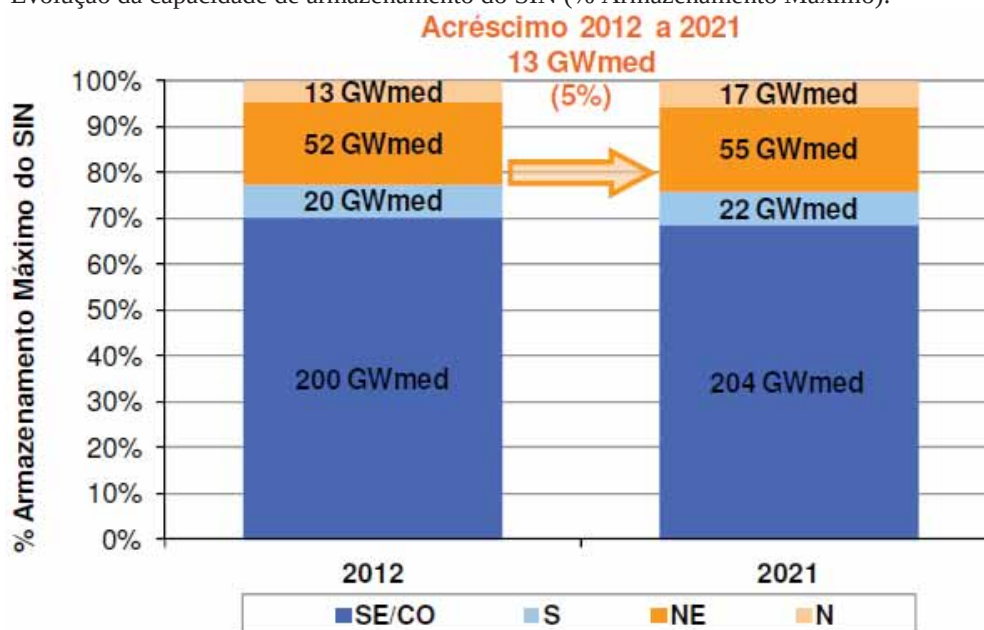
Usina	Rio	UF	Potência (MW)	Desenvolvedor do Projeto	Situação
Água Limpa	Mortes	MT	320,00	PCE/Enercamp/Tech/Furnas/Alstom/Andrade/Enorte	EV An.
Apertados	Piquiri	PR	135,50	BE/Desenvix	EV An.
Barra do Pomba	Paraíba do Sul	RJ	80,00	Empreendimentos Patrimoniais Santa Gisele Ltda.	EV
Cachoeira	Parnaíba	PI/MA	63,00	Chesf/CNEC/QGalvão/ENERGIMP	EV
Cachoeira Caldeirão	Araquari	AP	219,00	Eletronorte/Odebrecht/Neoenergia	EV
Castelhano	Parnaíba	PI/MA	64,00	Chesf/CNEC/QGalvão/ENERGIMP	EV
Comissário	Piquiri	PR	105,30	COPEL Geração e Transmissão S.A.	EV An.
Davinópolis	Paranaíba	MG/GO	74,00	Cemig Geração e Transmissão S. A./Neoenergia Investimentos S. A.	EV An.
Ercilândia	Piquiri	PR	96,60	BE/Desenvix	EV An.
Estreito (Parnaíba)	Parnaíba	PI/MA	56,00	Chesf/CNEC/QGalvão/ENERGIMP	EV
Foz do Apiacás	Apiacás	MT	230,00	Empresa de Pesquisa Energética – EPE	Ev An.
Foz do Piquiri	Piquiri	PR	101,30	COPEL Geração e Transmissão S.A.	EV An.
Ipueiras	Tocantins	TO	480,00	Ipueiras Energia S/A	EV
Iraí	Uruguai	SC/RS	330,00	Companhia Energética do Uruguai – CEU	EV An.
Itaquacu	Claro	GO	130,00	Consórcio Itaquá	EV
Marabá	Tocantins	PA/MA	2.160,00	Eletronorte/Camargo Corrêa	EV An.
Mirador	Tocantinzinho	GO	106,00	Furnas Centrais Elétricas S. A.	EV An.
Paranhos	Chopim	PR	62,50	Foz do Chopim Energética Ltda.	EV An.
Pompéu	São Francisco	MG	209,10	Concremat/Andrade Gutierrez/Cemig/EDP	EV An.
Resplendor	Doce	MG	144,00	CEMIG Geração e Transmissão S. A.	EV An.
Riacho Seco	São Francisco	BA/PE	276,00	Desenvix/Chesf/CNO/Engevix	EV An.
Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	PI/MA	113,00	Chesf/CNEC/QGalvão/ENERGIMP	EV An.
São Manoel	Teles Pires	MT/PA	700,00	Empresa de Pesquisa Energética – EPE	EV An.
Serra Quebrada	Tocantins	TO/MA	1.328,00	Consórcio Alcoa/Billinton/Camargo Corrêa/Eletronorte	EV An.
Sinop	Teles Pires	MT	400,00	Empresa de Pesquisa Energética – EPE	EV An.
Telêmaco Borba	Tibagi	PR	109,00	Promon Engenharia Ltda.	EV An.
Tupirantins	Tocantins	TO	620,00	Investco S/A	EV An.
Urucui	Parnaíba	PI/MA	134,00	Chesf/CNEC/QGalvão/ENERGIMP	EV An.
Volta Grande Baixa	Chopim	PR	54,70	Foz do Chopim Energética Ltda.	EV An.
Total	29 projetos		8.901,00		

Notas: EV – EVTE aprovado pela ANEEL.
EV An. – EVTE com "Aceite" pela ANEEL.

Fonte: (MME/EPE, 2012)

A Figura 6 mostra a quantidade de energia que pode ser armazenada nos reservatórios em cada região do país, no início e no final do horizonte deste plano decenal da EPE.

Figura 6 – Evolução da capacidade de armazenamento do SIN (% Armazenamento Máximo).



Fonte: (MME/EPE, 2012)

Em relação à capacidade de regularização dos reservatórios, pode-se destacar a importância dos grandes reservatórios instalados na região Sudeste/Centro-Oeste, que representam 70% do SIN no início de 2012, enquanto que as regiões Nordeste, Sul e Norte possuem, respectivamente, 18%, 7% e 5% da capacidade de energia armazenável máxima do Brasil. Analisando a previsão de capacidade de armazenamento dos reservatórios ao final do ano de 2021, percebe-se que, em termos percentuais, a elevação de 5% é bem inferior ao aumento da capacidade instalada de usinas hidrelétricas, de 40%.

Uma parte da oferta hidrelétrica constante desta configuração agrega energia armazenável por adicionar produtibilidade em cascatas que já possuem reservatórios de regularização. Entretanto, a maioria das usinas viáveis neste horizonte está localizada em bacias ainda inexploradas, para as quais não há previsão de instalação de usinas com reservatórios de regularização das vazões afluentes.

Para este período, devido aos prazos envolvidos no processo licitatório de novos empreendimentos, há indicação de apenas duas usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação a montante. Grande parte das usinas viabilizadas recentemente deve operar a “fio d’água”, ou seja, toda vazão afluente deve ser turbinada ou vertida, não havendo condições de armazená-la. Esta configuração do sistema gera consequências diversas, dentre as quais: a impossibilidade de controle de cheias; maior exigência das atuais usinas do sistema com capacidade de regularização, gerando grandes alterações de nível dos reservatórios ao longo de curtos ciclos hidrológicos (o que muitas vezes não é possível em função de restrições

operativas hidráulicas); e maior despacho térmico para atender às exigências sazonais da carga, que não poderão ser atendidas pelo armazenamento hidráulico.

3.4 USINA HIDRELÉTRICA

3.4.1 Introdução

O conteúdo a seguir apresentado baseia-se no Atlas de energia elétrica do Brasil – 3ª edição, publicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2008).

A estrutura da usina é composta, basicamente, por barragem, sistema de captação e adução de água, casa de força, canal de fuga e vertedouro, que funcionam em conjunto e de maneira integrada.

De acordo com Roberson, Cassidy e Chaudhry (1997), as barragens são classificadas de acordo com os materiais de que são construídas (terra, rocha ou concreto) e também de acordo com suas configurações e o modo com que as mesmas resistem aos esforços à elas impostos.

A barragem tem por objetivo interromper o curso normal do rio e permitir a formação do reservatório. Além de “estocar” a água, esses reservatórios têm outras funções: permitem a formação do desnível necessário para a configuração da energia hidráulica, a captação da água em volume adequado e a regularização da vazão dos rios em períodos de chuva ou estiagem. Algumas usinas hidrelétricas são chamadas “a fio d’água”, ou seja, próximas à superfície e utilizam turbinas que aproveitam a velocidade do rio para gerar energia. Essas usinas fio d’água reduzem as áreas de alagamento e não formam reservatórios para estocar a água ou seja, a ausência de reservatório diminui a capacidade de armazenamento de água, única maneira de poupar energia elétrica para os períodos de seca.

Os sistemas de captação e adução são formados por túneis, canais ou condutos metálicos que têm a função de levar a água até a casa de força.

Os túneis são estruturas escavadas em rocha, podendo ou não serem revestidos de concreto ou até mesmo em aço dependendo das condições de operação. São em geral utilizados em usinas de mais elevada queda d’água, onde as distâncias entre o reservatório e a tomada d’água das unidades geradoras são maiores.

Os canais de adução são mais aplicados à usinas de menor queda d’água. Têm a função de conduzir a água até as tomadas d’água das unidades geradoras. São caracterizados

pela operação de fluxo livre, ou seja, uma condução não forçada, diferentemente dos túneis. Comparativamente aos túneis de adução, os canais possuem comprimentos menos significativos.

Os condutos metálicos são utilizados para conduzir a água desde a tomada d'água até a entrada das turbinas. Esta condução é feita sob pressão e com velocidades do fluxo de água superiores às velocidades encontradas, por exemplo, nos túneis de adução.

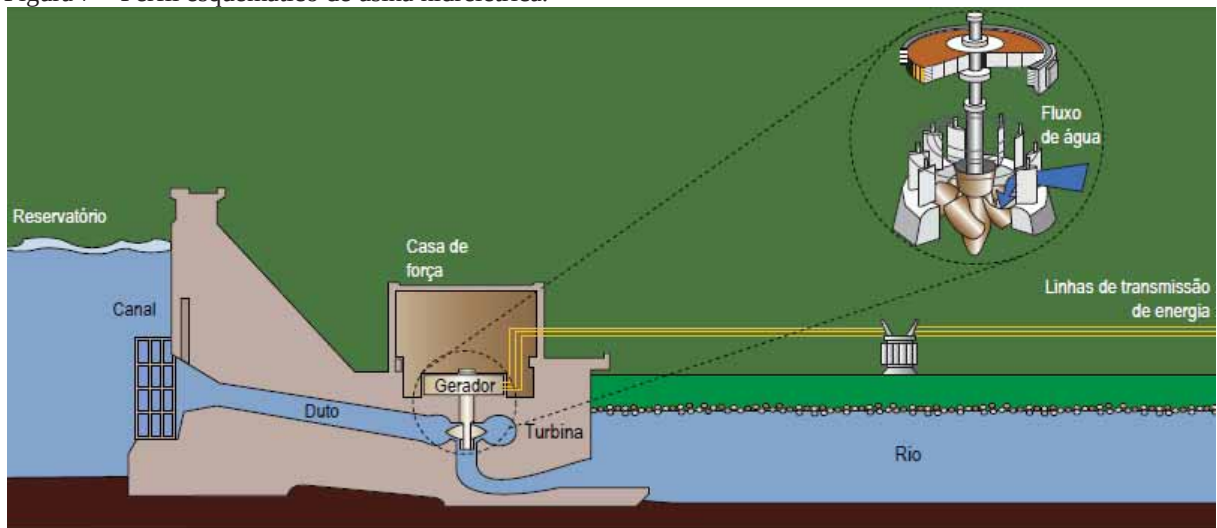
Na casa de força estão instaladas as turbinas, formadas por uma série de pás ligadas a um eixo conectado ao gerador. Durante o seu movimento giratório, as turbinas convertem a energia potencial da água em energia elétrica por meio dos geradores que produzirão a eletricidade. Os principais tipos de turbinas hidráulicas utilizadas comercialmente para geração em grande escala são: Pelton, Kaplan, Francis e Bulbo. Cada tipo de turbina possui características para funcionar em usinas com determinada faixa de altura de queda. Por exemplo, a turbina tipo Bulbo é em geral utilizada nas usinas fio d'água por ser indicada para baixas quedas e altas vazões, não exigindo grandes reservatórios.

Depois de passar pela turbina, a água é restituída ao leito natural do rio pelo canal de fuga. Este canal é responsável por restituir a água ao rio da forma mais adequada possível, evitando perturbações hidráulicas que afetem o desempenho das turbinas. O canal de fuga é escavado em rocha, podendo ou não ser revestido em concreto.

Por último, há o vertedouro. Sua função é permitir a saída da água sempre que os níveis do reservatório ultrapassam os limites recomendados. Uma das razões para a sua abertura é o excesso de vazão ou de chuva. Outra é a existência de água em quantidade maior que a necessária para o armazenamento ou a geração de energia. Em períodos de chuva, o processo de abertura de vertedouros busca evitar enchentes na região de entorno da usina.

A Figura 7 apresenta o perfil esquemático de uma usina hidrelétrica típica de baixa e média queda.

Figura 7 – Perfil esquemático de usina hidrelétrica.



Fonte: ANEEL (2008).

As principais variáveis utilizadas na classificação de uma usina hidrelétrica são: altura da queda d'água, vazão, capacidade ou potência instalada, tipo de turbina empregada, localização, tipo de barragem e reservatório. Todos são fatores interdependentes. Assim, a altura da queda d'água e a vazão dependem do local de construção e determinarão qual será a capacidade instalada, o tipo de turbina, barragem e reservatório.

Existem dois tipos de reservatórios: acumulação e fio d'água. Os primeiros, geralmente localizados na cabeceira dos rios, em locais de altas quedas d'água, dado o seu grande porte permitem o acúmulo de grande quantidade de água e funcionam como estoques a serem utilizados em períodos de estiagem. Além disso, como estão localizados a montante das demais hidrelétricas, regulam a vazão da água que irá fluir para elas, de forma a permitir a operação integrada do conjunto de usinas. As unidades a fio d'água se caracterizam pelo mínimo ou nenhum acúmulo do recurso hídrico.

A queda d'água, no geral, é definida como de alta, baixa ou média altura. O Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétrica (Cerpch, da Universidade Federal de Itajubá – Unifei) considera baixa queda uma altura de até 15 metros e alta queda, superior a 150 metros. Mas não há consenso com relação a essas medidas.

A potência instalada determina se a usina é de grande ou médio porte ou uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH). A ANEEL adota três classificações:

- Centrais Geradoras Hidrelétricas (com até 1 MW de potência instalada)
- Pequenas Centrais Hidrelétricas (entre 1,1 MW e 30 MW de potência instalada)
- Usina Hidrelétrica de Energia (UHE, com mais de 30 MW)

O porte da usina também determina as dimensões da rede de transmissão que será necessária para levar a energia até o centro de consumo. Quanto maior a usina, mais distante ela tende a estar dos grandes centros. Assim, exige a construção de grandes linhas de transmissão em tensões alta e extra-alta (de 230 kV a 750 kV) que, muitas vezes, atravessam o território de vários Estados. Já as PCHs e CGHs, no geral abastecem pequenos centros consumidores – inclusive unidades industriais e comerciais – e não necessitam de instalações tão sofisticadas para o transporte da energia.

3.4.2 Equipamentos Mecânicos

3.4.2.1 Turbina Hidráulica

A turbina hidráulica é certamente o equipamento mecânico mais nobre numa usina hidrelétrica. A turbina é o componente fundamental para a transformação da energia da água. As turbinas hidráulicas são projetadas especificamente para transformar a energia hidráulica (a energia de pressão e a energia cinética) de um fluxo de água em energia mecânica na forma de torque e velocidade de rotação.

A potência P (em Watts) que uma turbina pode extrair do fluxo de água será proporcional ao produto da vazão volumétrica Q (em m^3/s) e da queda d'água disponível H (em mca), segundo a equação (1):

$$P = \rho * g * H * Q * \eta \quad [\text{W}] \quad (1)$$

Na qual:

ρ é a massa específica da água, em kg/m^3

g é a aceleração da gravidade, em m/s^2

H é a queda líquida, em mca

Q é a vazão volumétrica, em m^3/s

η é a eficiência da turbina, a fração (entre 0 e 1) da energia potencial e cinética da água que é convertida em trabalho mecânico de rotação do eixo ao passar pela turbina.

A eficiência típica de uma turbina moderna varia entre 85% e 95%, dependendo da vazão de água e da queda. Para maximizar a eficiência, grandes turbinas hidráulicas são em geral projetadas especificamente para as condições de queda e vazão onde serão instaladas.

A principal classificação de uma turbina hidráulica é feita da seguinte maneira:

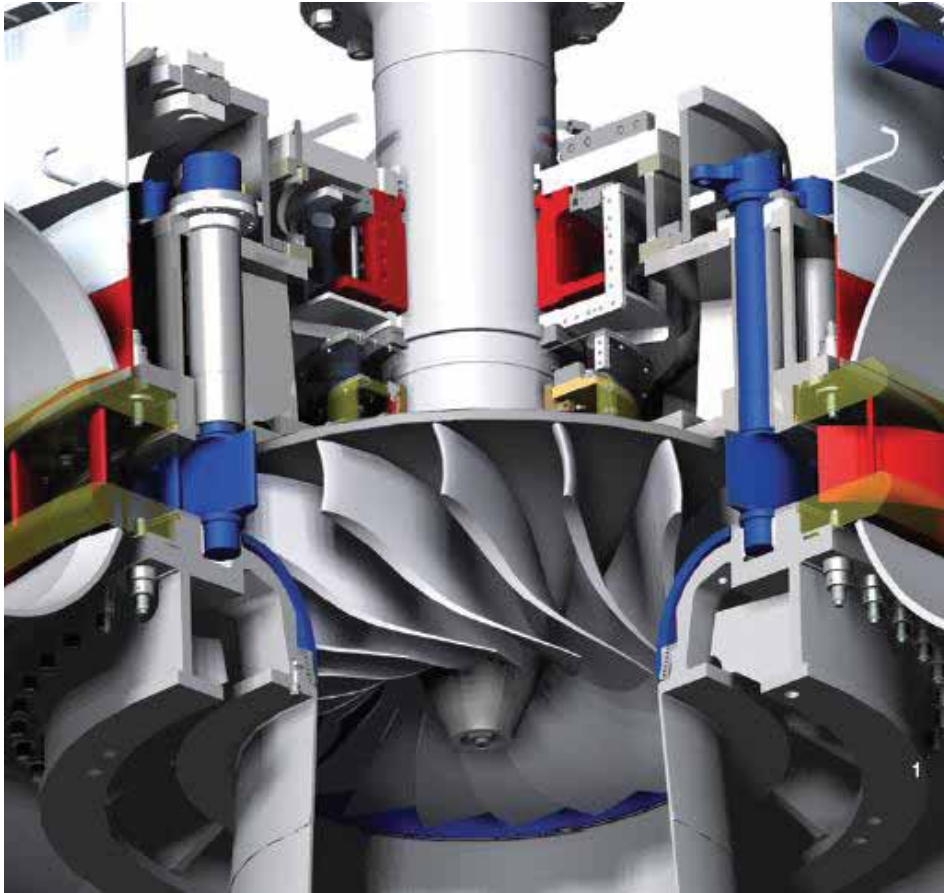
- Turbinas de Ação: Nas turbinas de ação a água sai do distribuidor à pressão atmosférica e, chega à roda com a mesma pressão; nestas turbinas, toda a energia potencial da queda se transmite à roda na forma de energia cinética. Resumidamente, pode-se dizer que a pressão P_1 na entrada da roda é igual à pressão P_2 na saída da mesma. É exemplo de turbina de ação a turbina tipo Pelton.
- Turbinas de Reação: Nas turbinas de reação a água sai do distribuidor a uma certa pressão, que diminui à medida que a água passa através das pás da roda, de modo que, na saída, a pressão pode ser zero ou mesmo negativa, nestas turbinas a água circula sob pressão no distribuidor e na roda e, por isso, a energia potencial da queda se transforma, em parte, em energia cinética, e em parte, em energia de pressão. Resumidamente, pode-se dizer que a pressão P_1 na entrada da roda é maior do que a pressão P_2 na saída da mesma. São exemplos de turbinas de reação: turbinas tipo Francis, Kaplan e Bulbo.

Os principais tipos de turbinas, mais utilizadas comercialmente e instaladas em inúmeros aproveitamentos em torno do mundo inteiro, são:

- Turbina Francis: As turbinas Francis são classificadas relativamente a sua velocidade específica. Estas turbinas podem ser classificadas em lentas, normais, rápidas e extra rápidas. O que diferencia estes tipos de turbina Francis é o perfil da roda, que por sua vez possui um conjunto de pás fixas. O distribuidor das turbinas tipo Francis é constituído de um conjunto de pás dispostas em volta do receptor, e que podem ser orientadas por meio de um comando especial, de modo a darem, para cada valor da descarga, o ângulo mais conveniente de entrada da água no receptor, isto é, um escoamento com um mínimo de perdas hidráulicas (MACINTYRE, 1983).

Exemplos típicos de usinas nacionais equipadas com este tipo de turbina são: Itaipu, Tucuruí, Belo Monte, Serra da Mesa, Ilha Solteira, entre outras. A Figura 8 e a Figura 9 demonstram como são as turbinas do tipo Francis.

Figura 8 – Modelo 3D de uma turbina Francis.



Fonte: (VOITH, 2013).

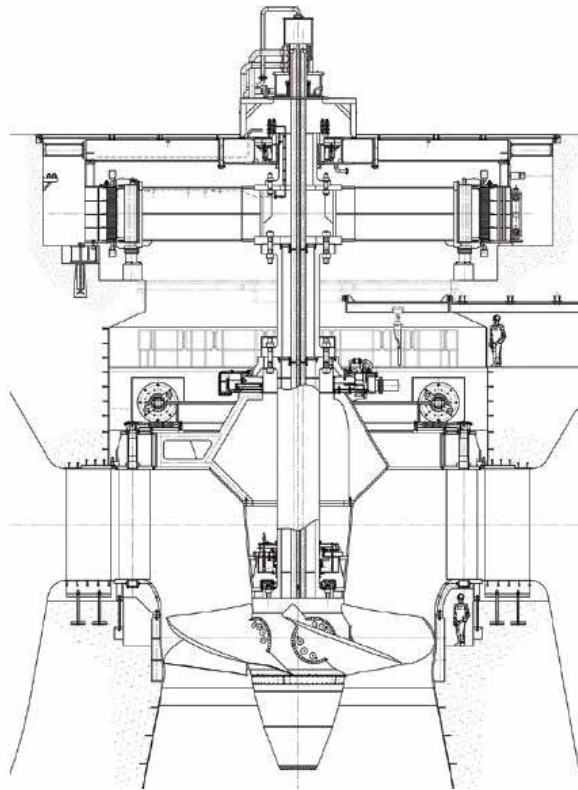
Figura 9 – Roda de uma turbina Francis sendo preparada para ser transportada.



Fonte: (Fotografia feita pelo Autor nas dependências da ALSTOM Taubaté, 2013).

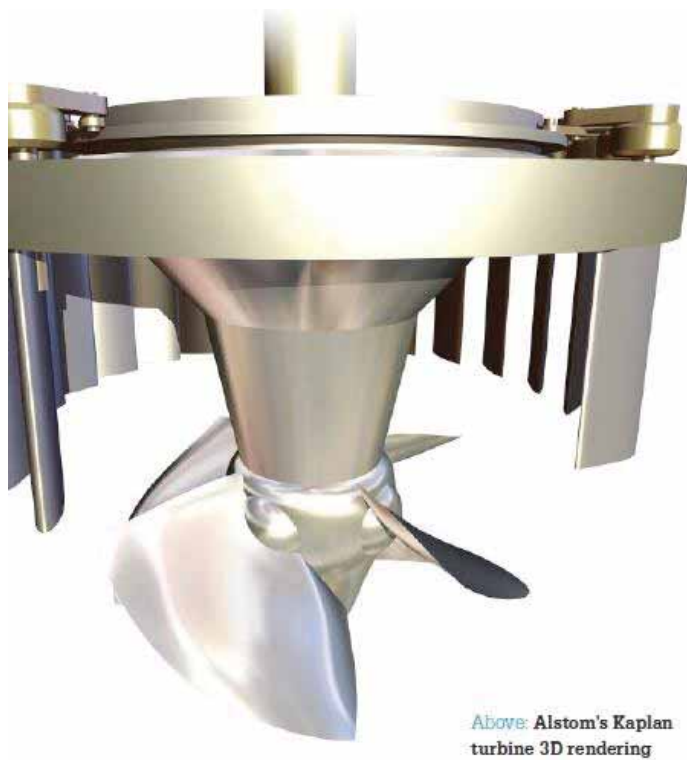
- Turbina Hélice: A necessidade de obtenção de turbinas com velocidades consideráveis em baixas quedas e grandes descargas, o que não é viável com as turbinas Francis, deu origem em 1908 às turbinas Hélices ou “Propeller”. O receptor assumiu a forma de uma hélice de propulsão, o que explica o nome dado a essas turbinas. O distribuidor mantém o aspecto que tem nas turbinas Francis, mas a distancia entre as pás do distribuidor e as do receptor é bem maior do que a que se verifica para as turbinas Francis de alta velocidade específica (MACINTYRE, 1983). Este tipo de turbina é raramente encontrado.
- Turbina Kaplan: O engenheiro Victor Kaplan (1876-1934), após estudos teóricos e experimentais, concebeu em 1912 um novo tipo de turbina axial à hélice, comportando a possibilidade de variar o passo das pás, isto é, inventou uma hélice de pás orientáveis. Apesar da desconfiança dos fabricantes em aceitarem o novo tipo de turbina por julgarem-no utópico e irrealizável, acabaram rendendo-se às vantagens desse tipo de turbina para quedas pequenas e médias, e grandes descargas. O considerável número de turbinas Kaplan instaladas e com pleno êxito representa a consagração definitiva dessas turbinas. O mecanismo que permite variar o ângulo de inclinação das pás conforme a descarga, sem variação apreciável do rendimento, fica alojado numa peça com formato de ogiva e seu comando é realizado pelo regulador automático de velocidade (MACINTYRE, 1983). Exemplos típicos de usinas nacionais equipadas com este tipo de turbina são: Porto Primavera, Estreito (TO), Lajeado, Peixe Angical, Três Marias, Sobradinho, entre outras.
A Figura 10, a Figura 11 e a Figura 12 ilustram a turbina tipo Kaplan.

Figura 10 – Corte típico de uma unidade geradora equipada com turbina tipo Kaplan.



Fonte: (VOITH, 2013).

Figura 11 – Modelo 3D de uma turbina Kaplan.



Fonte: (ALSTOM, 2013).

Figura 12 – Vista inferior de uma roda de turbina Kaplan em fase de montagem.

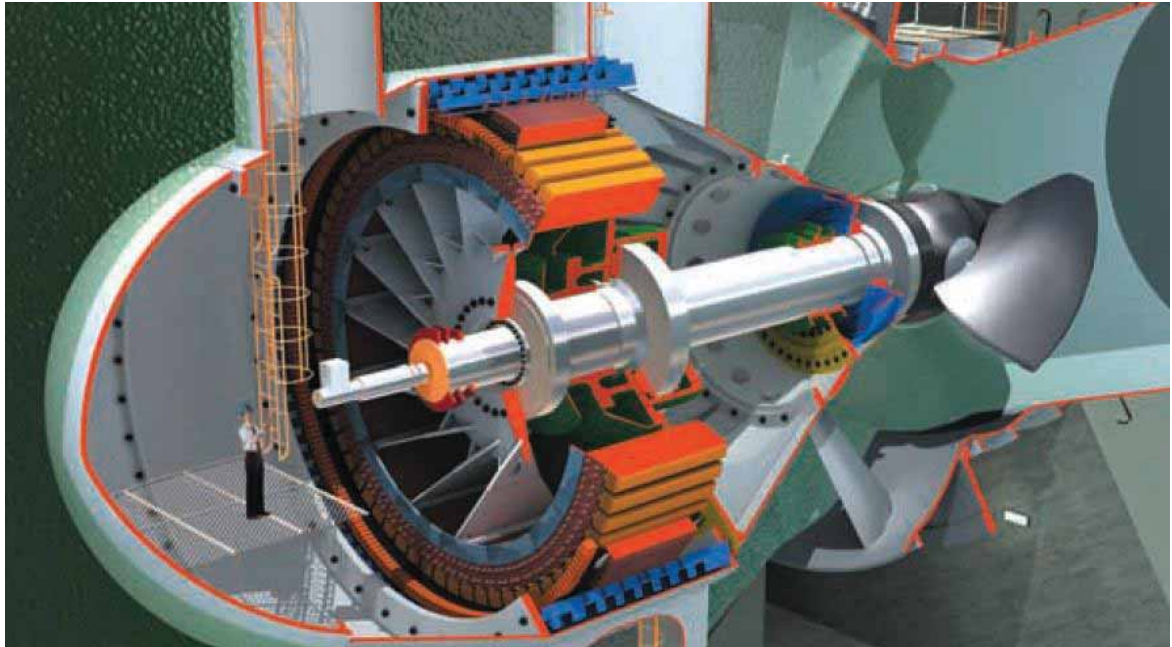


Fonte: (ALSTOM, 2013).

- Turbina Bulbo: A utilização de desníveis hidráulicos reduzidos pode não ser viável nem mesmo para turbinas Kaplan de eixo vertical. A solução encontrada para este tipo de instalação são as turbinas hélice com eixo horizontal, de modo a poderem ser aproveitados desníveis pequenos como ocorre em certas modalidades de usina a “fio d’água”. Seu rotor assemelha-se ao da turbina Kaplan, com pás orientáveis. Existe uma espécie de bulbo colocado no interior do tubo adutor da água. No interior do bulbo, que é uma câmara blindada, pode existir meramente um sistema de transmissão por engrenagens, para transmitir a potência de eixo da hélice para o gerador elétrico, ou como acontece nos tipos mais aperfeiçoados, no interior do bulbo fica o próprio gerador. A turbina bulbo dispensa a caixa em caracol e o trecho vertical do tubo de sucção. Por este motivo o espaço ocupado em planta para este tipo de máquina é menor do que o de uma turbina Kaplan. Para um mesmo diâmetro do rotor, a turbina bulbo absorve uma descarga maior que as Kaplan, daí resultando maior potência a plena carga. A turbina bulbo por poderem funcionar como turbinas ou como bombas tem sido também empregada em usinas maré-motrizes (MACINTYRE, 1983). Exemplos típicos de usinas nacionais equipadas com este tipo de turbina são: Santo Antonio e Jirau no rio Madeira, Canoas I e II e Igarapava. Esta é uma tecnologia que vem ganhando força nos últimos anos no Brasil devido ao grande número de usinas de

baixa queda que são previstas para os próximos anos. A Figura 13 e a Figura 14 ilustram a turbina tipo Bulbo.

Figura 13 – Modelo 3D de uma unidade geradora equipada com turbina tipo Bulbo.



Fonte: (ALSTOM, 2013).

Figura 14 – Roda da turbina Bulbo da usina de Murray/USA em fase de montagem.

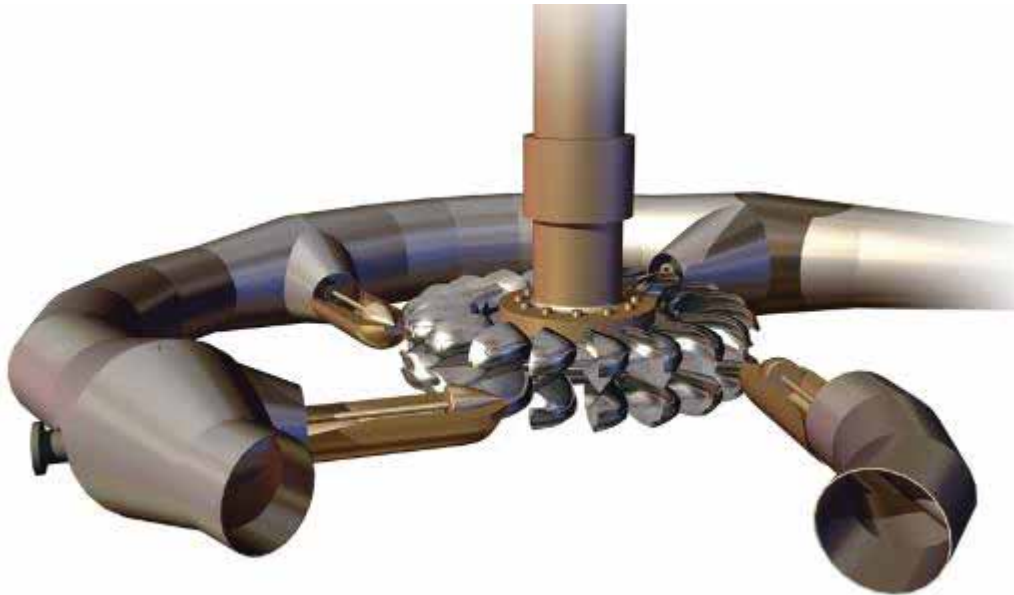


Fonte: (VOITH, 2013).

- Turbina Pelton: Entre as turbinas chamadas de jato, o tipo que ainda hoje é muito empregado é a turbina Pelton ou roda Pelton. Como toda turbina hidráulica, a Pelton possui um distribuidor e um receptor. O distribuidor é um bocal, de forma apropriada a guiar a água, proporcionando um jato cilíndrico sobre a pá do receptor, o que é conseguido por meio de uma agulha (agulha de regularização). O receptor consta de um certo número de pás com forma de concha especial, dispostas na periferia de um disco que gira, preso a um eixo (MACINTYRE, 1983).

Exemplo típico de usina nacional equipada com este tipo de turbina é Henry Borden, em Cubatão/SP. A Figura 15 apresenta o modelo 3D de uma turbina tipo Pelton.

Figura 15 – Modelo 3D de uma turbina tipo Pelton com 4 injetores.



Fonte: (ALSTOM, 2013).

3.4.2.2 Regulador de Velocidade

O sistema de regulação tem por objetivo inicial permitir a tomada de velocidade até a rotação nominal de projeto e posterior sincronização da unidade com a rede elétrica. A seguir, o regulador comanda a tomada de carga até o valor estipulado pelo operador, permanecendo no monitoramento desse valor e certificando que a unidade está sincronizada com a rede. Em caso de ligação com rede elétrica de grande porte, a unidade geradora acompanha a frequência da rede, e o regulador passa a ter a função de controlar a potência ativa fornecida pela máquina.

O regulador de velocidade é formado por duas partes distintas: a parte eletroeletrônica e a parte hidráulica ou atuador, sendo a ligação entre as partes feita pela válvula proporcional. O atuador, constituído de bomba, filtro, acumulador de pressão, válvulas distribuidoras e acessórios, possibilita a chegada de óleo sob pressão até o servomotor hidráulico ligado ao distribuidor ou ao injetor (tipo Pelton) da turbina. O distribuidor ou o injetor regula a vazão de água passando pelo rotor, controlando desse modo a variação de potência fornecida pela turbina.

O trabalho necessário para mover o distribuidor da turbina, da posição fechada até a abertura máxima, sob queda máxima, é chamado trabalho de regulação da turbina, e é medido em Newton metro [Nm].

3.4.2.3 Comportas

As comportas hidráulicas são previstas com o objetivo de bloquear uma passagem hidráulica, podendo operar normalmente fechadas ou normalmente abertas, de acordo com sua função. As comportas que auxiliam a inspeção e a manutenção das estruturas civis, como canal de adução, tubulação de baixa pressão e passagens hidráulicas da casa de força, permanecem normalmente abertas, isto é, fora de operação. As comportas de desarenação ou limpeza têm a função de permitir, por ocasião de sua abertura, a eliminação de areia ou qualquer outro material decantado no fundo do reservatório.

As comportas são construídas, na maioria dos casos, utilizando-se estruturas de chapas aço soldadas. As comportas de aço são de construção relativamente leve e apresentam grande durabilidade. Necessitam ser protegidas por adequada pintura, principalmente na linha d'água onde a agressividade da corrosão é maior.

O acionamento das comportas é realizado por meio de acionamento hidráulico ou através de pórticos ou talhas. As comportas de emergência que são acionadas por meio do sistema de automação da usina são necessariamente acionadas por servomotores hidráulicos.

De acordo com SCHREIBER (1978), o número de tipos de comportas é muito grande, porém, no decorrer do tempo, foi reduzido praticamente a uns poucos mais usados; os outros são usados apenas em casos especiais ou tem somente valor histórico.

Os principais tipos de comporta encontrados numa usina hidrelétrica são: segmento, ensecadeira ou Stop Log e vagão.

3.4.2.4 Equipamentos de Levantamento

Nas usinas hidrelétricas, os equipamentos de içamento são elementos destinados à montagem e à desmontagem das unidades, em casos de reparos. O principal equipamento de levantamento é a ponte rolante da casa de força que, além de auxiliar na montagem das unidades, servirá para a manutenção da turbina, do gerador e dos demais equipamentos.

3.4.2.5 Sistemas Auxiliares Mecânicos

Os sistemas auxiliares mecânicos compõem o grupo de equipamentos associados à unidade geradora que auxiliam o perfeito funcionamento da usina. São considerados menos notáveis do que outros equipamentos mecânicos como a turbina, por exemplo; porém, possuem finalidades essenciais para o funcionamento da usina. Cada equipamento que compõe este grupo tem custo relativamente baixo, porém, a soma dos custos de todos os componentes do grupo chamado de auxiliares mecânicos formam um montante expressivo.

A seguir, são listados os principais equipamentos mecânicos auxiliares que podem compor uma usina hidrelétrica:

- Sistema de ventilação e ar-condicionado
- Sistema de água tratada
- Ar comprimido de serviço
- Ar comprimido de rebaixamento
- Água de resfriamento
- Sistemas de proteção contra incêndio
- Sistema de tratamento de óleo
- Medições hidráulicas
- Oficina mecânica de manutenção

3.4.3 Equipamentos Elétricos

3.4.3.1 Gerador

O tipo de gerador instalado em usinas hidrelétricas é o Gerador Síncrono. A função do gerador é converter a energia mecânica gerada pela turbina em energia elétrica. É um dos equipamentos mais importantes e significativos de uma usina hidrelétrica. Quando associado à turbina hidráulica, o conjunto das duas máquinas recebe o nome de unidade geradora. O nome Síncrono se deve ao fato de esta máquina operar com uma velocidade de rotação constante sincronizada com a frequência da rede elétrica a qual está conectada.

O gerador é dividido basicamente em duas principais partes:

- Rotor (Campo): Parte girante da máquina, geralmente constituído por um eixo conectado à uma estrutura mecânica capaz de suportar o anel magnético e os polos. Os polos são formados por um pacote de lâminas de um material ferromagnético envolto num enrolamento constituído de condutores de cobre, designado como enrolamento de campo. A função dos polos é gerar o campo magnético que induzirá corrente no enrolamento do estator da máquina, gerando potência elétrica.
- Estator (Armadura): Parte fixa da máquina, montada em volta do rotor de forma que o mesmo possa girar no seu interior, também constituído por um pacote de lâminas de um material ferromagnético envolto num conjunto de enrolamentos distribuídos ao longo da sua circunferência e posicionados em ranhuras. Pelo estator circula toda a energia elétrica gerada, sendo que tanto a tensão quanto a corrente elétrica que circulam são bastante elevadas em relação ao campo (rotor).

3.4.3.2 Sistema de Excitação

O sistema de excitação estática para máquinas de médio e grande porte consiste em um transformador de excitação normalmente ligado aos terminais do próprio gerador, cujo secundário alimenta um conversor tiristorizado que retifica a corrente alternada. A corrente retificada alimenta o enrolamento de campo do gerador principal através de escovas e anéis coletores.

3.4.3.3 Transformador Elevador

O transformador é uma máquina destinada a transmitir potência elétrica de um circuito a outro, transformando tensões e correntes.

Sua função dentro de uma planta de geração de energia é elevar a tensão de geração, ou seja, da saída dos geradores, para o nível de tensão mais elevado para a transmissão. Esta necessidade surge pelo fato de que é mais econômico transmitir potência por longas distâncias em tensões mais elevadas, reduzindo-se assim as perdas na transmissão.

Segundo SCHREIBER (1978), os transformadores podem ser trifásicos (juntando os enrolamentos das três fases numa só unidade) ou monofásicos, destinando-se para cada fase um transformador separado. Um transformador trifásico é mais barato que três monofásicos. Em favor da instalação dos monofásicos, alega-se que se precisa apenas de um desse tipo de reserva, se for necessário, ao invés de um muito mais caro, quando da instalação de trifásicos.

3.4.3.4 Subestação

As subestações para centrais hidrelétricas compreendem uma série de equipamentos que, em conjunto, são responsáveis por permitir e controlar de forma adequada o fluxo de energia da usina para a linha de transmissão.

As subestações podem ser instaladas dentro da casa de força ou ao tempo. Recomenda-se que as subestações para instalação abrigada na casa de força sejam do tipo Conjunto de Manobra e Controle Blindado. As subestações para instalação ao tempo podem ser do tipo Conjunto de Manobra e Controle Blindado ou convencional.

3.4.3.5 Sistema de Proteção

Como o seu próprio nome já diz, é responsável por efetuar a proteção da usina e seus equipamentos mediante situações adversas de operação e também oriundas do ambiente externo à usina.

A escolha de um sistema de proteção para os equipamentos constituintes de uma usina hidrelétrica envolve aspectos operacionais, econômicos, de segurança física e pessoal, que devem ser analisados caso a caso.

O tipo de proteção depende da potência e do tipo de unidade, do diagrama unifilar de geração, do arranjo dos mancais, do tipo de sistema de resfriamento, dos sistemas auxiliares, do sistema de potência onde a usina se interliga, da importância da usina no sistema, das recomendações dos fabricantes, da potência e do tipo de equipamentos envolvidos e de outras particularidades inerentes ao sistema como um todo (LIMA, 2009).

3.4.3.6 Sistema de Supervisão e Controle

O projeto de um sistema de controle de uma UHE tem como objetivos principais controlar a partida e parada da unidade em condições normais de operação e em emergência, bem como controlar a frequência, a potência ativa, a tensão e a potência reativa de cada unidade geradora. Os níveis de controle podem ser classificados em local, centralizado e remoto. Pode-se classificar também o sistema de controle em modo manual ou automático (LIMA, 2009).

3.4.3.7 Sistema de Telecomunicações

A definição do sistema de telecomunicações deve ser feita considerando-se as necessidades em função do modo de operação da usina; se assistida ou desassistida, telecomandada ou apenas telessupervisionada.

A utilização de uma central telefônica digital atende às necessidades de comunicação por voz e funções limitadas de transmissão de dados, para alarme remoto através de discagem automática. Para esta alternativa, pode ser usada uma linha telefônica privada ou alugada uma linha da companhia telefônica local.

A utilização de uma linha telefônica, constituída por condutores metálicos, na área de uma central hidrelétrica, requer proteção especial para o equipamento e para as pessoas, contra a elevação de potencial de terra sob as condições de curto-circuito e descargas atmosféricas que ocorrem na linha de transmissão.

O Sistema de Ondas Portadoras sobre as Linhas de Alta Tensão (OPLAT) tem sido muito utilizado para as finalidades de comunicação por voz, proteção de linha, telecomando e transmissão de dados. Quando a usina for interligada a um sistema elétrico que já utilize este sistema para proteção de linha na tensão da linha de interligação, sua utilização, assim como a

utilização de um sistema de proteção de linha com o mesmo princípio do adotado para a outra extremidade, torna-se necessária.

Em alguns casos, devido às condições locais, a utilização de rádio na faixa das frequências de VHF, UHF ou micro-ondas, pode ser uma alternativa interessante, devendo ser analisada a sua viabilidade (MME/ELETROBRÁS, 2000).

3.4.3.8 Sistemas Auxiliares Elétricos

Segundo SIQUEIRA (2006), basicamente, os equipamentos dos serviços auxiliares da usina são compostos por painéis CA e CC, transformador de distribuição, grupo gerador diesel, retificador de corrente alternada para contínua e banco de baterias.

Consideram-se como equipamentos de corrente alternada (CA) da usina:

- Transformador de distribuição
- Painel de distribuição geral em CA
- Grupo gerador diesel

Para os equipamentos de corrente contínua (CC) da usina, pode-se citar:

- Painel de distribuição geral em CC;
- Conversor CA/CC;
- Banco de baterias.

4 CONCEITUAÇÃO DOS PARÂMETROS DE DIMENSIONAMENTO ENERGÉTICO

Neste capítulo é apresentada a conceituação dos parâmetros energéticos que servem de base para o estudo de viabilidade técnica e econômica para qualquer aproveitamento hidrelétrico.

4.1 ENERGIA FIRME/ASSEGURADA

Sabe-se que é característico de qualquer histórico de vazões de aproveitamentos hidrelétricos, que haja variações de grande magnitude entre os valores máximo e mínimo encontrados em um determinado período de algumas décadas.

Segundo o MME/EPE (2007), esse comportamento estocástico, com tal dispersão, é observado em todo e qualquer aproveitamento hidrelétrico e é, especialmente, amplificado no caso brasileiro, pelas condições climáticas. Reservatórios de acumulação permitem reduzir essas dispersões por proporcionarem manejo das vazões a jusante do barramento. Ainda segundo o MME/EPE (2007), os conceitos de energia firme e energia assegurada referem-se ao enfoque que se dá ao tratamento dessas vazões na avaliação do benefício energético. 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 refere-se 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. Estas simulações são realizadas pelo modelo MSUI (Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas), da Eletrobrás.

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. Costuma-se separar a contribuição de energia firme ou assegurada de uma usina ao sistema em duas parcelas: a energia local, associada à geração na própria usina, e a incremental, referente ao ganho de geração nas usinas de jusante proporcionado pela regularização promovida pela operação de seu reservatório de acumulação. Estas determinações são feitas através de simulações empregando-se o modelo NEWAVE que, segundo a ANEEL (2008) é um programa computacional que, com base em projeções, elabora cenários para a oferta de energia elétrica. O mesmo programa é utilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para definir os preços a serem praticados nas operações de curto prazo do mercado livre.

A energia firme serve de base para o cálculo da energia assegurada da usina e os valores encontrados para ambas são muito próximos. Tendo em vista que o cálculo da energia assegurada é muito mais complexo, para primeiras estimativas sugere-se calcular a energia firme e considerar que a energia assegurada terá o mesmo valor; esta é a suposição feita neste trabalho e, portanto, esta será a quantidade de energia considerada para a venda ao mercado.

Segundo o MME (2004), a Energia Firme é a energia média gerada no período crítico do Sistema Interligado Nacional, que inicia-se em junho de 1949 e termina em novembro de 1956. Através da observação do registro histórico, este período foi o mais seco aos quais os aproveitamentos hidrelétricos que compõe o SIN brasileiro estiveram sujeitos e, conseqüentemente, caso este período se repita, o sistema nacional apresentaria sua mais baixa produção energética oriunda das usinas hidrelétricas. O período crítico é, portanto, característico de cada sistema interligado, onde o mesmo depende das características de cada aproveitamento deste sistema. Este período crítico está sujeito à alterações, à medida que cada novo aproveitamento é inserido no sistema, podendo mudar assim as características do mesmo.

4.2 VARIÁVEIS DO DIMENSIONAMENTO ENERGÉTICO

O dimensionamento energético de uma usina hidrelétrica é realizado através da associação de alguns parâmetros essenciais que definem as características de produção da mesma. As conceituações destes parâmetros são apresentados a seguir.

4.2.1 Nível Máximo de Armazenagem à Montante

O nível máximo de armazenagem, ou nível máximo de montante, corresponde ao nível máximo do espelho d'água do reservatório, ou leito do rio, à montante da casa de força. Quando determina-se o nível máximo de montante, defini-se consequentemente o volume máximo de armazenagem de água da usina.

A elevação deste nível também aumenta a queda líquida da usina, proporcionando ganhos na geração de energia. Por outro lado, elevam-se os custos de construção da barragem, vertedouro e demais estruturas principais, além de aumentar a área inundada pelo reservatório. Portanto, existirá sempre um limite máximo que minimize os impactos socioambientais e que também resultem em uma melhor relação de custo-benefício do empreendimento.

4.2.2 Nível Mínimo de Armazenagem à Montante

Análogo ao nível máximo, o nível mínimo de armazenagem, ou nível mínimo de montante, corresponde ao nível mínimo do espelho d'água do reservatório, ou leito do rio, à montante da casa de força. A determinação deste nível definirá o volume mínimo operativo da usina.

Para um determinado nível máximo, a redução do nível mínimo proporciona aumento de volume útil e, consequentemente aumento da capacidade de regularização da usina, o que pode acarretar em ganho de energia firme. Em contrapartida, a redução deste nível acarreta em uma redução da queda líquida média da usina e, consequentemente, uma perda de energia de ponta garantida. Em alguns casos, adota-se o nível mínimo igual ao máximo e a usina passa a ser denominada usina a fio d'água.

4.2.3 Série de Vazões Afluentes

A série de vazões afluentes da usina constitui um requisito fundamental para a análise de viabilidade técnica e econômica do empreendimento. A série de vazões pode ser natural ou já regularizada. A série natural é utilizada quando não existe uma usina à montante, ou seja, a usina em questão receberá as vazões naturais do rio. Este caso é geralmente empregado

quando a usina é instalada na cabeceira do rio e provavelmente será provida de um reservatório capaz de efetuar a regularização do rio. A série de vazões regularizadas é utilizada para usinas que serão instaladas em um rio que já possua uma usina ou reservatório à montante dela e, desta forma, a vazão afluente desta usina será a vazão defluente da usina à montante com eventuais incrementos ou decréscimos que possam ocorrer durante o percurso do rio entre elas.

4.2.4 Nível de Jusante

O nível de jusante de uma usina hidrelétrica é o nível do espelho d'água formado à jusante das turbinas. Este nível, em associação com nível de montante, definirá a queda bruta de operação, que varia ao longo da operação da usina.

O nível de jusante é definido por uma curva denominada “Curva Chave de Jusante”. Esta curva é originada por um polinômio, muitas vezes de quarto grau, e define a elevação do nível de jusante em função da vazão turbinada mais a vazão vertida pela usina. Esta curva é única para cada usina e deve ser definida durante os estudos de inventário da mesma.

4.2.5 Potência Instalada e Vazão de Referência

A vazão de referência e a potência instalada são grandezas proporcionais entre si. Estas grandezas são tratadas de forma conjunta, já que aumentos (reduções) da vazão de referência implicam aumentos (reduções) da potência instalada total, e vice-versa.

Segundo MME/ELETROBRAS (2000), a definição do nível de motorização de uma usina a ser inserida no sistema, em uma dada época, resulta de uma análise econômica, onde se procura maximizar os benefícios para esse sistema, decorrentes da motorização em pauta. Ao se elevar o valor da potência instalada de um aproveitamento hidrelétrico, aumentam os benefícios energéticos, ponta garantida e energia secundária, através do turbinamento de vazões que, para potências menores, seriam vertidas. Incorre-se também em um aumento de custos, relacionados com o aumento do bloco da casa de força (área de montagem, circuito hidráulico de adução, turbinas, geradores, equipamentos auxiliares eletromecânicos, transformadores e transmissão). Desta forma, deve-se aumentar a motorização, ou potência

instalada, de uma usina enquanto o valor econômico dos benefícios energéticos incrementais suplantam os custos incrementais correspondentes.

4.2.6 Queda de Referência

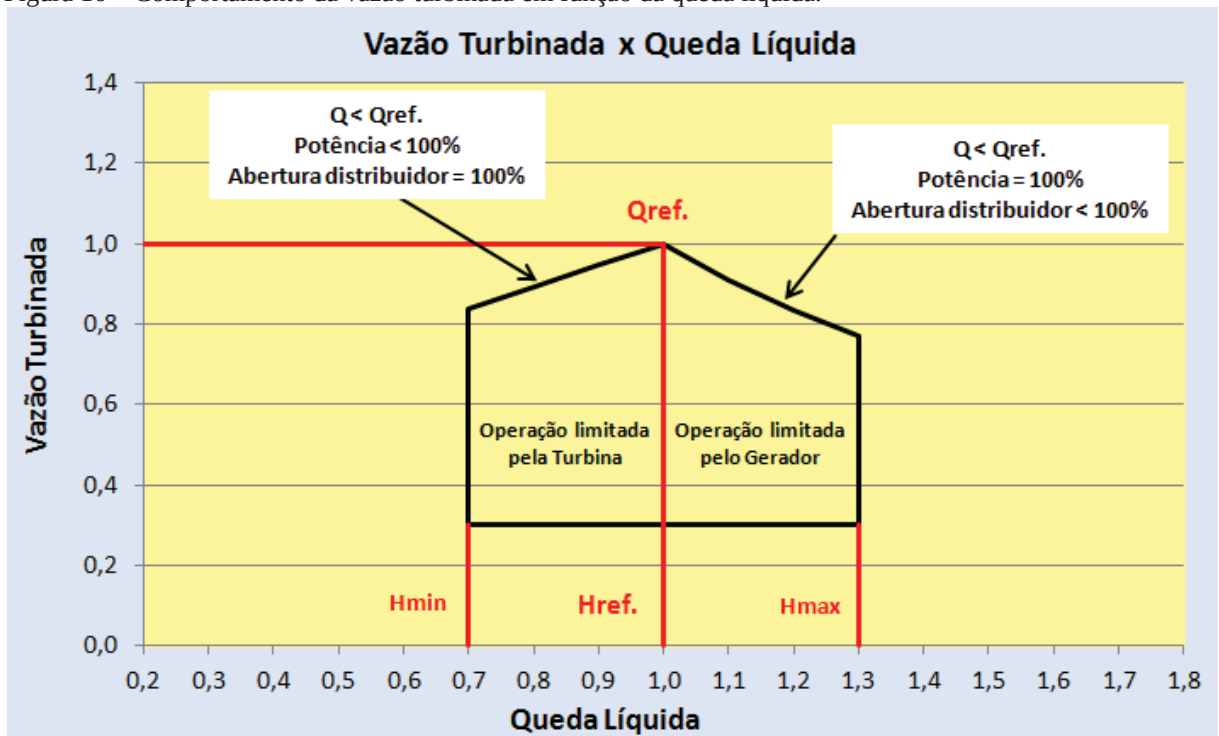
Segundo MME/ELETRONBRAS (2000), uma vez determinado o nível máximo normal de montante e o deplecionamento ótimo do reservatório, são realizadas simulações da operação da usina, visando obter os valores característicos de quedas que são usados no dimensionamento das turbinas. Durante o período de vazões altas, quando existe água em abundância no sistema, a alta eficiência da turbina não é fundamental. Entretanto, em períodos hidrológicos desfavoráveis, a eficiência se torna importante, pois, nessa situação, a água deve ser valorizada ao máximo.

A queda líquida disponível em uma usina hidrelétrica depende dos níveis d'água a montante e a jusante da usina, ou seja, do nível do reservatório e do nível do canal de fuga. Essa queda varia com a operação da usina. Para o projeto das turbinas de uma usina hidrelétrica, quatro parâmetros básicos são determinados: queda de referência, de projeto, máxima e mínima.

Entende-se por queda de referência, a queda líquida para a qual a turbina, com abertura total do distribuidor, fornece a potência máxima do gerador. A queda de referência é também chamada de queda líquida nominal. Através dela, se faz o chamado "Casamento Turbina-Gerador", pois, para quedas abaixo dela, a turbina limita a potência máxima da usina e para quedas acima a potência fica limitada pelo gerador.

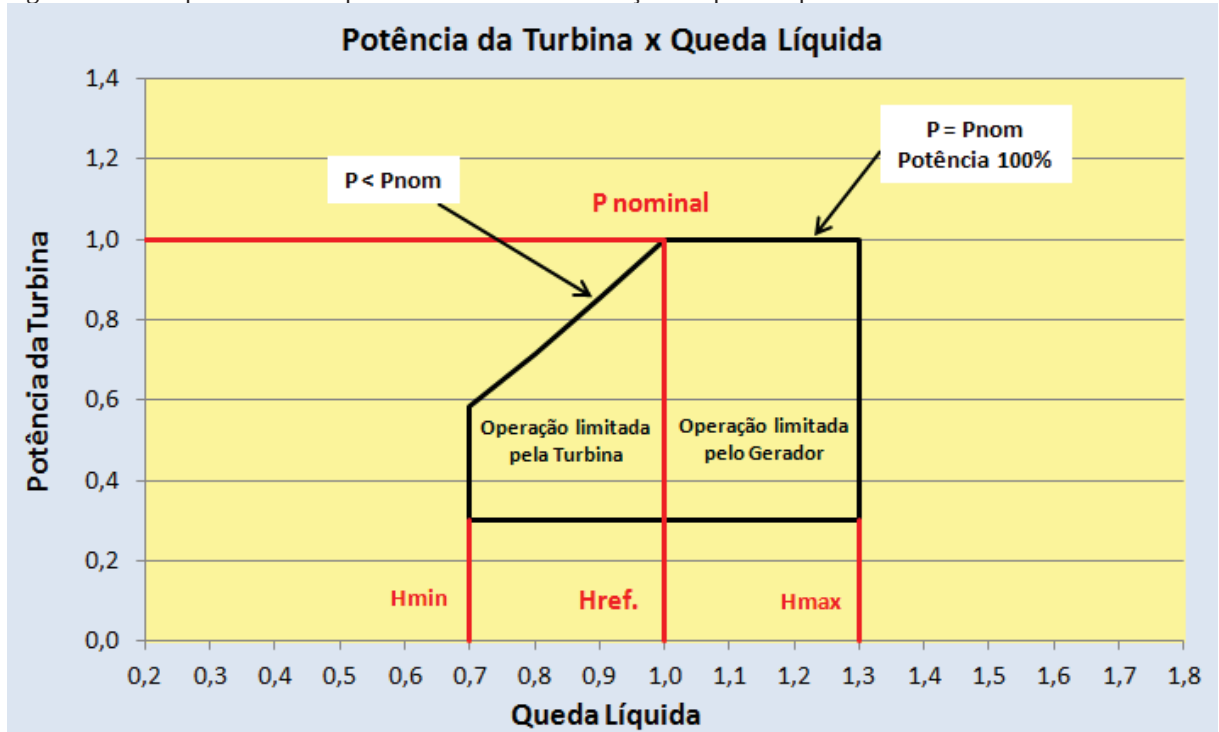
A Figura 16 e a Figura 17 demonstram de maneira didática o comportamento da vazão turbinada e da potência da turbina em função da queda líquida de operação para uma determinada condição de queda líquida de referência. Nestes exemplos apresentados a queda líquida de referência, a vazão de referência e a potência nominal apresentam valores hipotéticos unitários.

Figura 16 – Comportamento da vazão turbinada em função da queda líquida.



Fonte: (Elaborada pelo Autor).

Figura 17 – Comportamento da potência da turbina em função da queda líquida.



Fonte: (Elaborada pelo Autor).

Nos quais:

Q é a vazão turbinada

Q_{ref} é a vazão de referência

H_{min} é a queda líquida mínima operativa

H_{ref} é a queda líquida de referência

H_{max} é a queda líquida máxima operativa

P é a potência da turbina

P_{nom} é a potência nominal da turbina

4.2.7 Queda de Projeto

A queda de projeto é definida como a queda para a qual o rendimento da turbina será máximo. Para usinas que comporão o sistema interligado nacional, esta queda é calculada como a média das quedas médias mensais ponderadas pela energia gerada ao longo do período crítico. Esta definição faz com que nestes períodos de estiagem, a água seja aproveitada ao máximo ou, em outras palavras, que a transformação de energia hidráulica em energia elétrica seja feita com um máximo de rendimento, onde para uma determinada potência demandada utilize-se a menor quantidade possível de água. Como consequência, reduz-se o risco de eventual déficit energético neste período mais seco.

5 ESTUDO DE VIABILIDADE – MODELAGEM PROPOSTA DO PROBLEMA

A metodologia empregada nesta dissertação consiste em levantar informações acerca das mais recentes tecnologias empregadas em usinas hidrelétricas ditas do tipo baixa queda, sendo elas de caráter civil e dos equipamentos eletromecânicos empregados; estimativas de custo baseadas em bibliografia específica e/ou informações disponibilizadas pelo mercado; e informações básicas sobre os aproveitamentos hidrelétricos a serem explorados num futuro próximo no mercado brasileiro e suas principais características, tais como queda, vazão e potência instalada prevista.

Com base nas informações levantadas e citadas anteriormente, foi elaborada uma metodologia que permite, baseando-se nas informações do empreendimento, realizar um estudo de viabilidade técnica e econômica do empreendimento em questão. A metodologia é desenvolvida em formato de ferramenta computacional, com o emprego de planilhas digitais, a fim de facilitar a aplicação da mesma. Por fim, a ferramenta computacional desenvolvida é validada a partir de dados obtidos para alguns casos reais e, a partir de então, é utilizada para analisar um dado caso e propor possíveis soluções aplicáveis a tal empreendimento, bem como disponibilizar um estudo de retorno financeiro do investimento para cada alternativa, facilitando assim a análise do aproveitamento hidrelétrico do ponto de vista técnico e econômico e auxiliando um empreendedor, ou qualquer outro agente envolvido, em sua tomada de decisão.

Nos próximos subitens deste capítulo será apresentada a modelagem proposta para cada item que define o dimensionamento técnico e econômico de um dado aproveitamento.

5.1 MODELAGEM PROPOSTA PARA O DIMENSIONAMENTO ENERGÉTICO

5.1.1 Energia Firme

A energia firme será resultado da metodologia de cálculo aplicada à ferramenta e da associação dos demais parâmetros energéticos. De forma sucinta, o cálculo da energia firme segue as seguintes etapas: o primeiro passo é determinar o período crítico do sistema em questão, que no caso brasileiro já está definido, conforme mencionado no capítulo 4.1; para cada mês deste período crítico é associada sua vazão média com os níveis de montante e

jusante encontrados, obtendo-se a queda daquele mês; na sequência é calculada a potência que pode ser gerada naquele mês e sua consequente energia; a soma das energias de todos os meses do período crítico dividida pelo seu respectivo número de meses resulta em um valor de energia média [MW médios]; então, descontando-se as taxas de indisponibilidade forçada e programada chega-se finalmente no valor de energia firme do empreendimento.

5.1.2 Níveis de Armazenagem

Para o trabalho em questão, o foco de análise são os aproveitamentos ditos de baixa queda, principalmente na região norte e amazônica brasileira, que em sua maioria são aproveitamentos à regime de fio d'água e que, portanto, apresentam reservatórios muitas vezes desprezíveis e com pequenas variações de nível de montante da usina. Esta consideração torna-se importante pelo fato de que, não havendo reservatório de grandes proporções, uma determinada usina passa operar sem a possibilidade de realizar regularização de vazões e volume armazenado de uma determinada cascata de aproveitamentos. Desta forma, simplifica-se a sua operação e a modelagem do problema, já que a variável de regularização passa a não ser aplicável para estes casos.

Considera-se em termos de modelagem do problema que o nível de montante varia de acordo com o denominado “Polinômio Volume Cota” (PVC). O PVC é um polinômio que determina um nível do espelho d'água de montante em função do volume armazenado no reservatório. Mesmo um determinado reservatório sendo de dimensões muito pequenas, quase sempre existirá um polinômio deste tipo para determinação dos níveis. Este polinômio é um dado de entrada da simulação e faz parte integrante dos estudos de inventário de um determinado aproveitamento hidrelétrico.

Outra informação básica para a análise do problema são os limites máximos e mínimos que o reservatório poderá operar. Estes limites selecionam a faixa de operação de quedas, fundamental para o restante do dimensionamento, sendo o parâmetro principal para a escolha da turbina mais adequada à usina hidrelétrica.

5.1.3 Nível de Jusante

O polinômio que determina o nível de jusante em função da vazão defluente, a denominada Curva Chave de Jusante, também é um dado de entrada do modelo de cálculo.

5.1.4 Série de Vazões Afluentes

A série de vazões afluentes da usina que será considerada para as simulações deste trabalho deve ser a informada pelos órgãos competentes e utilizadas para os estudos de inventário do aproveitamento. Estas informações são disponibilizadas por estes órgãos como informação pública.

5.1.5 Queda e Vazão de Referência

A metodologia adotada neste trabalho consiste em calcular diversas soluções tecnicamente aplicáveis. Como os parâmetros de queda e vazão de referência são de fundamental importância para o dimensionamento da usina, estes são tratados aqui de uma forma que todas as possibilidades de combinação, ou uma significativa parte delas, sejam avaliadas. As quedas são calculadas desde um valor mínimo até um valor máximo, ambos oriundos da combinação entre os possíveis níveis de montante e jusante. Para cada valor deste de queda de referência adotado, será também determinado um valor de vazão de referência. De forma análoga à queda, a vazão de referência também assume um valor mínimo e um máximo para os cálculos. Entre os extremos de queda e vazão adotados, o usuário será responsável por adotar o passo entre as simulações. Por exemplo, entre os extremos de queda de 10 e 20 mca, pode ser adotado um número de 10 passos. Isso significa que o programa gerará soluções entre os valores de 10 e 20 mca com intervalo de 1,0 mca, e de forma análoga para os valores de vazão de referência.

5.1.6 Queda de projeto

Diferentemente da queda de referência, a queda de projeto é determinada pelo próprio modelo computacional. Este valor é determinado através de um *loop* inicial do programa, no qual o modelo proposto adota alguns valores preliminares para que seja gerada a solução inicial do problema. Este primeiro passo do programa permite determinar todos os pontos operacionais para o determinado período da série avaliada. Desta forma, baseando-se no conceito aqui empregado de que deve-se maximizar a eficiência no período crítico do sistema, a queda e vazão de projeto são adotadas.

5.1.7 Turbina

Conforme já exposto no capítulo de apresentação, cada tipo de turbina é mais adequado para determinado tipo de aproveitamento. O modelo proposto sempre calculará todas as alternativas tecnicamente viáveis e, então, caberá a análise dos resultados para avaliar as vantagens e desvantagens das soluções encontradas.

5.1.7.1 Rendimento

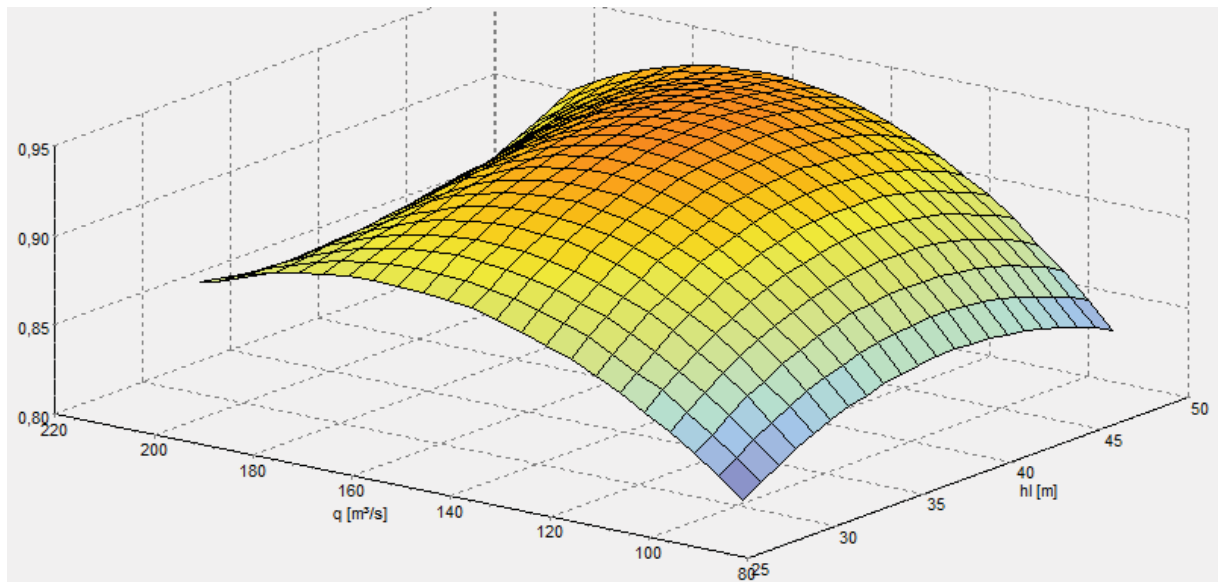
O modelo proposto para a ferramenta computacional conta com algumas curvas de colina de projetos recentes no país. A curva de colina de uma turbina hidráulica apresenta as informações referentes ao rendimento hidráulico, potência ou vazão, abertura do distribuidor, zonas de cavitação em função da queda líquida e vazão ou potência de cada ponto de operação da turbina. Para cada hidráulica desenvolvida, existe uma curva de colina específica que relaciona a capacidade de geração da turbina com a vazão turbinada e a altura de queda líquida.

Foi feita a escolha de algumas turbinas e, suas respectivas curvas de colina foram incluídas no banco de dados do programa. As colinas de referência são obtidas a partir de um banco de dados de turbinas instaladas no mercado nacional. Este banco de dados pertence à empresa HydroByte Software, e está disponibilizado na internet sob o nome de HydroExpert (HydroByte Software, 2014).

O modelo de cálculo determina a rotação específica mais adequada para a faixa de quedas encontrada para cada estudo de caso e através dela adota-se a curva de colina de rendimentos que tenha a rotação específica mais próxima do caso em estudo. Esta metodologia permite uma avaliação de muito boa precisão em relação ao rendimento para cada ponto de operação da usina, já que o perfil das colinas variam de acordo com a sua rotação específica.

A Figura 18 apresenta, como exemplo, a curva de colina da UHE Dona Francisca, uma das integrantes do banco de dados da ferramenta computacional. A UHE Dona Francisca possui duas turbinas tipo Francis, sendo que cada uma possui 62,5 MW de potência nominal e uma queda de referência de 38,5 mca.

Figura 18 – Curva de Colina da UHE Dona Francisca.



Fonte: (HydroByte Software, 2014).

Pode-se notar na curva de colina apresentada que o rendimento é representado no eixo “Z” vertical, sendo que o mesmo é função da combinação entre a queda líquida (na figura denominada “hl”) e a vazão turbinada (na figura denominada “q”). O ponto de máximo rendimento da turbina é aqui denominado “Eta Ótimo”; sendo que o mesmo é determinado através do ensaio em modelo reduzido realizado em laboratório e transposto para o protótipo de acordo com normas específicas.

5.1.8 Gerador

A potência que determina a energia gerada pela usina é a potência na saída do gerador. Como em toda máquina de conversão de energia, neste caso, conversão da energia mecânica fornecida pela turbina em forma de energia de eixo em energia elétrica, existe uma perda. Assim como a turbina, o gerador apresenta seu rendimento característico. Diferentemente da turbina, o gerador apresenta um nível de rendimento mais elevado e também muito menos variável com a carga. Assume-se para efeitos de cálculo da energia da usina que o rendimento do gerador será sempre constante e tendo um valor 98%. Esta consideração também é feita em diversos estudos de viabilidade e também está de acordo com MME/CEPEL (2007).

5.1.9 Índice de Indisponibilidade Forçada e Programada

Considera-se para efeito de cálculos que uma usina pode operar no máximo por 8.760 horas durante um ano. Porém, para o cálculo da energia firme é necessário considerar os tempos de parada da usina devido à indisponibilidades de origem forçada (TEIF) e programada (IP). Estes índices estão relacionados a eventos de parada de máquina que podem ser de origem acidental, como manutenções corretivas, ou de origem programada, como manutenções preditivas, entre outros.

A Tabela 4 apresenta os valores da taxa de indisponibilidade forçada e programada (TEIF e IP) adotados para as alternativas de potência unitária dos empreendimentos que compõem o sistema de referência, conforme recomendado pelo Comitê Brasileiro da CIER – BRACIER (MME/EPE, 2010).

Tabela 4 – Taxas de Indisponibilidades Forçada (TEIF) e Programada (IP).

Potência Unitária (MW)	TEIF (p.u.)	IP (p.u.)
até 29	0,02333	0,06861
30 -- 59	0,01672	0,05403
60 -- 199	0,02533	0,08091
200 -- 500	0,02917	0,12122
501 -- 699	0,06000	0,08000
700 -- 1300	0,00210	0,10000

Fonte: (MME/EPE, 2010)

Através da potência unitária da turbina, definem-se os valores de TEIF e IP. Definidos estes valores, deve-se multiplicar a energia gerada pela usina (em MW médios) por estes

fatores. Para exemplificar, se for considerada a potência unitária de 200 MW, deve-se multiplicar o valor de energia gerada pelos seguintes fatores: $(1 - 0,02917) * (1 - 0,12122)$. O resultado desta operação resulta na energia firme da usina.

5.2 MODELAGEM PROPOSTA PARA DETERMINAÇÃO DE CUSTOS

O conteúdo a seguir apresentado baseia-se no Manual de inventário hidroelétrico de bacias hidrográficas, edição 2007 publicado por MME/CEPEL (2007).

A metodologia utilizada para o dimensionamento das estruturas, nos estudos preliminares de inventário, deve ser simplificada e os custos estimados de uma forma global, por estrutura, resultando em orçamentos também simplificados dos aproveitamentos das alternativas formuladas. Os custos das obras civis e equipamentos são agrupados em grandes blocos, de forma a obter mais facilmente o custo de um conjunto das obras, estruturas e serviços, possibilitando a montagem rápida do orçamento.

A principal finalidade do orçamento em estudos preliminares é possibilitar uma avaliação rápida, mesmo que aproximada, dos custos dos aproveitamentos, orientando as decisões para a seleção ou proposição de novas alternativas de divisão de queda.

Pela metodologia apresentada no manual do MME/CEPEL (2007), os custos são obtidos através de gráficos e quadros, a partir de parâmetros definidos ou calculados pelo usuário. Deve ser ressaltado que os quadros e gráficos de custo, bem como as recomendações inseridas no manual, representam os valores médios obtidos a partir de estudo realizado com uma série de usinas hidrelétricas brasileiras. Outros tipos de estruturas não comumente utilizadas nas concepções dos aproveitamentos, casos atípicos, bem como pontos fora dos limites das curvas de custos, deverão requerer estudos específicos.

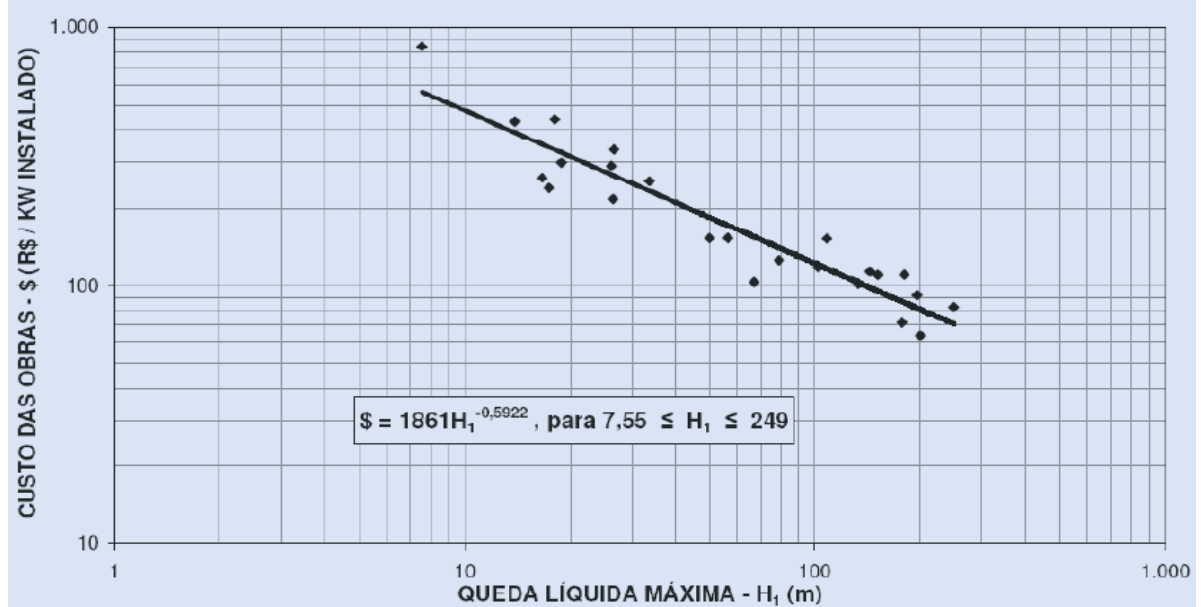
A seguir são apresentados os itens que compõe os custos de uma usina hidrelétrica e que são considerados no modelo e ferramenta computacional propostos.

5.2.1 Estruturas e outras Benfeitorias

O custo total de “Estruturas e outras Benfeitorias” é obtido pela soma do custo das obras civis da casa de força, dos custos das benfeitorias na área da usina e do custo da vila dos operadores. O custo total das obras civis da casa de força é obtido multiplicando-se o custo

por kW instalado pela potência total da casa de força. O custo específico, dado em R\$ por kW, é dado diretamente pela Figura 19 em função da queda líquida máxima e da potência instalada.

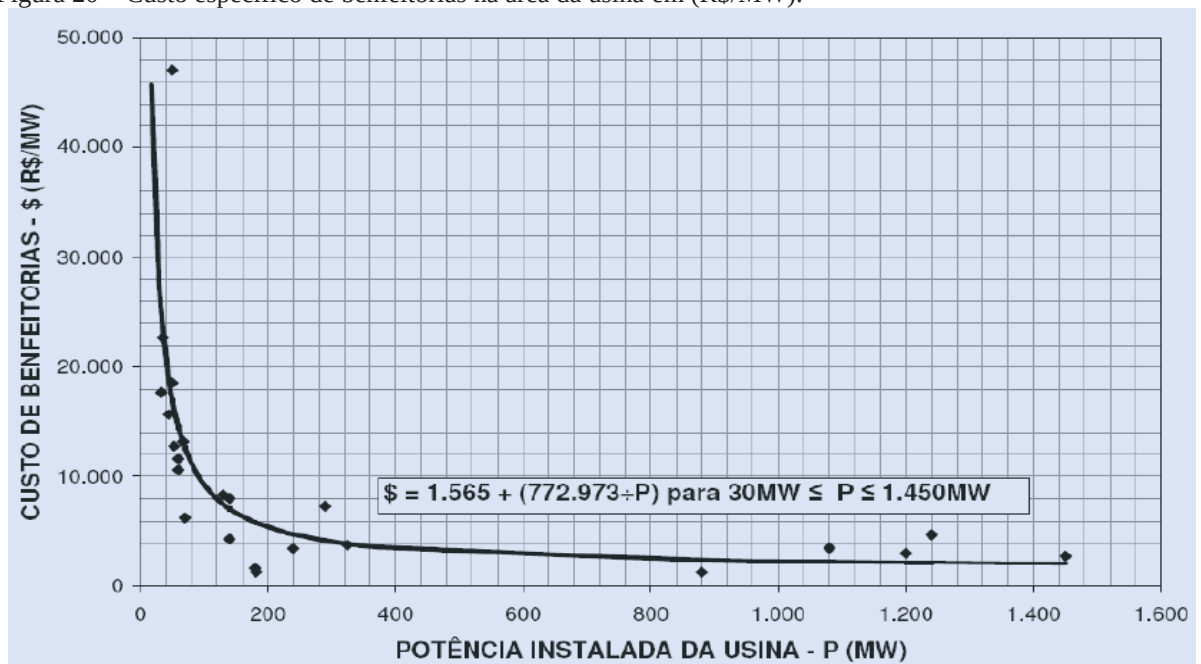
Figura 19 – Custo específico das obras civis da casa de força em (R\$/kW).



Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

O custo específico das benfeitorias na área da usina é obtido na Figura 20, onde o custo unitário por MW é dado em função da potência instalada da usina.

Figura 20 – Custo específico de benfeitorias na área da usina em (R\$/MW).



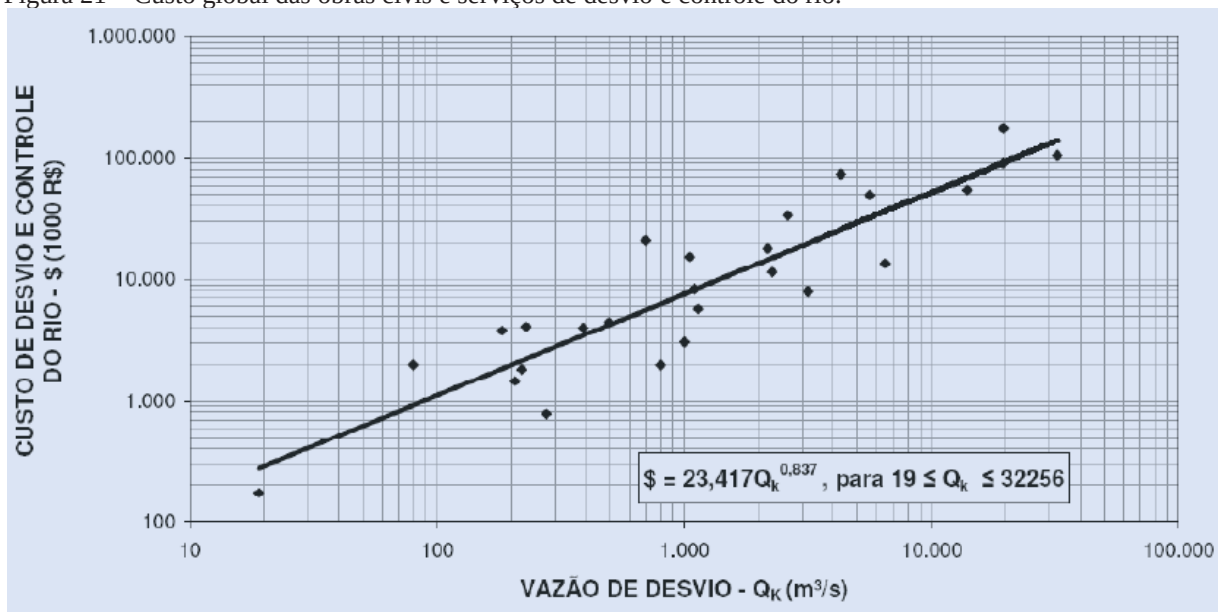
Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

A vila dos operadores, nesta etapa dos estudos, pode ser considerada como aproveitamento e utilização parcial do acampamento da obra e, portanto, nesse caso, os seus custos estarão incluídos no item acampamento, caso contrário seu custo estará incluso nos custos eventuais. Deve-se considerar, a título de custos eventuais, 25% sobre o total das contas “benfeitorias na área da usina” e “casa de força”.

5.2.2 Desvio do Rio

Deve-se formular um esquema de desvio compatível com o arranjo definido para o aproveitamento. Nos estudos preliminares, não será necessária uma otimização da solução e nem a caracterização detalhada das operações de desvio, pois o objetivo é definir a ordem de grandeza das principais estruturas utilizadas especificamente para o desvio e que vão originar custos associados à conta correspondente. Em função da vazão de desvio, o custo global das obras civis e serviços para desvio e controle do rio é obtido diretamente da Figura 21.

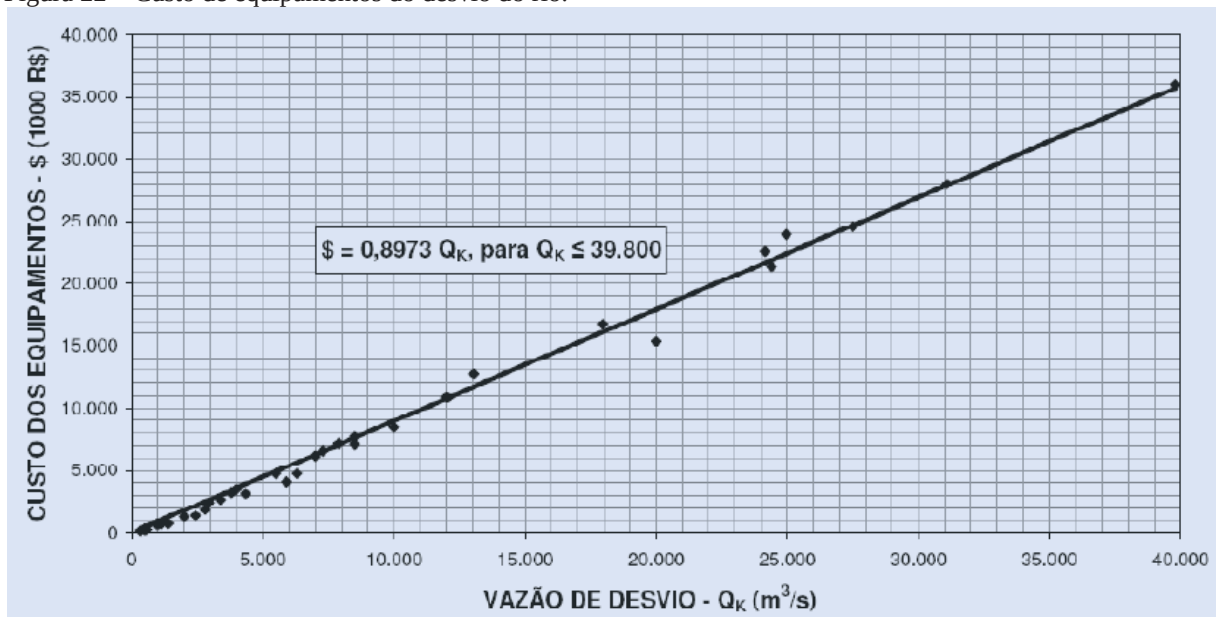
Figura 21 – Custo global das obras civis e serviços de desvio e controle do rio.



Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

O custo dos equipamentos hidromecânicos é obtido da Figura 22 em função da vazão de desvio, sendo válido para adufas, galerias e túneis.

Figura 22 – Custo de equipamentos do desvio do rio.



Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

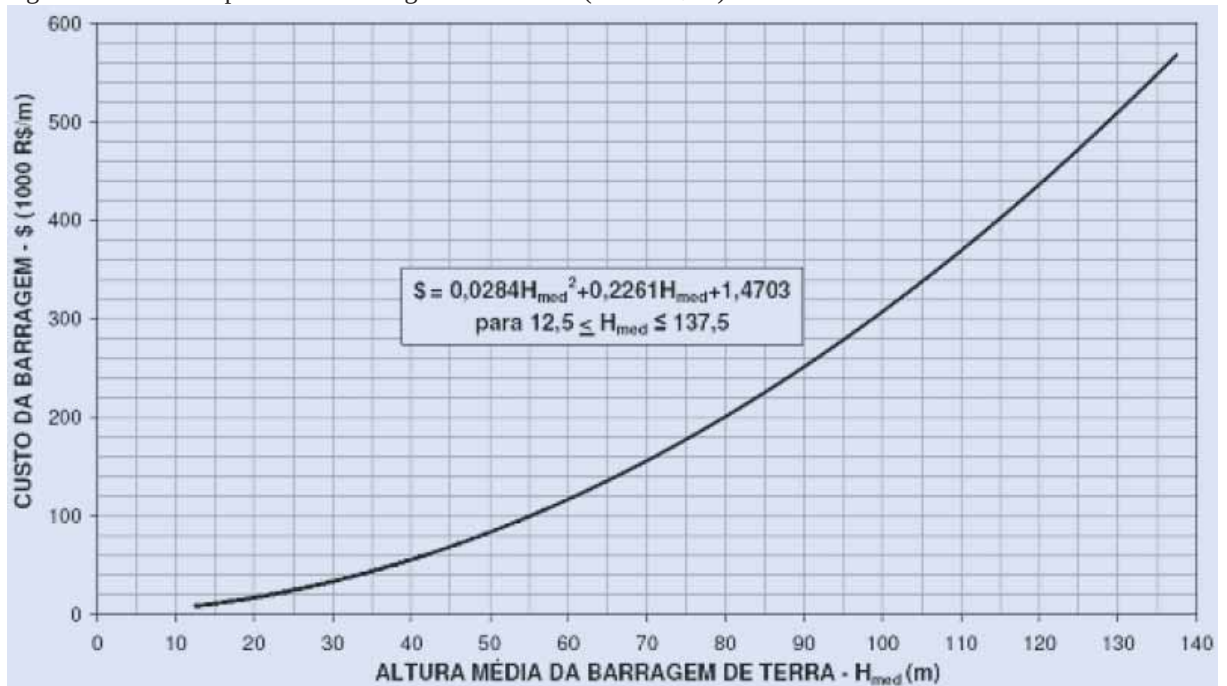
Deve-se considerar, a título de custos eventuais, 20% sobre o total deste item.

5.2.3 Barragens

Deve-se determinar, com base na seção transversal do vale, a altura média e o comprimento da estrutura e obter o custo correspondente ao tipo de barragem selecionado.

- Barragem de terra e enrocamento, Figura 23.

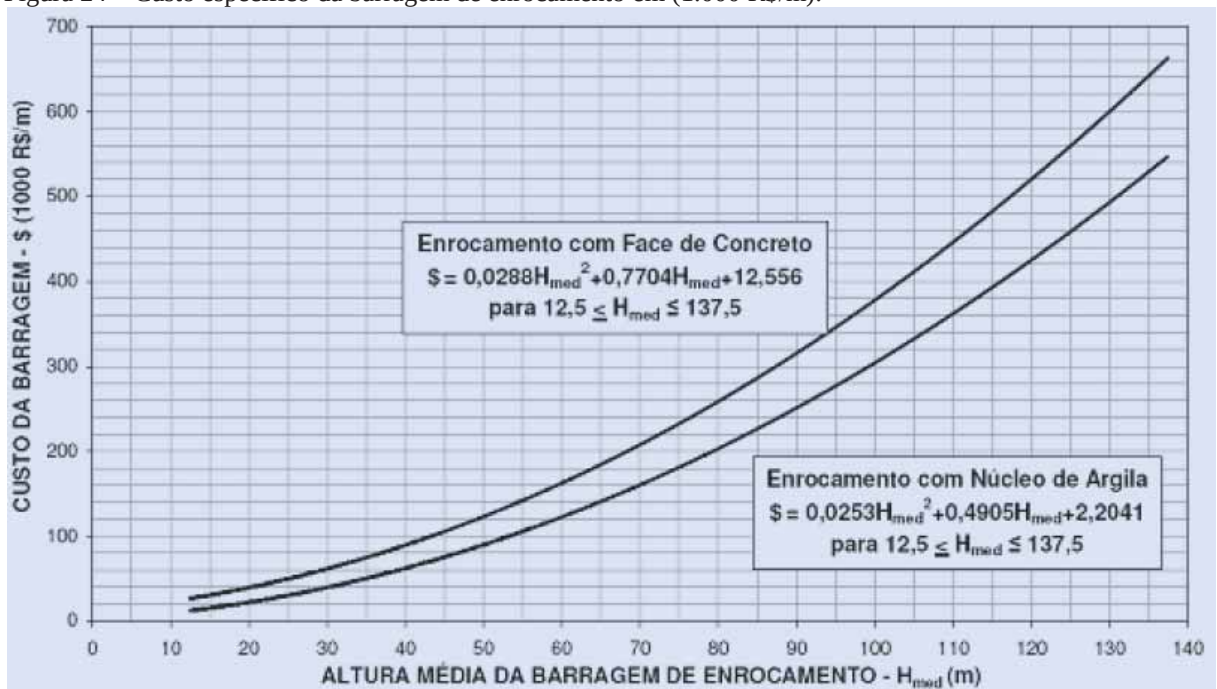
Figura 23 – Custo específico da barragem de terra em (1.000 R\$/m).



Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

- Barragem de enrocamento, Figura 24.

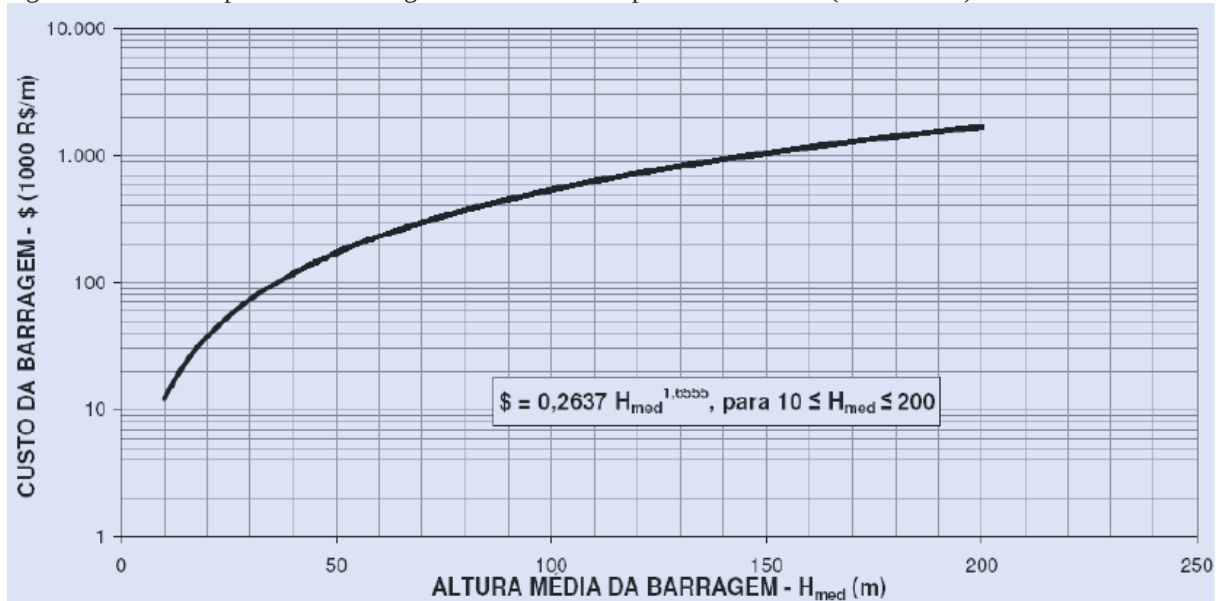
Figura 24 – Custo específico da barragem de enrocamento em (1.000 R\$/m).



Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

- Barragem de concreto compactado com rolo, Figura 25.

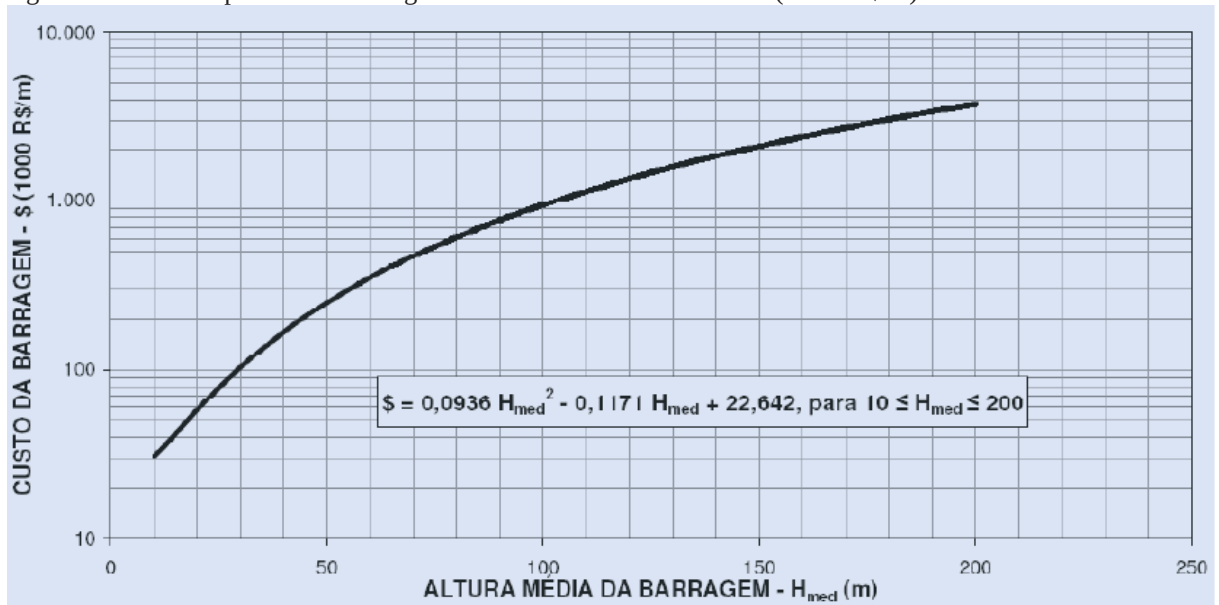
Figura 25 – Custo específico de barragem de concreto compactado a rolo em (1.000 R\$/m).



Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

- Barragem de concreto convencional, Figura 26.

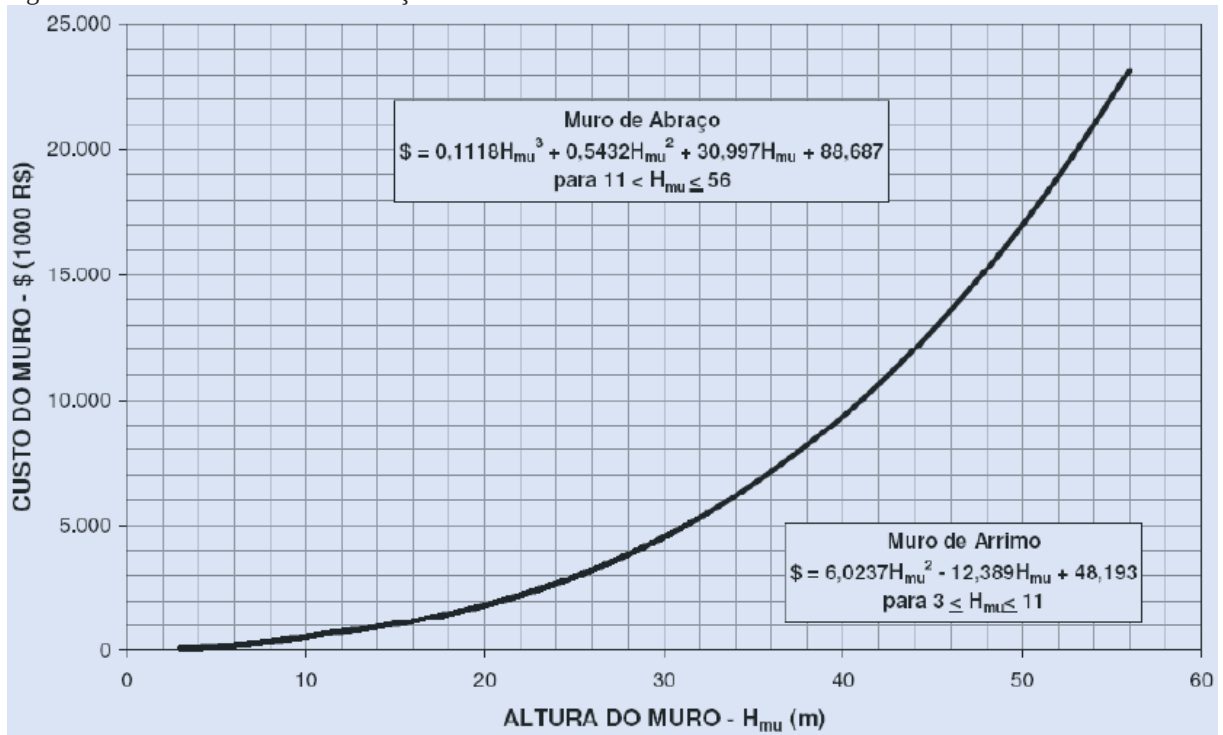
Figura 26 – Custo específico de barragem de concreto convencional em (1.000 R\$/m).



Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

- Muros e Transições de concreto, Figura 27.

Figura 27 – Custo de muros de transição de concreto.



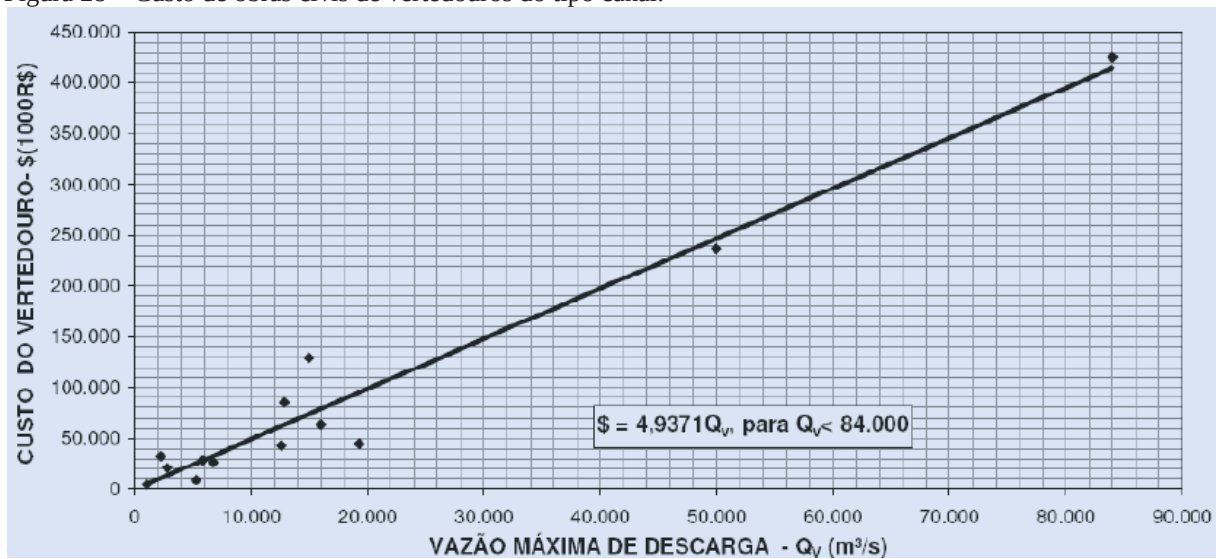
Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

A altura média pode ser determinada graficamente, considerando trechos curtos de altura aproximadamente constante e calculando a média ponderada desses valores ou por métodos computacionais. Deve-se considerar, a título de custos eventuais, 25% sobre o total desta conta.

5.2.4 Vertedouros

Nesta fase, somente são considerados os vertedouros do tipo superfície para efeito de dimensionamento e estimativa de custo das obras civis e equipamentos. Para vertedouros do tipo de encosta, ou de ogiva baixa, o custo das obras civis é obtido diretamente da Figura 28, em função da vazão de projeto dessa estrutura.

Figura 28 – Custo de obras civis de vertedouros do tipo canal.

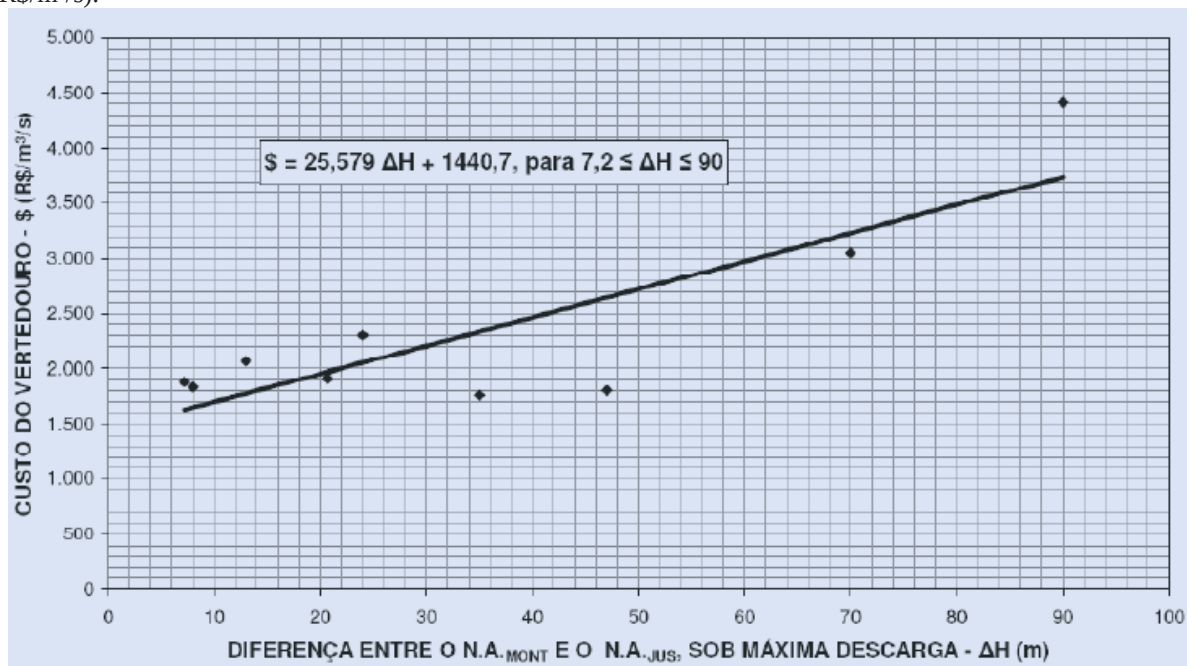


Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

Para vertedouros do tipo ogiva alta, o custo das obras civis é função da capacidade máxima de descarga e do desnível entre o nível de água máximo do reservatório e o nível de água máximo a jusante e, é determinado através da Figura 29 e da Figura 30.

- Custo das obras civis de vertedouro do tipo ogiva alta em concreto compactado com rolo.

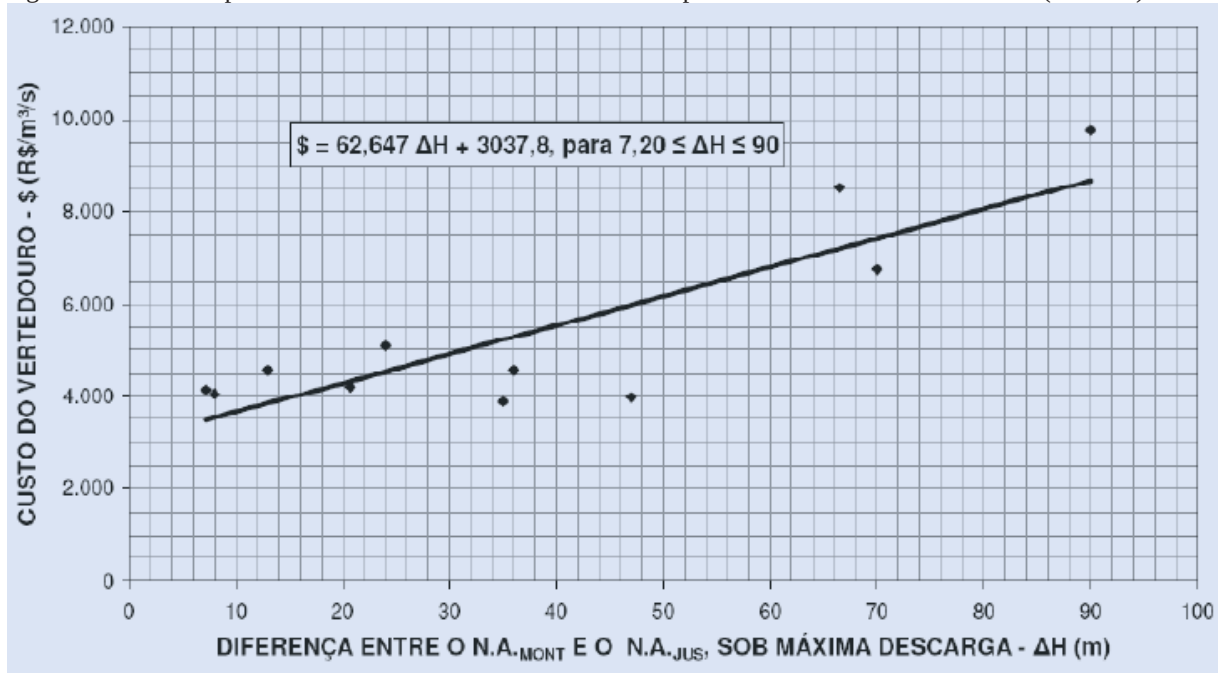
Figura 29 – Custo específico de obras civis de vertedouros do tipo barragem em concreto compactado a rolo em (R\$/m³/s).



Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

- Custo das obras civis de vertedouro do tipo ogiva alta em concreto convencional.

Figura 30 – Custo específico de obras civis de vertedouros do tipo em concreto convencional em (R\$/m³/s).

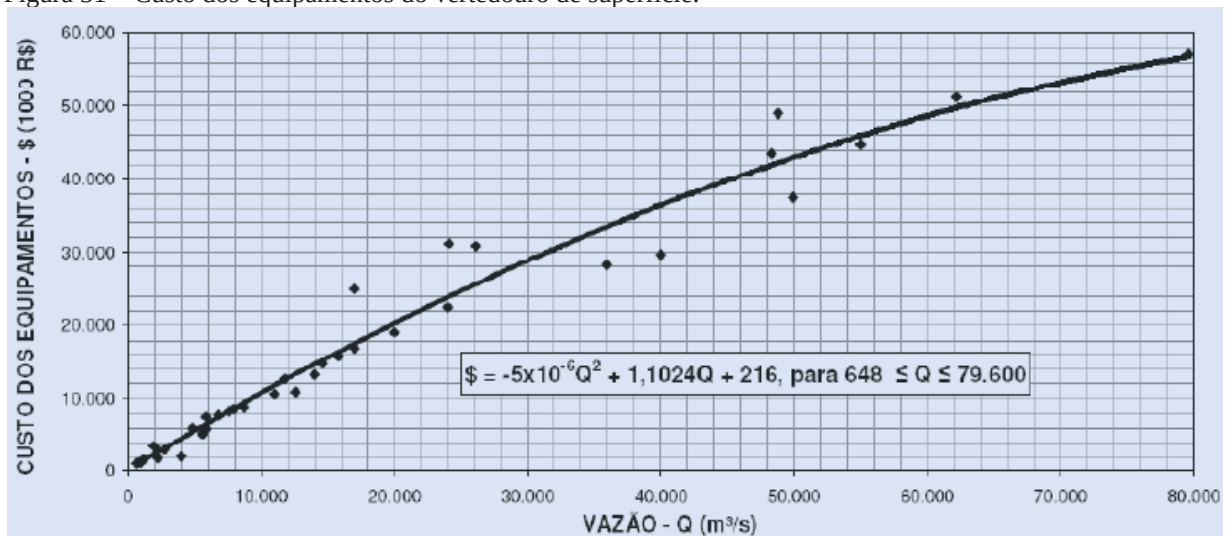


Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

O custo global das obras civis do vertedouro é obtido multiplicando-se o custo específico (R\$ por m³/s) pela vazão de projeto em m³/s.

O custo dos equipamentos para o vertedouro de superfície é dado na Figura 31, em função da vazão de projeto do vertedouro.

Figura 31 – Custo dos equipamentos do vertedouro de superfície.



Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

Deve-se considerar, a título de custos eventuais, 20% sobre o total desta conta.

5.2.5 Tomada de Água e Adutoras

5.2.5.1 Tomada de Água

Deve-se obter diretamente da Figura 32 o custo das obras civis de um bloco da tomada de água, em função do seguinte parâmetro, expressão (1):

$$\frac{Q_a}{(H_t - d)^{1/2}} \quad (1)$$

Na qual:

Q_a = Vazão máxima por abertura da tomada, em m^3/s

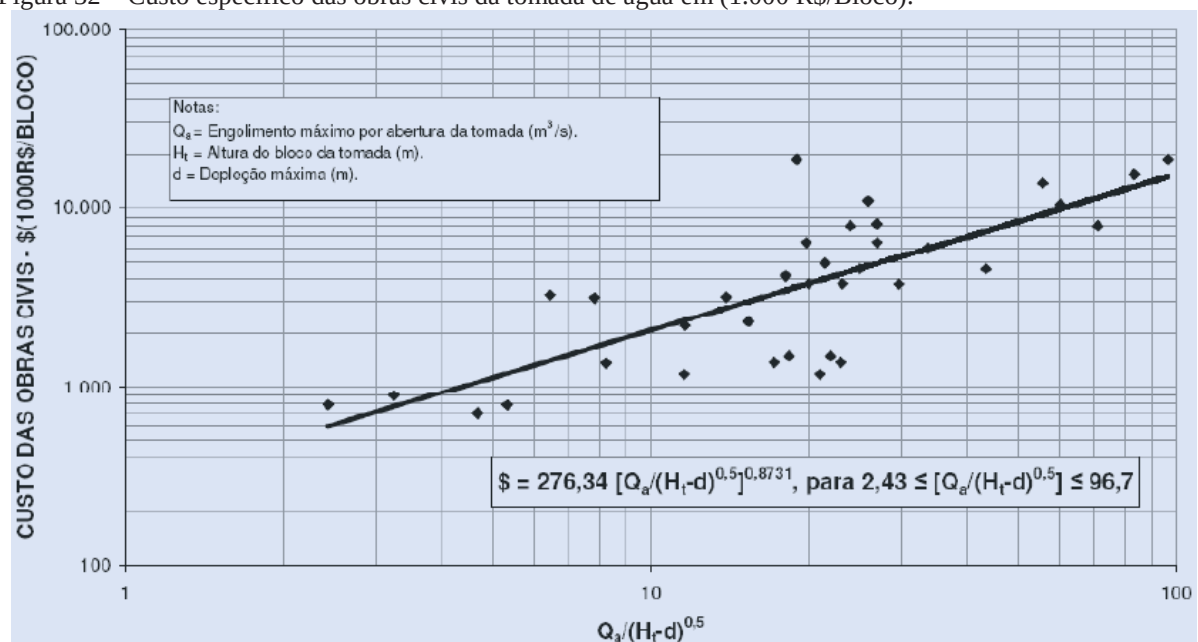
H_t = Altura do bloco da tomada, em metros

d = Depleção máxima, em metros

A depleção máxima é diferença entre os níveis máximo e mínimo do reservatório.

O custo total das obras civis da tomada de água é obtido multiplicando-se o custo de um bloco pelo número total de unidades.

Figura 32 – Custo específico das obras civis da tomada de água em (1.000 R\$/Bloco).



Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

O custo dos equipamentos da tomada de água é obtido das - Figura 33 e Figura 34; Figura 35 e Figura 36; Figura 37 e Figura 38 - respectivamente, para utilização em turbinas Kaplan semi-espiral de concreto, Bulbo, e demais casos, em função da vazão máxima por abertura. Cada figura tem duas curvas, sendo que o custo obtido na curva “A” deverá ser multiplicado pelo número de aduções e adicionado ao valor obtido na curva “B”. Em cada curva, considerar:

CP – Classe de pressão na soleira da comporta:

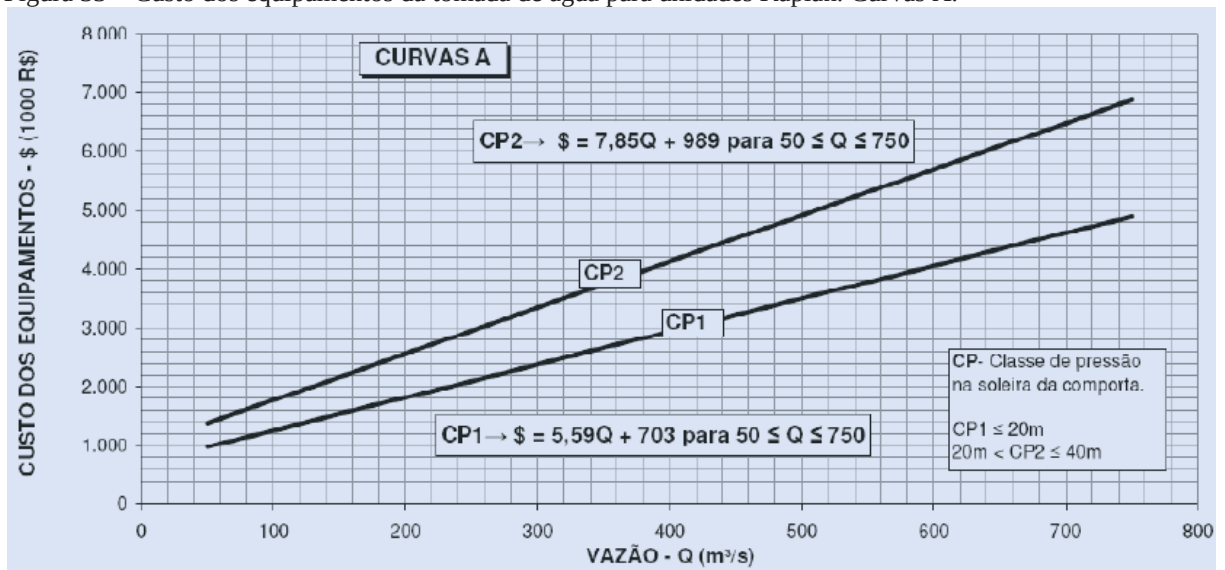
$$CP1 \leq 20 \text{ m}$$

$$20 \text{ m} < CP2 \leq 40 \text{ m}$$

$$CP3 > 40 \text{ m}$$

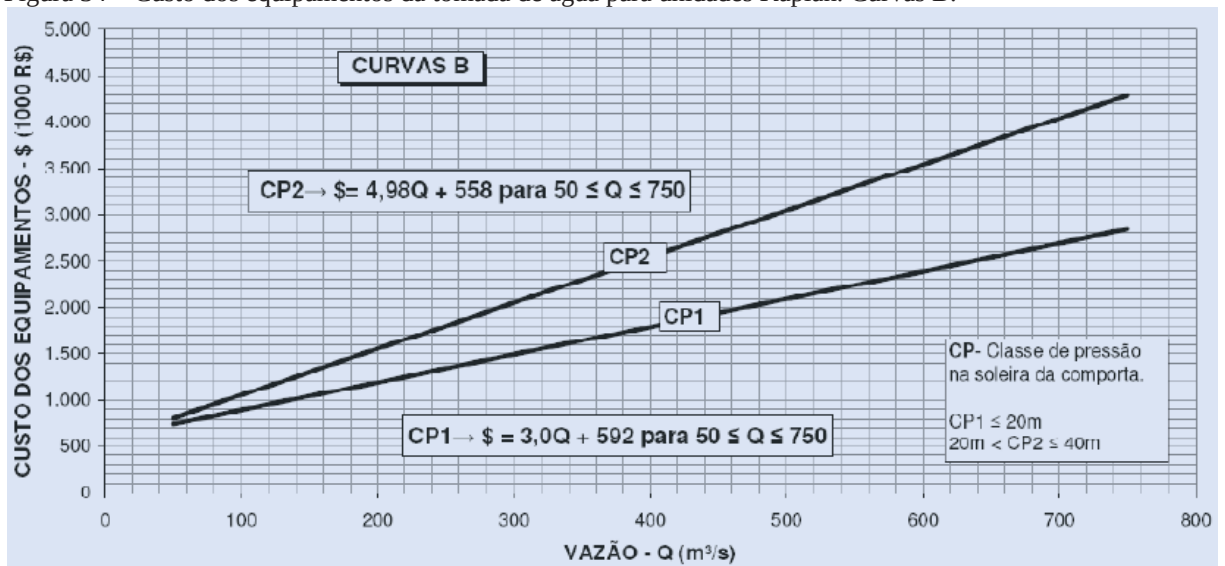
A classe de pressão é a diferença entre o nível máximo normal do reservatório e a cota da soleira da tomada d’água.

Figura 33 – Custo dos equipamentos da tomada de água para unidades Kaplan. Curvas A.



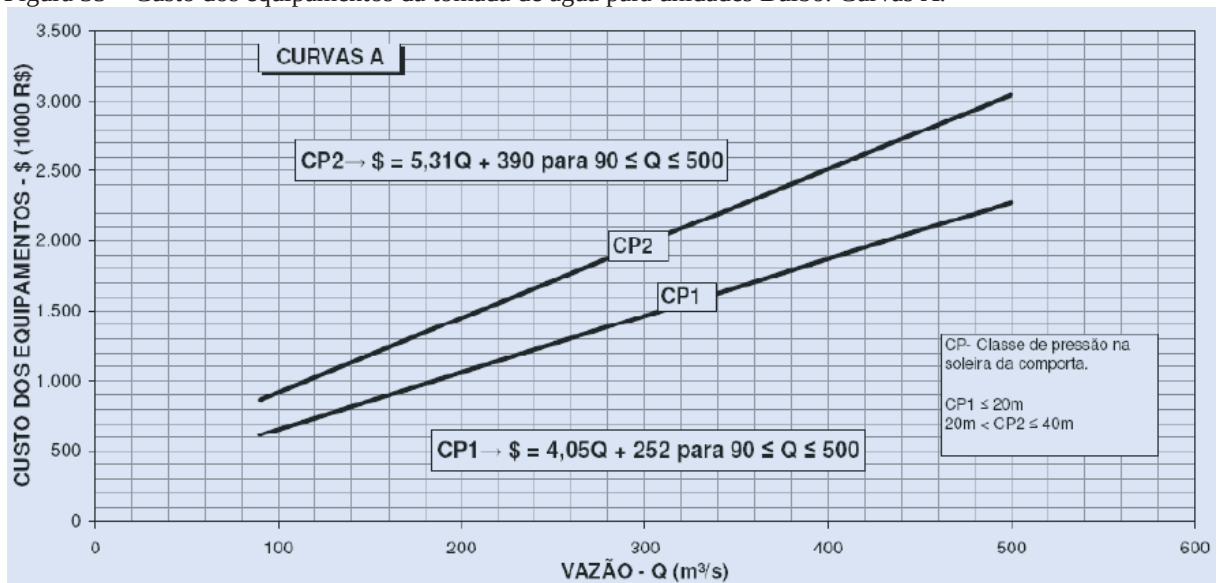
Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

Figura 34 – Custo dos equipamentos da tomada de água para unidades Kaplan. Curvas B.



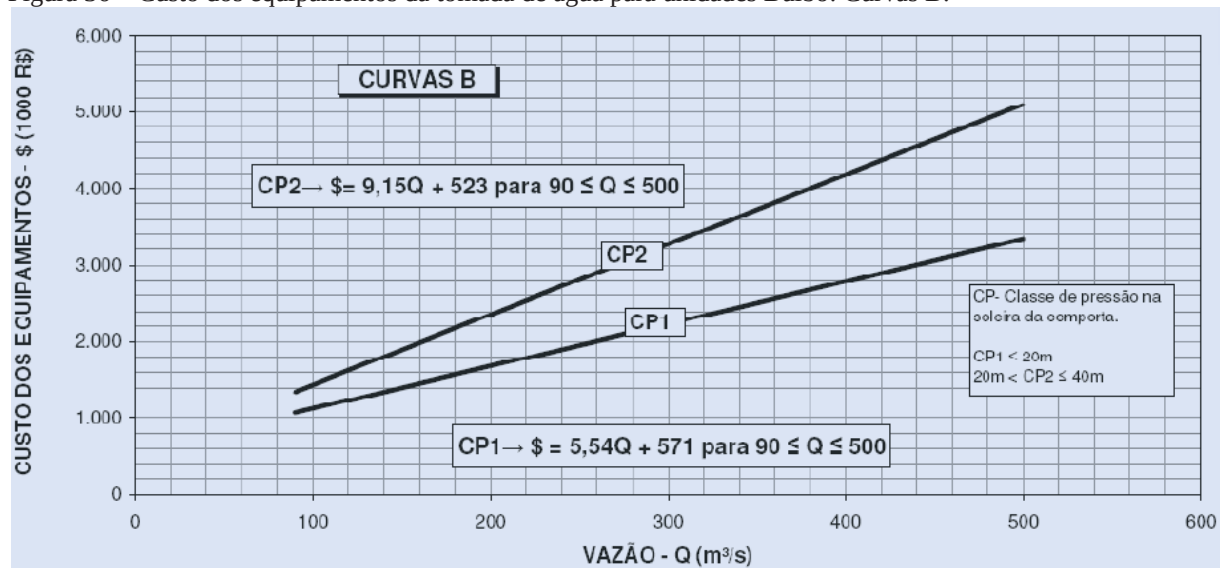
Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

Figura 35 – Custo dos equipamentos da tomada de água para unidades Bulbo. Curvas A.



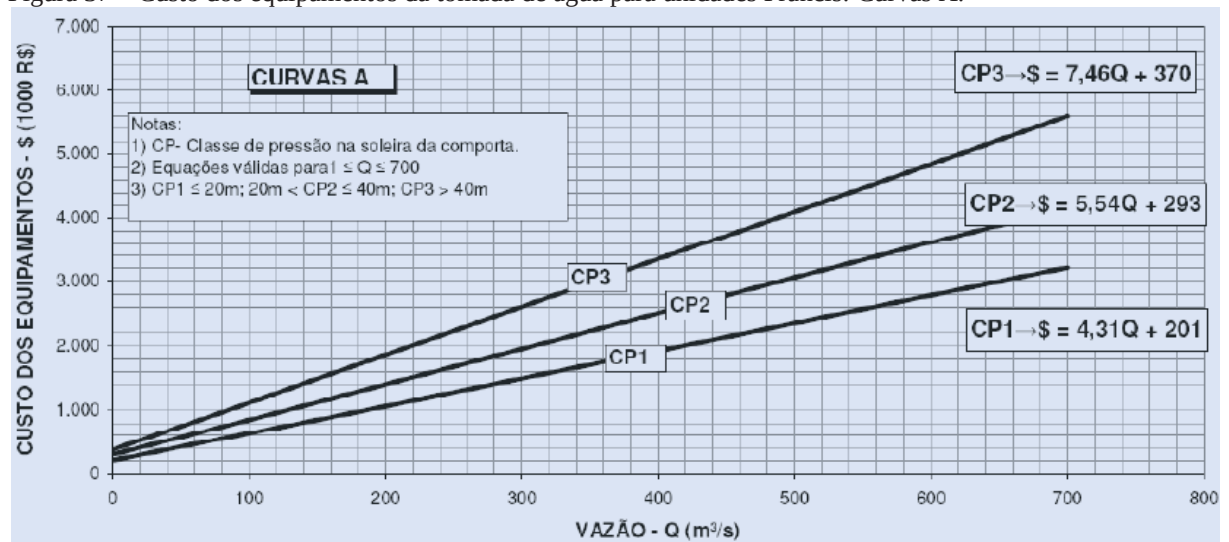
Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

Figura 36 – Custo dos equipamentos da tomada de água para unidades Bulbo. Curvas B.



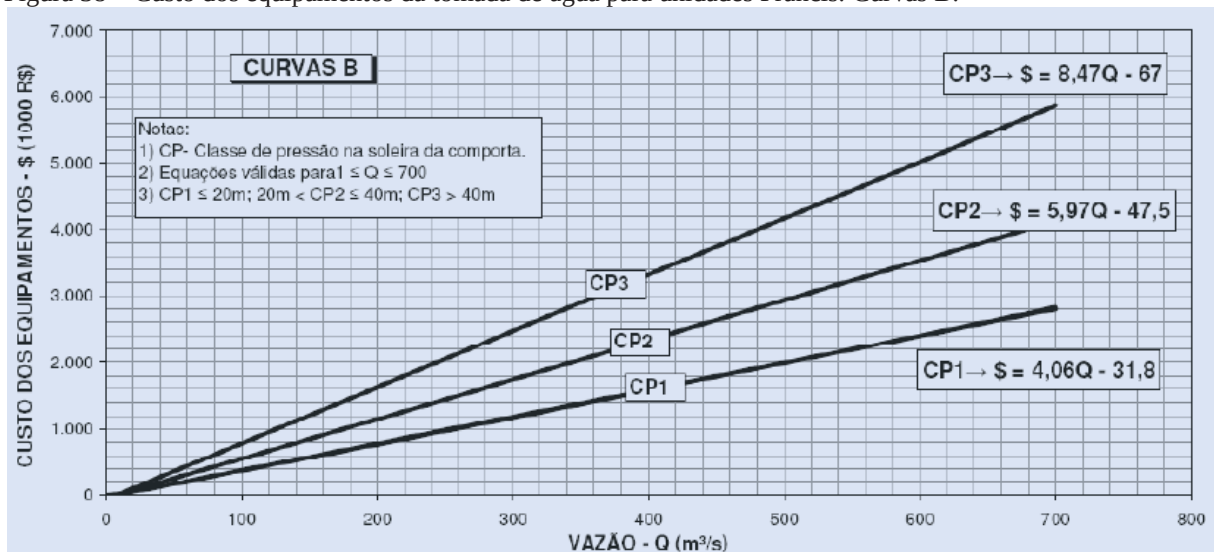
Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

Figura 37 – Custo dos equipamentos da tomada de água para unidades Francis. Curvas A.



Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

Figura 38 – Custo dos equipamentos da tomada de água para unidades Francis. Curvas B.

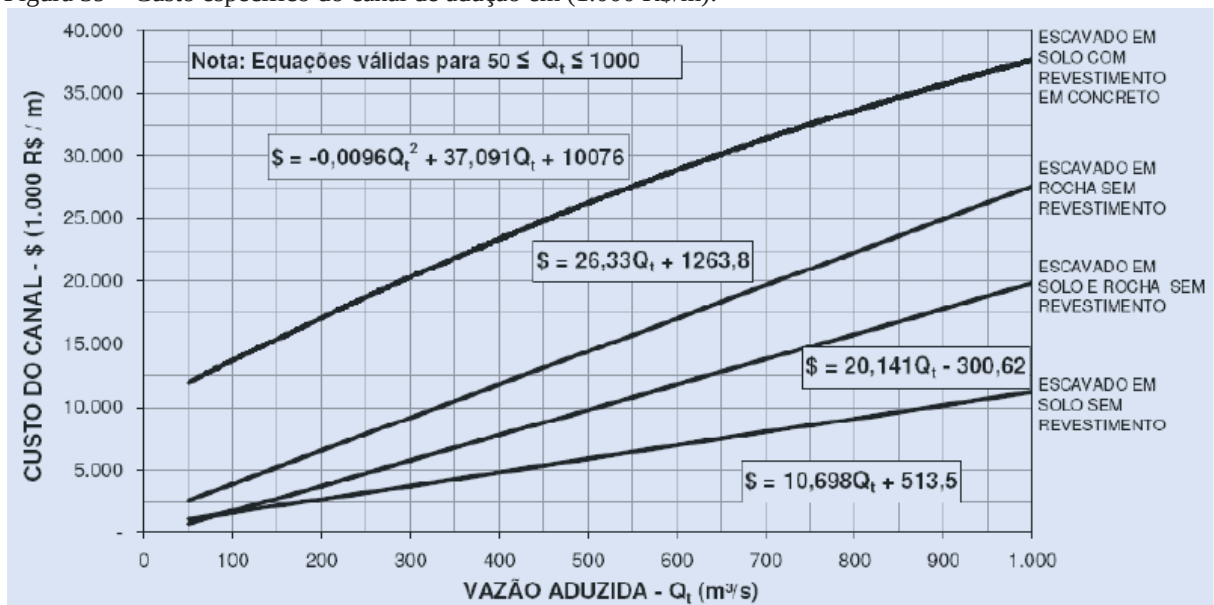


Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

5.2.5.2 Canal de Adução

O custo por metro de canal de adução pode ser obtido através da Figura 39, em função da vazão máxima total da casa de força. O custo global é calculado com base na estimativa do comprimento total do canal de adução e do seu custo específico por metro.

Figura 39 – Custo específico do canal de adução em (1.000 R\$/m).



Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

5.2.5.3 Canal de Fuga

Deve-se utilizar a mesma metodologia para estimativa de custo de canais de adução, onde o custo é função da vazão total da casa de força e do comprimento do canal de fuga.

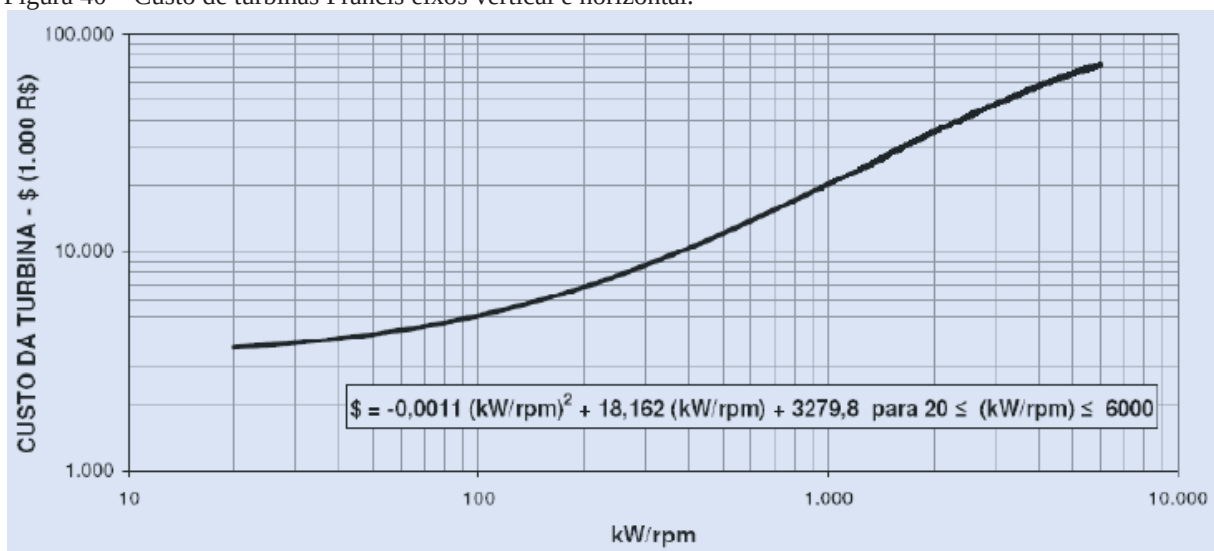
Deve-se considerar, a título de custos eventuais, 20% sobre o total do item “Tomada de Água e Adutoras”.

5.2.6 Turbinas e Geradores

A Figura 40, a Figura 41, a Figura 42 e a Figura 43 apresentam os custos de turbinas em função do parâmetro kW/rpm, respectivamente, para turbinas do tipo Francis, Kaplan com caixa espiral em aço, Kaplan com caixa semi-espiral de concreto e Bulbo.

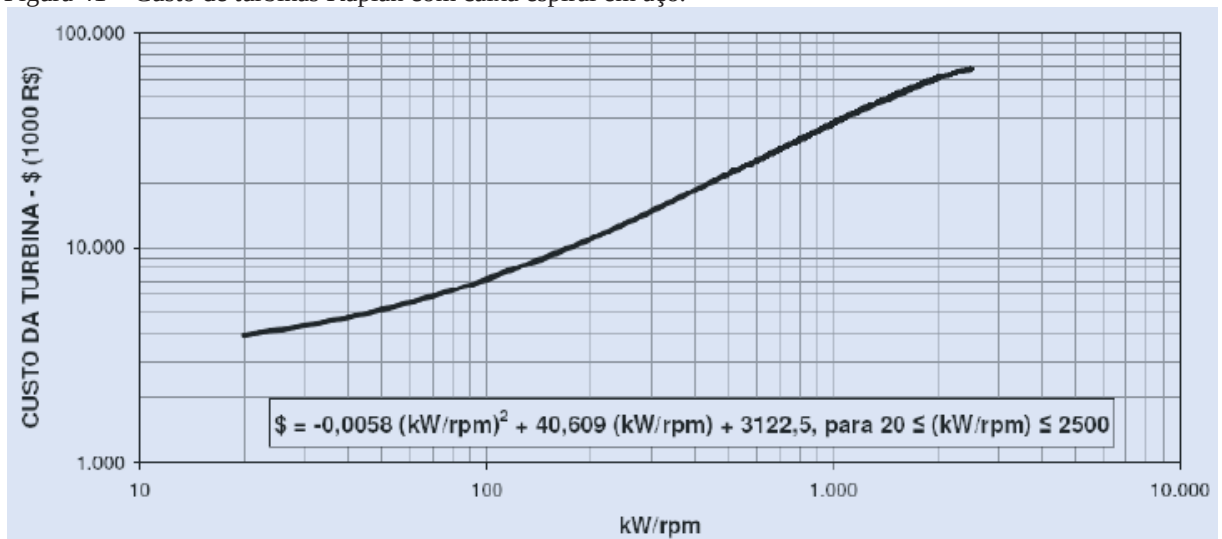
Já a Figura 44 e a Figura 45 apresentam o custo dos geradores em função do parâmetro kVA/polo, respectivamente, para geradores com eixo vertical e com eixo horizontal para turbinas Bulbo.

Figura 40 – Custo de turbinas Francis eixos vertical e horizontal.



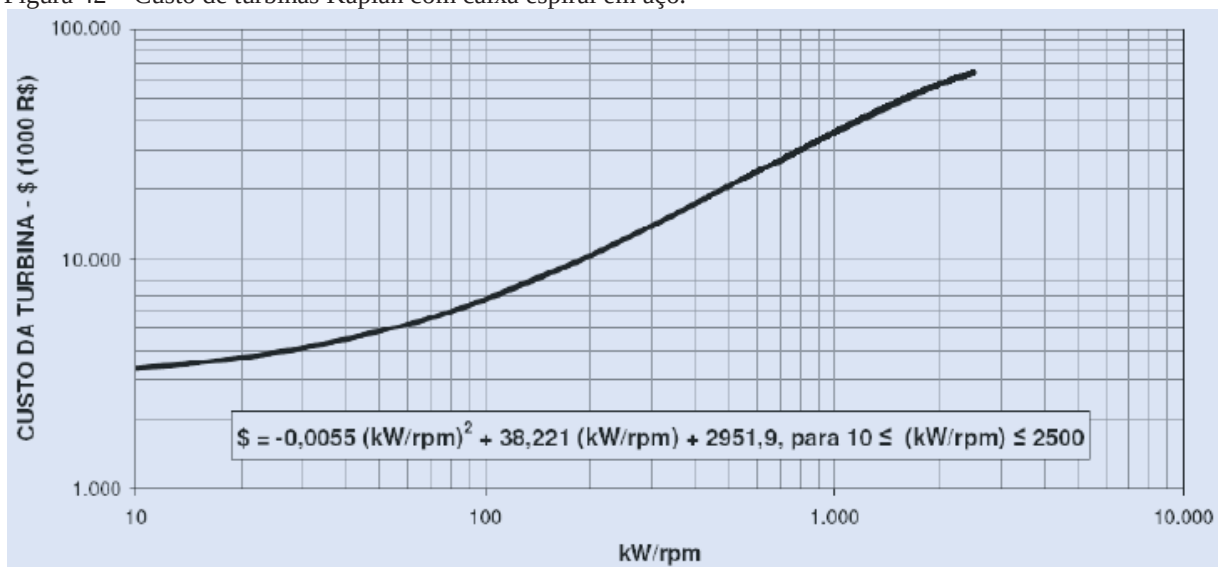
Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

Figura 41 – Custo de turbinas Kaplan com caixa espiral em aço.



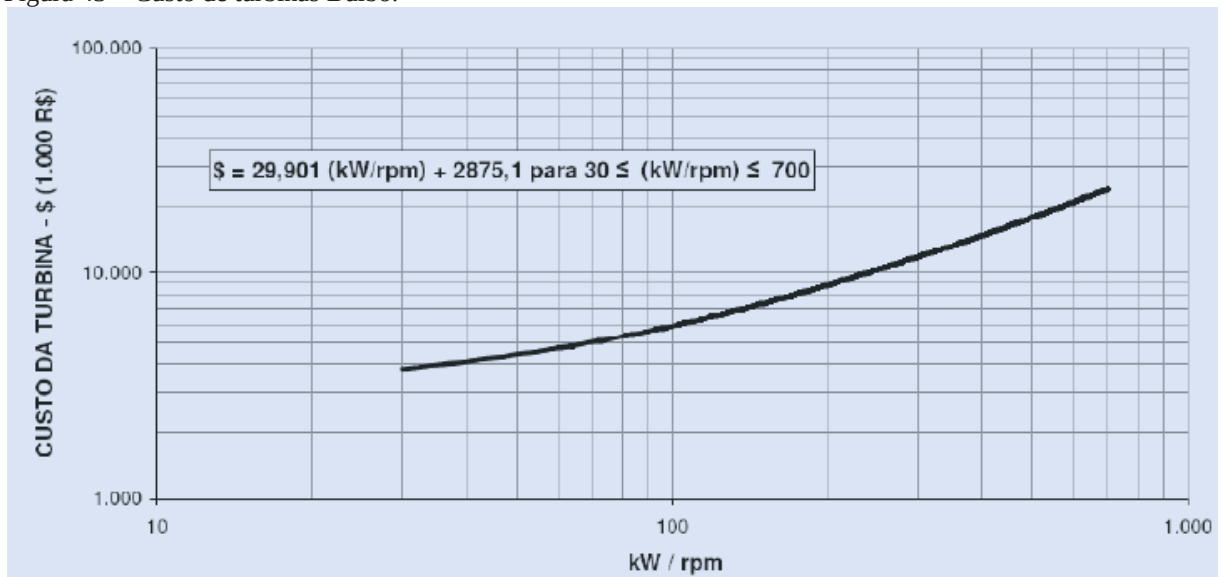
Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

Figura 42 – Custo de turbinas Kaplan com caixa espiral em aço.



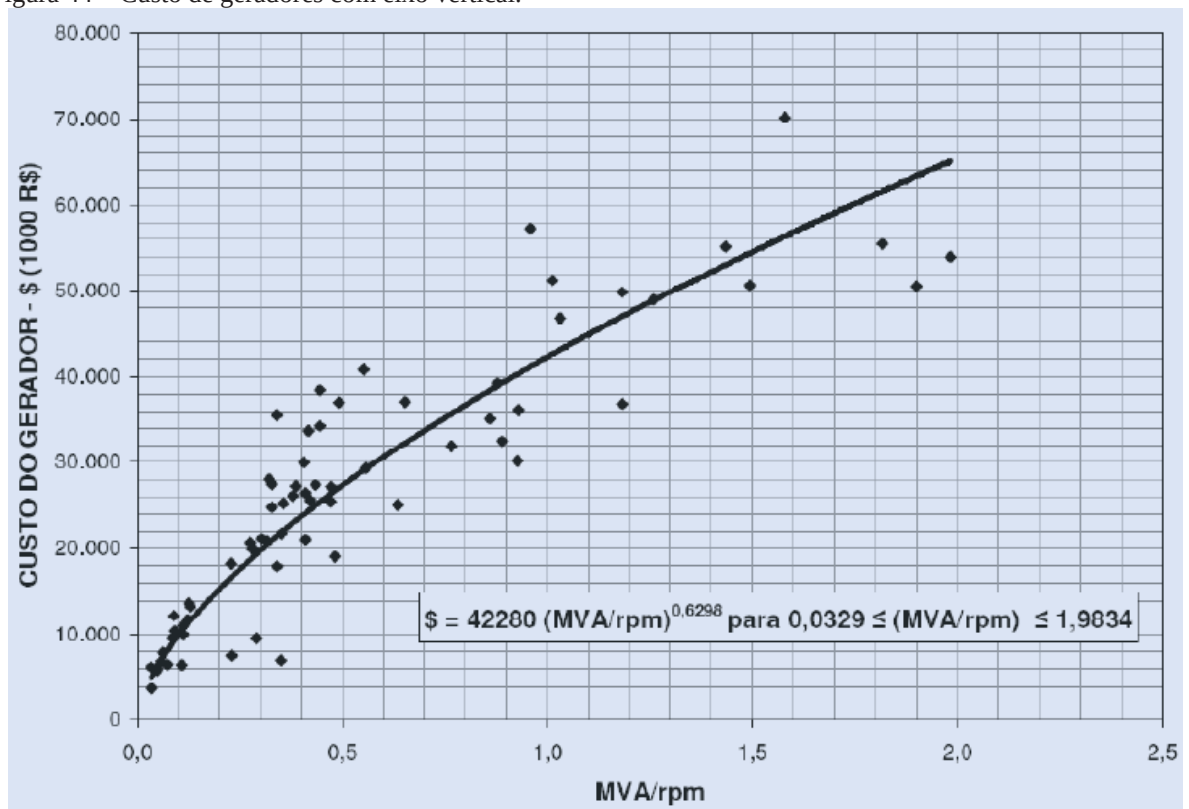
Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

Figura 43 – Custo de turbinas Bulbo.



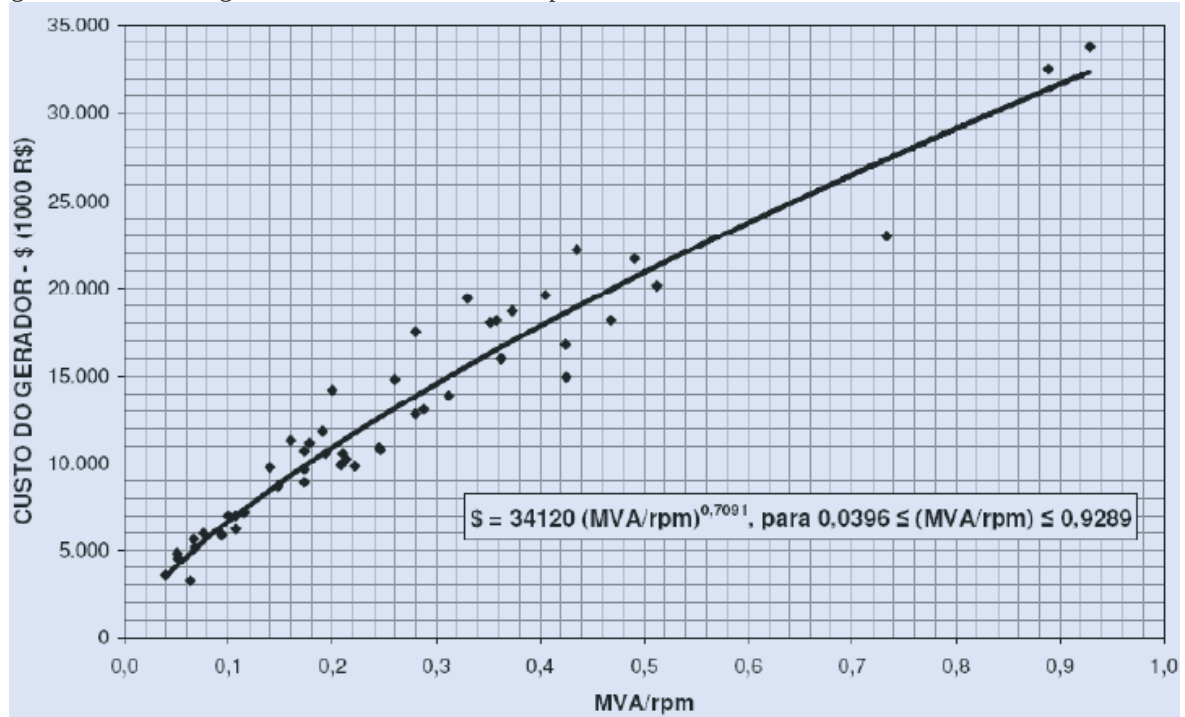
Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

Figura 44 – Custo de geradores com eixo vertical.



Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

Figura 45 – Custo de geradores com eixo horizontal para turbinas Bulbo.



Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

Deve-se considerar, a título de custos eventuais, 10% sobre o total desta conta.

5.2.7 Equipamento Elétrico Acessório

O custo global relativo aos equipamentos elétricos acessórios da usina são estimados em 18% do custo global da conta “Turbinas e Geradores”. Deve-se considerar, a título de custos eventuais, 20% sobre o total desta conta.

5.2.8 Diversos Equipamentos da Usina

O custo global dos demais equipamentos da usina, incluídos o custo da ponte ou pórtico rolante principal e os equipamentos hidromecânicos e de levantamento do tubo de sucção, deverá ser considerado como igual a 10% do custo global da conta “Turbinas e Geradores”. Deve-se considerar, a título de custos eventuais, 20% sobre o total desta conta.

5.2.9 Custo Direto Total

O custo direto total corresponde à soma das contas relativas à todos os itens de custo anteriormente mencionados.

5.2.10 Custos Indiretos

Adotar-se-á para esta conta, que representa os custos referentes a canteiro e acampamento, engenharia e administração do proprietário, o valor global obtido a partir de percentuais aplicados sobre o custo direto total, e que variam conforme a região:

- 40% para região Amazônica ao norte do rio Amazonas
- 35% para região Amazônica ao sul do rio Amazonas
- 30% para demais regiões

5.2.11 Juros Durante a Construção

O custo do juros durante a construção é adotado neste trabalho seguindo recomendações do manual do MME/CEPEL (2007).

O procedimento adotado para a estimativa do valor dos juros durante a construção é o de distribuir os custos de acordo com o cronograma de construção, aplicando-se uma taxa de juros sobre o total dos custos acumulados de cada ano. A Tabela 5 e a Tabela 6 apresentam as taxas de juros durante a construção utilizando as taxas de juros anuais (i) de 10% e 12%, valores recomendados em estudos preliminares de viabilidade. Observa-se que para estudos finais e definitivos a taxa de juros anuais deverá ser obtida junto ao poder concedente com base no tempo estimado de construção, desde a mobilização até a geração, recomenda-se adotar o cronograma de desembolso e a respectiva taxa de juros durante a construção.

Tabela 5 – Taxa de juros durante a construção (para $i = 10\%$ a.a.).

Tempo de const. (Anos)	Ano							Cálculo do juro	%juros
	1	2	3	4	5	6	7		
2	40	60						109,55	10
3	25	40	35					115,08	15
4	15	30	35	20				120,89	21
5	10	20	25	30	15			126,11	26
6	5	15	20	21	25	14		130,14	30
7	3	7	15	20	20	21	14	133,22	33

Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

Tabela 6 – Taxa de juros durante a construção (para $i = 12\%$ a.a.).

Tempo de const. (Anos)	Ano							Cálculo do juro	%juros
	1	2	3	4	5	6	7		
2	40	60						111,49	11
3	25	40	35					118,26	18
4	15	30	35	20				125,44	25
5	10	20	25	30	15			131,97	32
6	5	15	20	21	25	14		137,09	37
7	3	7	15	20	20	21	14	141,03	41

Fonte: (MME/CEPEL, 2007).

5.3 MODELAGEM PROPOSTA PARA A VENDA DE ENERGIA

No modelo proposto assume-se que a energia firme do aproveitamento, determinada pelo período crítico do sistema, será a energia garantida considerada para a venda ao mercado regulado. Considerar-se-á que 100% desta energia é vendida ao preço do leilão de energia nova no mercado regulado; o que é uma consideração próxima da realidade, já que o agente gerador é obrigado a vender no mínimo 70% da sua capacidade para o mercado regulado durante o leilão de energia nova e, então, ele pode ou não negociar os demais 30% no mercado livre.

O preço aqui utilizado será baseado nos valores praticados nos últimos leilões para aproveitamentos de características similares ou, quando disponível, o próprio valor considerado nos estudos de viabilidade realizados pelos órgãos competentes.

5.4 MODELAGEM PROPOSTA PARA O CRONOGRAMA DA OBRA

Um aspecto de fundamental importância na análise de viabilidade do empreendimento é a avaliação do cronograma de obras. Neste ponto é importante observar a curva de desembolso da obra, já que na quase totalidade dos casos o investimento inicial na obra partirá de financiamentos bancários e, conseqüentemente, com juros que devem ser avaliados.

O cronograma é importante pois permite avaliar os desembolsos durante o período da obra e também determina quando as receitas oriundas da venda de energia terão início. Neste ponto, torna-se importante salientar que cada máquina da usina entra em operação num determinado tempo, defasadas entre elas de alguns meses.

A metodologia adota os valores sugeridos no Manual de Inventário do MME/CEPEL (2007). Para turbinas do tipo Kaplan e Francis consideram-se 24 meses para a montagem da primeira unidade e mais três meses para as atividades de comissionamento e testes, até a entrada em operação da unidade. Para as demais unidades é considerada uma defasagem de três meses entre elas, ou seja, por exemplo, numa usina com três unidades, a primeira entraria em operação no mês 27, a segunda no mês 30 e a terceira no mês 33. Por considerar as unidades do tipo Bulbo de mais simples montagem, adota-se uma defasagem de apenas dois meses entre unidades, porém mantendo-se os 24 meses para a montagem da primeira unidade.

5.5 MODELAGEM PROPOSTA PARA AVALIAÇÃO FINANCEIRA

Do ponto de vista do empreendedor, acredita-se que este seja o ponto mais importante entre todas as análises aqui apresentadas e, este é o motivo pelo qual muitos aproveitamentos acabam não saindo do papel. Com exceção aos investimentos subsidiados pelo governo, nenhum aproveitamento inventariado e tecnicamente viável será de fato instalado se não houver um retorno financeiro atrativo ao empreendedor.

A avaliação de retorno financeiro pode ser feita através de alguns métodos consolidados pelo mercado. Estes métodos são clássicos e serão aplicados conforme a preferência de cada investidor e também mediante características peculiares de cada caso. Citam-se aqui alguns métodos usualmente utilizados:

- Valor Presente Líquido (VPL)
- Taxa Interna de Retorno (TIR)
- PayBack ou tempo de retorno do investimento

A metodologia empregada neste trabalho permite que o modelo de cálculo forneça ao usuário como dado de saída da ferramenta dois critérios de avaliação, sendo eles, o Valor Presente Líquido (VPL) e o tempo de retorno do investimento (PayBack). A metodologia e os cálculos estão baseados na literatura clássica, de acordo com Ehrlich (1979).

6 MODELO PROPOSTO – FERRAMENTA COMPUTACIONAL

A ferramenta computacional proposta neste trabalho é elaborada em planilha digital, com o auxílio de programação orientada a objetos. A programação se faz necessária devido a automatização desejada do processo de busca pela melhor solução do problema. A ferramenta executa a verificação de um número “n” de soluções dentro de uma faixa de valores especificados pelo usuário. Para cada solução verificada, um processo iterativo, com diversos *loops* em busca de convergência de valores também se faz necessário.

A ferramenta executa uma série de cálculos que obedecem uma sequência lógica, na qual o objetivo é determinar as características para cada alternativa encontrada. A lógica de cálculo é resumidamente descrita a seguir:

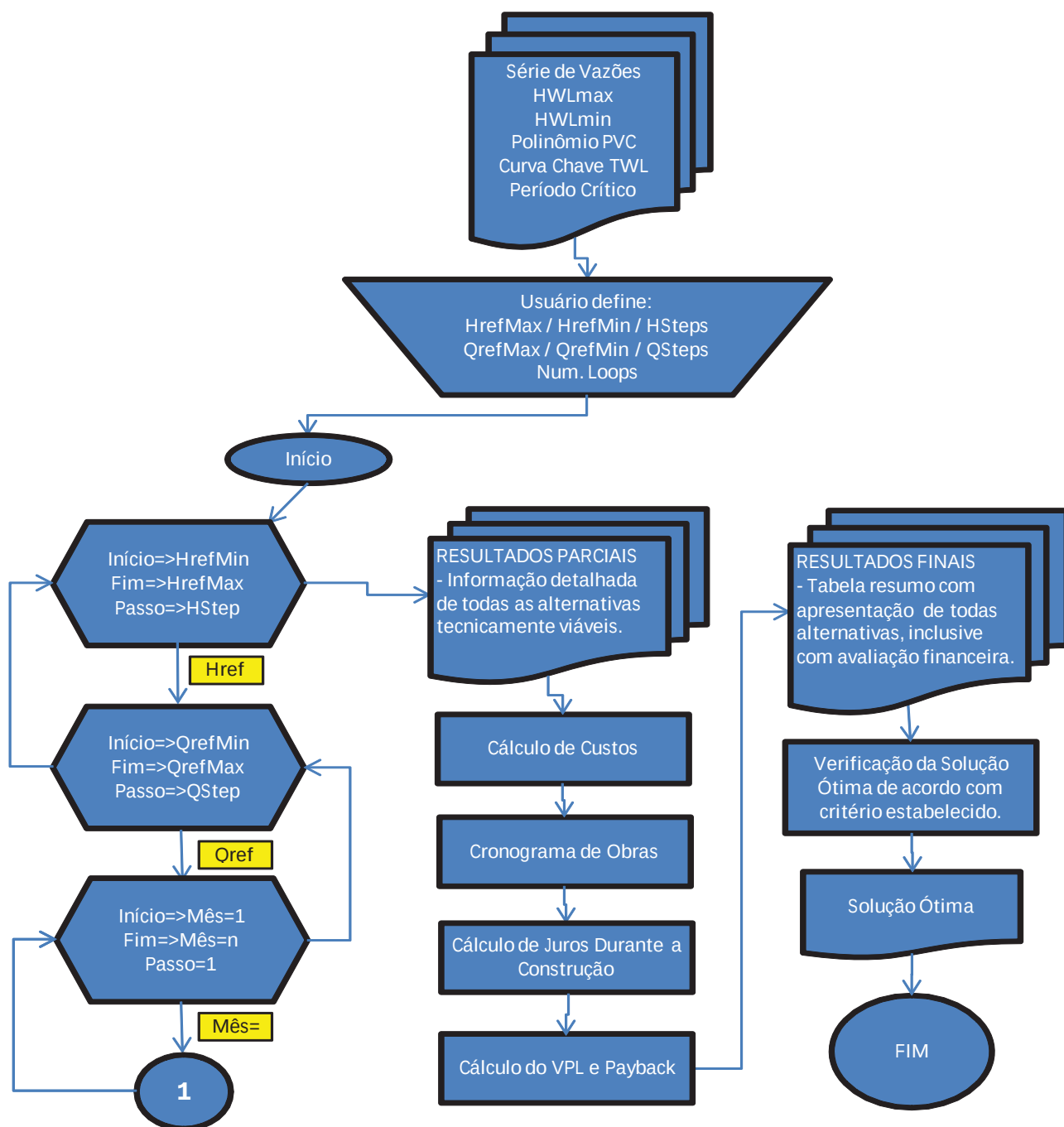
- O primeiro passo, antes de executar o cálculo, é inserir os dados de entrada do programa baseados nas informações colhidas;
- Tendo todos os dados devidamente inseridos, o usuário define os intervalos de queda e vazão de referência que se pretende avaliar e buscar alternativas;
- Neste ponto é possível executar o programa. Deste ponto em diante a rotina de cálculo toma todas as decisões e gera as alternativas de forma independente e automatizada, sem a interferência do usuário;
- O programa é caracterizado por calcular todas as alternativas tecnicamente viáveis dentro do intervalo definido pelo usuário e, portanto, inicia-se o cálculo com o menor valor de queda de referência;
- Para esta queda determinada, calcula-se a combinação dela com todas as vazões de referência também determinadas pelo usuário;
- Terminados todos os cálculos para a primeira queda combinada com todas as vazões do intervalo, o programa inicia o cálculo para o próximo valor de queda, até que todas as combinações entre quedas de referência e vazões de referências estipuladas pelo usuário sejam calculadas ou, no mínimo, verificadas;
- Porém, para cada uma das combinações, existe uma série de cálculos realizados para cada mês da série histórica de vazões;
- Para cada mês da série é necessário calcular a energia que se pode obter do mesmo;
- O cálculo da energia de cada mês é iniciado com a informação do nível de montante resultado da operação do mês anterior;

- Baseado na vazão histórica do mês em questão, através da curva chave de jusante, estima-se inicialmente o nível de jusante. Importante observar que esta é uma adoção inicial que precisa ser verificada no final do cálculo do mês e, se preciso, reavaliada, já que neste momento ainda não se sabe de fato qual vazão será turbinada e/ou vertida. É um processo iterativo;
- Na sequência determina-se a queda bruta, a perda de carga e conseqüentemente a queda líquida;
- Para a queda líquida calculada, determina-se qual é a máxima vazão turbinável;
- Deste ponto em diante o programa utiliza-se de uma série de funções lógicas que o permite decidir qual é a forma correta de operação, ou seja, a metodologia implementada através das rotinas de cálculo decidirá sobre o comportamento de alguns parâmetros energéticos. A rotina é responsável por fazer uma avaliação da vazão disponível que está entrando no sistema, ou seja, a vazão do mês, em conjunto com demais parâmetros, tais como, a máxima vazão turbinável, os níveis de montante do reservatório tanto no presente mês quanto no mês exatamente anterior e seus limites, os volumes do reservatório tanto no presente mês quanto no mês exatamente anterior e também os seus limites,
- Avaliando todos estes parâmetros em conjunto e seguindo a metodologia de cálculo, tem-se como resultado o comportamento da usina para aquele mês, em termos de: nível e volume do reservatório resultantes no final do mês, vazão efetivamente turbinada e a respectiva potência e possível vazão vertida;
- Neste ponto é necessária uma importante verificação, conforme dito anteriormente, do efetivo nível de jusante alcançado com a operação que foi determinada. Tendo agora as vazões turbinada e vertida com valores calculados é possível recalcular o nível de jusante. Caso o nível recalculado esteja muito diferente do nível adotado inicialmente, a rotina de cálculo retorna ao ponto desta definição e efetua novamente todos os cálculos deste intervalo da rotina, até que haja convergência de valores e programa de sequência na lógica;
- Depois desta convergência para a queda líquida e vazão turbinada definidas, determina-se o rendimento da turbina para aquele ponto de operação, baseado na curva de colina que melhor representa o projeto hidráulico da turbina desta usina;
- É possível então, sabendo-se o rendimento da turbina, calcular a potência da turbina e na sequência a potência na saída do gerador;

- Multiplica-se então a potência na saída do gerador pelo número de horas mensais de operação da usina, que é de 730 horas (o que resulta em 8.760 horas anuais), chega-se então à quantidade de energia produzida no mês, em MWh;
- O cálculo da energia mensal será então repetido para todos os outros meses da série histórica de vazões;
- A média de energia calculada ao longo de toda série histórica resulta na energia média da usina e, a média da energia ao longo do período crítico do sistema resulta na energia firme da usina, ambas em MW médios.
- O próximo passo é o cálculo de custos das estruturas civis e equipamentos eletromecânicos que compõem a usina;
- Determina-se o cronograma de execução das obras;
- Com o cronograma de obras definido é possível calcular os gastos com juros durante a construção e saber em que instante as unidades geradoras começam a entrar em operação e, desta forma, calcular as entradas de receitas com a venda de energia;
- Tendo os custos e receitas, é possível realizar os cálculos para avaliação financeira do empreendimento, onde é calculado o VPL (Valor Presente Líquido) e o tempo de retorno do capital investido, o PayBack;
- A ferramenta então gera uma tabela de resultados com as informações mais importantes de cada alternativa;
- Com esta tabela é possível classificar os resultados por ordem de VPL ou Payback e, desta forma, identificar a melhor solução do ponto de vista de retorno financeiro do empreendimento.

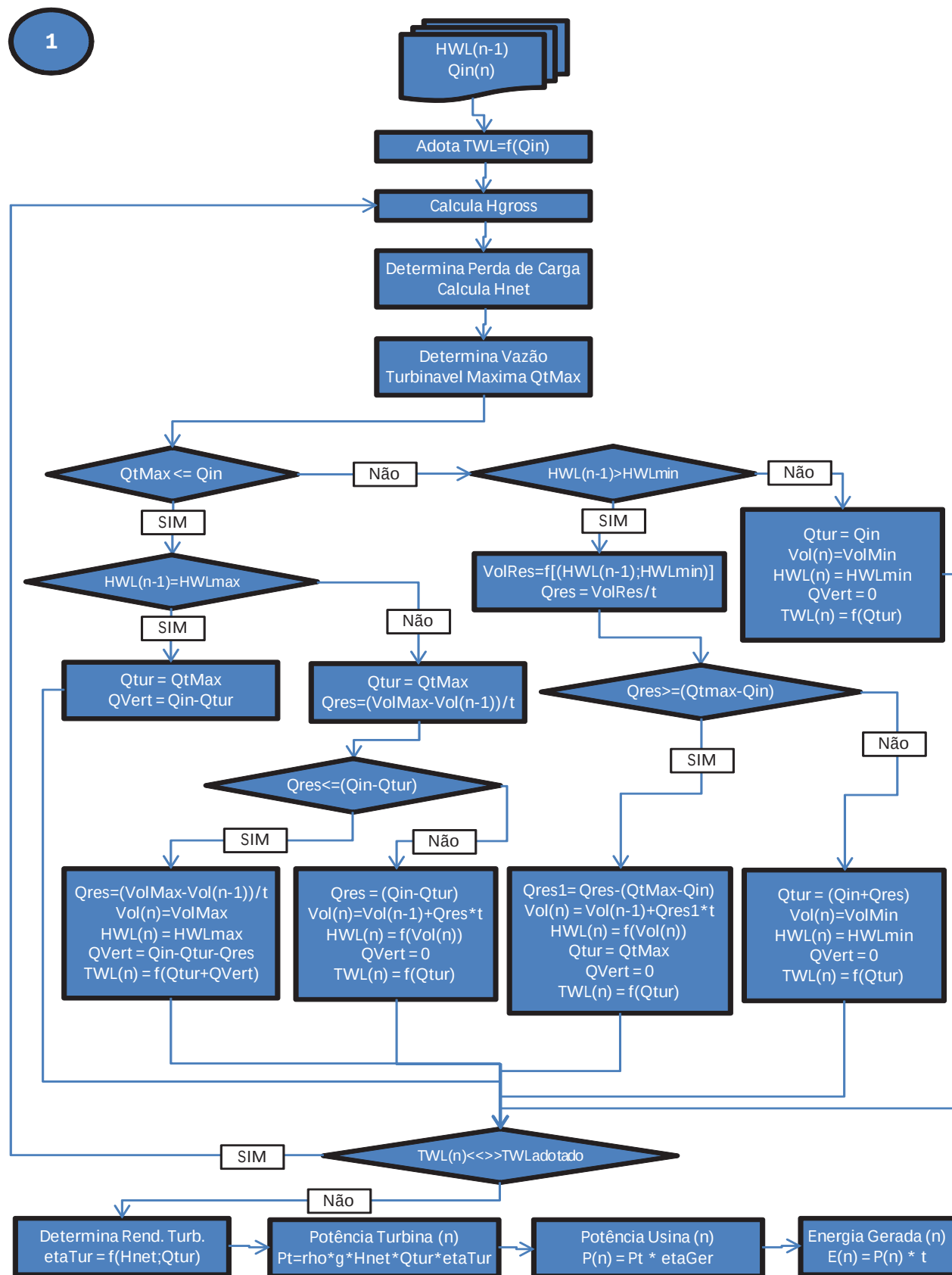
Além da descrição anteriormente realizada, a Figura 46 e a Figura 47 apresentam um fluxograma resumido da rotina de cálculo executada pela ferramenta computacional. O objetivo do fluxograma é ilustrar a sequência de cálculo de forma a auxiliar na interpretação da mesma.

Figura 46 – Fluxograma da ferramenta computacional – Parte 1.



Fonte: (Elaborada pelo Autor).

Figura 47 – Fluxograma da ferramenta computacional – Parte 2.



Fonte: (Elaborada pelo Autor).

Legenda do Fluxograma:

HWL: Nível de Montante.

HWLmax: Nível de montante máximo.

HWLmin: Nível de montante mínimo.

PVC: Polinômio Volume *versus* Cota.

Curva Chave TWL: Curva Chave de Jusante.

HrefMax: Queda de referência máxima.

HrefMin: Queda de referência mínima.

HSteps: Número de passos, ou quedas intermediárias, entre as quedas de referência mínima e máxima à serem calculadas.

QrefMax: Vazão de referência máxima.

QrefMin: Vazão de referência mínima.

QSteps: Número de passos, ou vazões intermediárias, entre as vazões de referência mínima e máxima à serem calculadas.

Índice “(n)”: representa a variável calculada para o mês em questão na rotina de cálculo.

Índice “(n-1)”: representa a variável calculada para o mês imediatamente anterior ao mês em questão na rotina de cálculo.

TWL: Nível de jusante.

Qin: Vazão referente ao histórico de vazões. É a vazão disponível no mês que está entrando no sistema.

Hgross: Queda bruta.

Hnet: Queda líquida.

QtMax: Máxima vazão que a turbina é capaz de turbinar; é função da queda líquida.

Qtur: Vazão efetivamente turbinada.

QVert: Vazão vertida pela usina.

VolRes: Volume d'água disponível no reservatório.

Qres: Vazão disponível no reservatório.

Qres1: Vazão disponível no reservatório após complementação da vazão máxima turbinada quando Qin não é suficiente.

Vol: Volume d'água resultante no reservatório.

VolMin: É o mínimo volume d'água que o reservatório pode atingir em função do mínimo nível operacional de montante.

VolMax: É o máximo volume d'água que o reservatório pode atingir em função do máximo nível operacional de montante.

t: Tempo.

etaTur: Rendimento da turbina.

etaGer: Rendimento do gerador.

Pt: Potência da turbina.

rho: Massa específica da água.

g: aceleração da gravidade.

P: Potência da usina.

E: Energia gerada.

7 ESTUDOS DE CASO

O objetivo deste capítulo é apresentar os dados de algumas usinas hidrelétricas que foram utilizadas neste trabalho para simulação e análise da metodologia de cálculo proposta para o estudo de viabilidade técnica e econômica deste tipo de empreendimento.

Os dados apresentados e utilizados nos estudos de caso são provenientes de fontes e instituições competentes que realizam os estudos que servem de base para os órgãos governamentais avaliarem e validarem os empreendimentos que farão parte do parque gerador nacional.

Os estudos de caso são apresentados em duas partes. Na primeira parte são apresentados os estudos de caso que serviram de base para a avaliação da metodologia proposta no que diz respeito ao custo dos empreendimentos. Na segunda parte são apresentados, de fato, os estudos de caso que avaliam a metodologia proposta em geral.

7.1 ESTUDOS DE CASO – ANÁLISE DE CUSTOS

A primeira parte dos estudos de caso, de análise de custos, é uma etapa complementar de análise da metodologia ora proposta neste trabalho, pois conforme dito no capítulo 1.3, um dos principais objetivos deste trabalho é realizar uma análise qualitativa e relativa entre as soluções, ficando a análise quantitativa de custo em segundo plano, já que esta requer estudos bastante aprofundados para se chegar em valores absolutos muito próximos do real esperado. Entende-se, portanto, que variações no custo calculado são aceitáveis, já que a mesma variação estará presente em todas as soluções propostas e, desta forma, a qualidade da análise qualitativa está assegurada. Porém, julga-se necessário em termos de qualidade do trabalho em questão observar qual o possível nível de variação que se pode encontrar utilizando a metodologia ora proposta.

Fez-se esta diferenciação entre análises de custos e análise geral da metodologia, pois durante a fase de coleta de dados deparou-se com a dificuldade de encontrar as informações de custo, em quantidade suficiente, das usinas hidrelétricas que são foco principal deste trabalho, ou seja, as usinas do norte do país. Porém, foram encontrados dados de custo de usinas hidrelétricas em outras regiões do país que são tecnicamente similares às usinas foco deste trabalho, ou seja, as usinas ditas de baixa queda.

7.1.1 Características da Usina Hidrelétrica Tibagi Montante

Os dados aqui ora apresentados são frutos dos trabalhos de “Revisão dos estudos de inventário hidrelétrico do rio Tibagi” que foram elaborados pela empresa CNEC Projetos de Engenharia S.A. para a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, com respaldo no Contrato CT-EPE – 100, firmado em 30 de junho de 2008, e constitui mais uma etapa do esforço desenvolvido no sentido de avaliar o potencial hidrelétrico brasileiro, desta feita contemplando uma bacia hidrográfica com cerca de 24.920 km², já estudada anteriormente e totalmente inserida no Estado do Paraná (EPE/CNEC, 2010).

A Usina Hidrelétrica Tibagi Montante é um dos empreendimentos estudados na bacia do rio Tibagi. O eixo do aproveitamento está situado no rio Tibagi, a cerca de 365 km da foz. O acesso é feito a partir da cidade de Tibagi, pela margem esquerda.

O NA Máximo Normal do reservatório está na cota 721,00 m, e o NA Normal de jusante na cota 702,00 m, resultando uma queda bruta de 19,00 m com uma potência instalada de 32 MW. O vertedouro de superfície é equipado com 2 comportas segmento e permite descarregar uma vazão de 3.221 m³/s, associada a um período de retorno de 10.000 anos, ou seja, esta é a vazão máxima que estima-se encontrar dentro de um período sequencial de 10.000 anos. A casa de força é do tipo abrigada, tem 26,35 m de largura e 23,08 m de comprimento, e equipada com 2 grupos hidrogeradores dotados de turbinas Kaplan com caixa semi-espiral de concreto. A adução é feita através de 2 unidades de tomada d’água incorporadas à sua estrutura, e por um canal de escavado de 215,00 m de comprimento médio e 24,35 m de largura na base. O barramento, em enrocamento com núcleo de argila, tem cerca de 308 m de extensão, crista com largura de 10,00 m na cota 725,00 m e inunda uma área de 7 km² no NA Máximo Normal. O volume total armazenado nesta cota é de 52 milhões de metros cúbicos (EPE/CNEC, 2010).

A Tabela 7 resume os principais dados de entrada para a obtenção do custo do empreendimento através do cálculo realizado pela ferramental computacional proposta.

Tabela 7 – Dados da Usina Tibagi Montante.

	Tibagi Montante	
	Valor	Unidade
Tipo de Turbina	Kaplan	[-]
Número de Unidades	2	[-]
Potência Instalada Total	32.000	[kW]
Nível Máximo Normal de Montante	721,00	[manm]
Nível Mínimo Normal de Montante	721,00	[manm]
Nível Normal de Jusante	702,00	[manm]
Queda Líquida de Referência	18,69	[mca]
Tipo de Barragem (*)	3	[-]
Comprimento da Barragem	308	[m]
Altura Média da Barragem	21,50	[m]
Altura Média da Tomada d'Água	17,50	[m]
Tipo de Vertedouro (**)	3	[-]
Vazão Decamilar - Vertedouro	3.221	[m³/s]
Vazão de Desvio do Rio	1.722	[m³/s]
Custo do Empreendimento (***)	154.597	[kR\$]

Fonte: Elaborada à partir de dados de EPE/CNEC (2010).

(*) A barragem é do tipo enrocamento com núcleo de argila. O código 3 é uma convenção da ferramenta computacional proposta, para este tipo de barragem.

(**) O tipo de vertedouro é denominado pela EPE/CNEC como VOAC-B = Vertedouro de Ogiva Alta Controlado – Bacia de Dissipação. O código 3 é uma convenção da ferramenta computacional proposta, para este tipo de vertedouro.

(***) O referido custo contempla os seguintes itens: Estruturas e Outras Benfeitorias; Barragens e Adutoras; Turbinas e Geradores; Equipamento Elétrico Acessório e Diversos Equipamentos da Usina. Estes custos estão de acordo com o documento denominado “Resumo OPE” (EPE/CNEC, 2010).

7.1.2 Características da Usina Hidrelétrica Cebolão Baixo

Os dados apresentados para a Usina de Cebolão Baixo são originários dos mesmos estudos de Inventário hidrelétrico do rio Tibagi, conforme já mencionado no capítulo anterior.

O eixo do aproveitamento está situado no rio Tibagi, a aproximadamente 122 km da foz. O acesso é feito a partir da cidade de Londrina, seguindo-se em direção ao Distrito de Maravilha. Para o melhor aproveitamento das condições topográficas locais, o arranjo foi concebido posicionando-se as estruturas de concreto na ombreira esquerda.

O NA Máximo Normal do reservatório está na cota 413,00 m, e o NA Normal de jusante na cota 384,00 m, resultando uma queda bruta de 29,00 m com uma potência instalada de 109 MW. O vertedouro de superfície é equipado com 4 comportas segmento e permite

descarregar uma vazão de 9.843 m³/s, associada a um período de retorno de 10.000 anos. A casa de força é do tipo abrigada, tem 37,26 m de largura e 33,28 m de comprimento, e equipada com 2 grupos hidrogeradores dotados de turbinas Kaplan com caixa semi espiral de concreto. A adução é feita através de 2 unidades de tomada d'água incorporadas à sua estrutura, e por um canal escavado com 285,00 m de extensão e 35,26 m de largura na base. O barramento, em enrocamento com núcleo em argila, tem cerca de 357 m de extensão, crista com largura de 10,00 m na cota 417,00 m e inunda uma área de 9 km² no NA Máximo Normal. O volume total armazenado nesta cota é de 94 milhões de metros cúbicos (EPE/CNEC, 2010).

A Tabela 8 resume os principais dados de entrada para a obtenção do custo do empreendimento através do cálculo realizado pela ferramental computacional proposta.

Tabela 8 – Dados da Usina Cebolão Baixo.

	Cebolão Baixo	
	Valor	Unidade
Tipo de Turbina	Kaplan	[-]
Número de Unidades	2	[-]
Potência Instalada Total	109.000	[kW]
Nível Máximo Normal de Montante	413,00	[manm]
Nível Mínimo Normal de Montante	413,00	[manm]
Nível Normal de Jusante	384,00	[manm]
Queda Líquida de Referência	28,42	[mca]
Tipo de Barragem (*)	3	[-]
Comprimento da Barragem	357	[m]
Altura Média da Barragem	37,69	[m]
Altura Média da Tomada d'Água	34,50	[m]
Tipo de Vertedouro (**)	3	[-]
Vazão Decamlenar - Vertedouro	9.843	[m ³ /s]
Vazão de Desvio do Rio	5.689	[m ³ /s]
Custo do Empreendimento (***)	401.766	[kR\$]

Fonte: Elaborada à partir de dados de EPE/CNEC (2010).

(*) A barragem é do tipo enrocamento com núcleo de argila. O código 3 é uma convenção da ferramenta computacional proposta, para este tipo de barragem.

(**) O tipo de vertedouro é denominado pela EPE/CNEC como VOAC-B = Vertedouro de Ogiva Alta Controlado – Bacia de Dissipação. O código 3 é uma convenção da ferramenta computacional proposta, para este tipo de vertedouro.

(***) O referido custo contempla os seguintes itens: Estruturas e Outras Benfeitorias; Barragens e Adutoras; Turbinas e Geradores; Equipamento Elétrico Acessório e Diversos Equipamentos da Usina. Estes custos estão de acordo com o documento denominado “Resumo OPE” (EPE/CNEC, 2010).

7.1.3 Características da Usina Hidrelétrica Santa Branca

Os dados apresentados para a Usina Santa Branca também são originários dos mesmos estudos de Inventário hidrelétrico do rio Tibagi, conforme já mencionado nos dois capítulos anteriores.

O eixo do aproveitamento está situado no rio Tibagi, a cerca de 392 km da foz. O acesso é feito a partir da cidade de Tibagi, através da BR 153, sentido cidade de Alto do Amparo, dobrando-se à esquerda no km 216 e percorrendo cerca de 12 km até a travessia da balsa.

O NA Máximo Normal do reservatório está na cota 765,00 m, e o NA Normal de jusante na cota 721,00 m, resultando uma queda bruta de 44,00 m com uma potência instalada de 60 MW. O aproveitamento terá deplecionamento de 5,0 m, ocasionando um NA mínimo operacional na cota 760,00 m. O vertedouro de superfície é equipado com 3 comportas segmento e permite descarregar uma vazão de 2.661 m³/s, associada a um período de retorno de 10.000 anos. A casa de força é do tipo abrigada, tem 24,61 m de largura e 21,75 m de comprimento, e equipada com 2 grupos hidrogeradores dotados de turbinas Kaplan com caixa semi espiral de concreto. A adução é feita através de 2 unidades de tomada d'água incorporadas à sua estrutura, e por um canal escavado com 110,00 m de comprimento médio e 22,61 m de largura. O barramento, em enrocamento com núcleo de argila, tem cerca de 425 m de extensão, crista com largura de 10,00 m na cota 769,00 m e inunda uma área de 14 km² no NA Máximo Normal. O volume total armazenado nesta cota é de 147 milhões de metros cúbicos (EPE/CNEC, 2010).

A Tabela 9 resume os principais dados de entrada para a obtenção do custo do empreendimento através do cálculo realizado pela ferramental computacional proposta.

Tabela 9 – Dados da Usina Santa Branca.

	Santa Branca	
	Valor	Unidade
Tipo de Turbina	Kaplan	[-]
Número de Unidades	2	[-]
Potência Instalada Total	60.000	[kW]
Nível Máximo Normal de Montante	765,00	[manm]
Nível Mínimo Normal de Montante	760,00	[manm]
Nível Normal de Jusante	721,00	[manm]
Queda Líquida de Referência	43,12	[mca]
Tipo de Barragem (*)	3	[-]
Comprimento da Barragem	500	[m]
Altura Média da Barragem	34,00	[m]
Altura Média da Tomada d'Água	21,20	[m]
Tipo de Vertedouro (**)	1	[-]
Vazão Decamilenar - Vertedouro	2.661	[m³/s]
Vazão de Desvio do Rio	1.428	[m³/s]
Custo do Empreendimento (***)	238.112	[kR\$]

Fonte: Elaborada à partir de dados de EPE/CNEC (2010).

(*) A barragem é do tipo enrocamento com núcleo de argila. O código 3 é uma convenção da ferramenta computacional proposta, para este tipo de barragem.

(**) O tipo de vertedouro é denominado pela EPE/CNEC como VEC = Vertedouro de Encosta Controlado. O código 1 é uma convenção da ferramenta computacional proposta, para este tipo de vertedouro.

(***) O referido custo contempla os seguintes itens: Estruturas e Outras Benfeitorias; Barragens e Adutoras; Turbinas e Geradores; Equipamento Elétrico Acessório e Diversos Equipamentos da Usina. Estes custos estão de acordo com o documento denominado “Resumo OPE” (EPE/CNEC, 2010).

7.2 ESTUDOS DE CASO – ANÁLISE GERAL DA METODOLOGIA PROPOSTA

Na segunda parte são apresentados os estudos de caso completos, que têm como objetivo a análise geral da metodologia e da ferramenta computacional, objetos deste trabalho.

São objetos deste estudo três Usinas Hidrelétricas situadas na região norte do país, cuja principal característica comum é serem aproveitamentos ditos de baixa queda. Estes três empreendimentos são apresentados por MME/EPE (2012) no Plano Decenal de Expansão de Energia 2021 e, são eles: Cachoeira, Castelhano e São Manoel.

As Usinas Cachoeira e Castelhano integram um conjunto de cinco empreendimentos hidrelétricos previstos no âmbito do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), para implantação na bacia hidrográfica do rio Parnaíba, localizada na região Meio-Norte do Brasil,

entre os estados do Piauí e Maranhão (Projetec, 2009). Estas usinas já possuem o estudo de viabilidade técnica e econômica aprovados junto a ANEEL e os processos de licenciamento ambiental também se encontram em andamento. Ambas as usinas possuem potência instalada da ordem de 65 MW.

São Manoel é uma usina que por suas características encontrou-se em bastante evidência no ano de 2013. Esta usina faz parte do complexo de usinas da bacia do rio Teles Pires e, além de ser um aproveitamento dito de baixa queda, também possui uma potência instalada de capacidade expressiva, o que a torna uma das usinas em destaque e fundamentais para a expansão da oferta de energia no Brasil. Este empreendimento deveria ter participado do 16º Leilão de Energia Nova (A-5) em agosto de 2013, porém, foi impedido por questões socioambientais. Em dezembro do mesmo ano conseguiu autorização para participar do 18º Leilão de Energia Nova (A-5), quando foi então negociada sua energia no mercado.

7.2.1 Características da Usina Hidrelétrica Cachoeira

Os dados apresentados neste capítulo são oriundos de duas fontes de informação à saber:

- Estudos para a licitação da expansão da geração – Garantia física dos empreendimentos hidrelétricos - 1º leilão de energia nova A-5 de 2013, elaborado por MME/EPE em julho de 2013. Documento número EPE-DEE-RE-068/2013-r0 (EPE, 2013).
- Estudo de impacto ambiental – EIA / Aproveitamento Hidrelétrico Cachoeira elaborado pela PROJETEC em 2009. Os estudos foram contratados pelo consórcio formado pelas empresas CHESF, ENERGIMP, Construtora Queiroz Galvão e CNEC Engenharia (Projetec, 2009).

O eixo da barragem situa-se a 672 km da foz do Parnaíba, a montante da cidade de Floriano. O reservatório possui área de inundação na cota máxima normal (116,42 m) de 52 km², abarcando terras dos municípios de Floriano, Jurumenha e Guadalupe, no Piauí, Barão de Grajaú e São José dos Patos, no Maranhão (Projetec, 2009).

O Usina Cachoeira é composta basicamente pelas estruturas de concreto – vertedouro, casa de força e tomada d'água - situadas na margem direita do rio e pela barragem de solo

compactado fechando o restante do eixo, abrangendo parte da margem direita, o leito e a ombreira esquerda do rio. A barragem tem seção típica de solo compactado com filtro vertical de areia centralizado associado a tapete de drenagem a jusante do mesmo. A crista da barragem tem largura de 10,00 m e permite a implantação de rodovia para travessia do rio, integrada ao sistema viário local. A barragem tem eixo retilíneo com cerca de 680 m de extensão total na crista e coroamento na elevação 119,50 m. O vertedouro está posicionado na margem direita do rio, entre a casa de força e a barragem. Possui nove vãos, controlados por comportas tipo segmento. A jusante do vertedouro segue a bacia de dissipação convencional revestida com concreto. A restituição à calha natural do rio se dá através de um canal escavado na margem esquerda. A casa de força tem duas unidades geradoras com turbinas do tipo Bulbo, com potência unitária instalada de 31,5 MW, totalizando 63,0 MW (Projetec, 2009).

A Tabela 10 apresenta os dados de entrada utilizados para o cálculo realizado pela ferramental computacional proposta neste trabalho.

Tabela 10 – Dados da UHE Cachoeira.

	Cachoeira	
	Valor	Unidade
Potência Instalada Total	63.000	[kW]
Nível Máximo Normal de Montante	116,42	[manm]
Nível Mínimo Normal de Montante	115,42	[manm]
Nível Normal de Jusante	102,90	[manm]
Queda Líquida de Referência	11,70	[mca]
Tipo de Barragem (*)	1	[-]
Comprimento da Barragem	680	[m]
Tipo de Vertedouro (**)	3	[-]
Vazão Decamlenar - Vertedouro	6.395	[m³/s]
Vazão de Desvio do Rio (***)	3.512	[m³/s]
Taxa de Juros durante Construção (****)	10%	[% ao ano]
Avaliação Financeira:		
Tempo para retorno financeiro (*****)	50	[anos]
Taxa de desconto do mercado	8%	[% ao ano]
Valor de Venda da Energia	102,00	[R\$/MWh]

Fonte: Elaborada à partir de dados de MME/EPE (2013) e PROJETEC (2009).

(*) A barragem é do tipo de terra. O código 1 é uma convenção da ferramenta computacional proposta, para este tipo de barragem.

(**) O vertedouro é denominado do tipo barragem, de ogiva alta, em concreto convencional, conforme o Manual de Inventário do MME/CEPEL (2007). O código 3 é uma convenção da ferramenta computacional proposta, para este tipo de vertedouro.

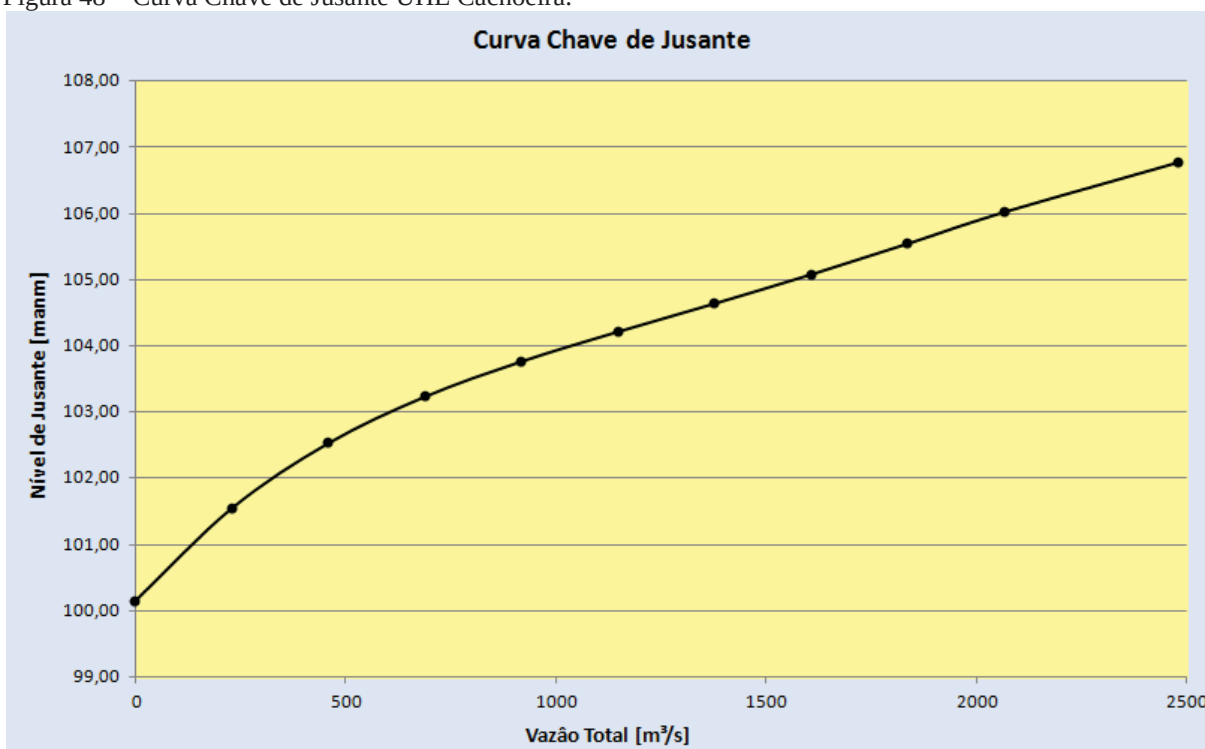
(***) A vazão para dimensionamento do desvio do rio não consta explicitamente na documentação pesquisada. A única informação do tipo encontrada foi a vazão de desvio da UHE Ribeiro Gonçalves, situada na mesma bacia hidrográfica, à montante da UHE Cachoeira. A vazão de desvio é na maioria dos casos calculada para a TR-50 anos (vazão para uma cheia com recorrência de 50 anos). Já a vazão decamilenar, como o próprio nome diz, para uma vazão com recorrência de 10.000 anos. É possível notar em diversos casos analisados que existe uma correlação aproximada entre estes valores, principalmente quando se trata do mesmo rio. Foram verificadas ambas as vazões para a UHE Ribeiro Gonçalves, sendo elas: vazão de desvio de $1.580 \text{ m}^3/\text{s}$ e vazão decamilenar de $3.120 \text{ m}^3/\text{s}$ (Projetec, 2009). A relação entre elas resulta em um fator de 0,51. Conhecendo então a vazão decamilenar da UHE Cachoeira, foi possível então estimar a sua vazão de desvio do rio. Lembrando que esta variável é utilizada para a estimativa de custo das estruturas de desvio.

(****) A taxa de juros durante a construção não é mencionada para o caso em questão. Porém, conforme recomendações do Manual de Inventário do MME/CEPEL (2007), adotou-se o valor de 10%.

(*****) O tempo para avaliação do retorno financeiro, ou vida útil do empreendimento, utilizado para a avaliação econômica, também não é mencionado nos ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO (MME/EPE, 2013). Porém, nos Estudos de Impacto Ambiental (EIA) da UHE São Manoel (EPE/CONSÓRCIO DAS EMPRESAS LEME E CONCREMAT, 2011), empreendimento este que faz parte dos mesmos estudos de licitação (já mencionado anteriormente) da UHE Cachoeira, é informado que o tempo considerado nesta análise é 50 anos. Como o Manual de Inventário do MME/CEPEL (2007) também sugere a adoção de 50 anos, conclui-se que este é o melhor valor a ser considerado para efeitos de análise e comparação.

Além dos dados apresentados na Tabela 10, mais algumas informações são necessárias para a execução da ferramenta computacional. A Figura 48 apresentada a curva chave de jusante.

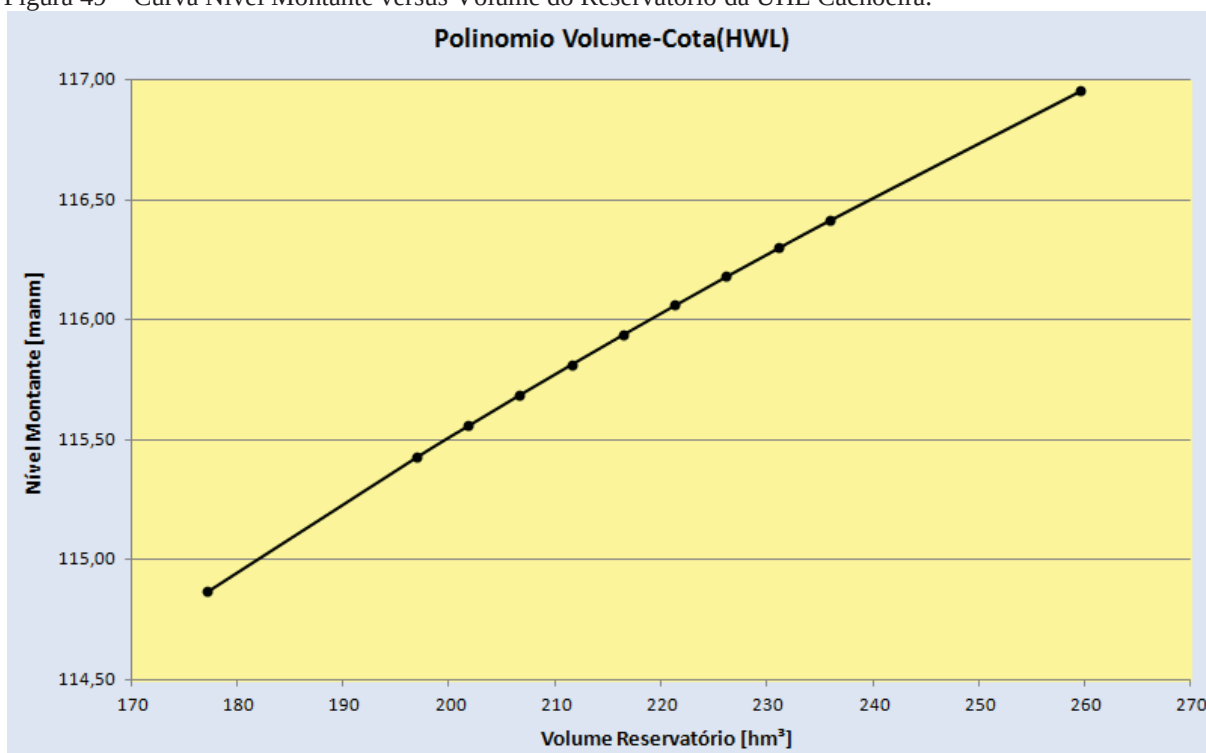
Figura 48 – Curva Chave de Jusante UHE Cachoeira.



Fonte: Elaborado à partir de dados de MME/EPE (2013)

Além da curva chave de jusante, outra informação importante no caso de variação do nível de montante é a curva (ou polinômio) que relaciona o volume d'água do reservatório com o nível de montante da usina. A Figura 49 representa o polinômio em questão.

Figura 49 – Curva Nível Montante versus Volume do Reservatório da UHE Cachoeira.



Fonte: Elaborado à partir de dados de MME/EPE (2013)

Por fim, é apresentada na Tabela 11, a série de vazões médias mensais considerada nos estudos de licitação do MME/EPE (2013) que é utilizada para o cálculo da produção de energia da UHE Cachoeira.

Tabela 11 – Série de Vazões Médias Mensais da UHE Cachoeira.

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1931	482	870	879	698	448	320	273	256	261	345	335	353
1932	499	570	537	588	384	294	274	255	384	343	326	383
1933	768	903	983	956	462	321	272	256	207	302	567	899
1934	1.031	1.066	1.112	708	485	281	238	243	262	288	547	1.033
1935	1.101	941	866	1.088	709	377	261	224	204	354	556	739
1936	835	1.112	770	816	545	262	235	217	202	217	489	563
1937	559	944	759	635	508	293	236	220	218	299	482	694
1938	1.063	923	1.167	888	512	300	221	206	198	233	283	687
1939	906	1.312	1.062	547	303	418	323	283	354	366	620	688
1940	1.209	1.358	1.437	988	432	264	230	217	247	260	512	525
1941	613	980	1.069	833	369	260	244	225	216	241	442	438
1942	742	798	643	533	399	242	211	204	211	360	602	892
1943	905	918	1.084	690	332	251	238	226	216	276	493	710
1944	643	629	579	579	369	254	230	220	209	302	471	780
1945	1.018	944	907	976	648	374	284	270	254	383	527	659
1946	715	760	791	667	412	326	281	271	248	255	479	499
1947	631	777	1.184	1.167	446	307	288	270	279	318	576	743
1948	715	642	819	667	446	306	275	260	271	314	306	713
1949	712	729	772	596	448	328	284	283	259	331	667	592
1950	518	695	756	736	437	271	259	248	248	299	456	587
1951	462	443	657	694	465	297	247	237	224	228	261	440
1952	520	608	820	680	442	272	228	219	276	256	326	598
1953	632	630	644	548	298	211	205	200	219	264	389	480
1954	537	718	630	575	373	258	220	210	200	197	397	400
1955	372	595	653	866	386	188	184	178	183	216	334	471
1956	435	460	535	395	323	237	217	206	193	233	495	742
1957	1.049	789	1.095	1.022	481	302	269	243	243	274	363	641
1958	697	685	800	563	305	259	250	241	232	377	359	473
1959	719	760	703	452	322	273	233	218	211	283	352	413
1960	706	890	1.579	1.024	350	263	241	228	212	244	361	497
1961	714	989	876	524	347	248	214	202	199	205	283	447
1962	843	839	758	538	328	287	236	204	193	254	451	693
1963	688	866	645	509	416	277	223	211	201	192	370	696
1964	1.146	1.131	956	928	605	316	257	226	201	293	410	467
1965	550	610	763	899	448	254	236	208	199	384	419	395
1966	506	942	733	823	522	328	260	221	221	379	442	594
1967	587	661	831	911	580	291	239	226	236	274	400	544
1968	659	654	1.086	657	470	321	254	243	231	358	637	761
1969	683	673	905	676	439	378	281	242	237	260	390	572
1970	776	701	639	499	373	288	264	239	232	402	641	587
1971	473	621	604	732	523	298	248	232	234	292	467	581
1972	527	536	666	645	391	282	249	239	302	325	405	571
1973	843	711	817	779	520	314	267	267	222	441	560	677
1974	678	833	1.446	1.493	947	507	396	332	298	418	518	547
1975	616	777	831	865	517	379	367	289	251	382	444	536
1976	552	857	667	699	431	316	281	266	252	474	497	512
1977	675	737	651	812	723	411	330	286	283	391	394	589
1978	940	806	1.434	854	892	461	363	324	293	384	423	634
1979	947	1.492	803	709	583	390	343	335	335	368	506	488
1980	839	2.038	1.231	634	442	381	346	311	353	367	569	685
1981	709	586	1.115	1.089	446	367	325	306	272	368	598	488
1982	1.015	745	853	693	400	326	311	295	295	316	331	383
1983	603	883	774	552	350	309	285	263	258	301	367	632
1984	527	595	793	1.071	455	320	274	245	278	305	329	403
1985	1.047	1.408	1.275	2.066	899	547	423	372	347	454	542	1.145

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1986	1.172	1.070	1.296	994	643	465	398	354	326	460	447	506
1987	577	486	955	815	493	348	310	291	276	327	429	564
1988	589	606	1.106	932	505	364	310	286	250	312	378	706
1989	542	587	935	1.094	722	419	340	309	300	352	537	1.134
1990	937	744	821	625	410	326	316	265	280	347	377	421
1991	907	664	746	764	449	332	300	267	257	261	403	409
1992	724	1.183	490	512	342	276	250	235	244	244	399	565
1993	459	612	522	462	352	264	241	226	239	274	314	405
1994	545	581	891	724	373	325	277	233	214	229	336	489
1995	677	630	641	945	636	375	299	250	225	238	374	521
1996	615	536	707	683	480	324	284	234	213	287	460	397
1997	798	536	1.008	976	608	358	287	269	256	290	291	442
1998	515	448	496	340	306	238	221	199	191	216	363	448
1999	498	489	738	373	367	257	221	203	221	228	455	751
2000	825	982	963	808	458	319	301	252	240	233	360	704
2001	415	499	745	524	386	301	262	222	239	260	349	450
2002	1.677	726	548	585	372	299	257	227	237	218	295	399
2003	569	580	815	559	381	302	245	229	216	213	293	323
2004	1.015	1.593	1.011	565	375	298	267	242	207	273	258	395
2005	584	823	1.033	717	525	339	282	258	234	203	325	440
2006	375	521	674	1.341	587	355	297	261	295	354	382	381
2007	440	984	632	503	379	303	258	237	219	219	252	430
2008	449	626	979	1.166	508	333	280	252	238	214	292	497
2009	475	558	566	946	1.188	474	349	289	269	378	354	472
2010	540	514	604	688	368	309	264	247	230	285	351	402
2011	517	746	1.047	627	443	319	287	253	215	314	402	434

Fonte: (MME/EPE, 2013)

7.2.2 Características da Usina Hidrelétrica Castelhana

Os dados apresentados neste capítulo são oriundos de duas fontes de informação à saber:

- Estudos para a licitação da expansão da geração – Garantia física dos empreendimentos hidrelétricos - 1º leilão de energia nova A-5 de 2013, elaborado por EPE/MME em julho de 2013. Documento número EPE-DEE-RE-068/2013-r0 (EPE, 2013).
- Estudo de impacto ambiental – AHE Castelhana elaborado pela PROJETEC em 2009. Os estudos foram contratados pelo consórcio formado pelas empresas CHESF, ENERGIMP, Construtora Queiroz Galvão e CNEC Engenharia (Projetec, 2009).

O eixo da barragem situa-se a 541 km da foz do Parnaíba, a montante da cidade de Parnarama. O reservatório possui área de inundação na cota máxima normal de 77 km²,

abarcando terras dos municípios de Palmeirais e Amarante, no Piauí, Parnarama e São Francisco do Maranhão, no Estado do Maranhão (Projetec, 2009).

A UHE Castelhana é composta basicamente pela barragem de solo compactado, fechando parte do leito do rio e parte da sua margem direita, pela estrutura do vertedouro, situada junto à ombreira esquerda e ocupando parte do leito do rio, e pela casa de força situada junto à ombreira direita do rio. A barragem terá cerca de 445 m de extensão fechando parte do leito do rio e da sua margem direita, entre o vertedouro e a casa de força. Devido à grande disponibilidade de solo nas proximidades do sítio do aproveitamento, a barragem foi projetada com seção típica de solo compactado com filtro vertical de areia centralizado e, permite a implantação de rodovia para travessia do rio. O vertedouro está posicionado na ombreira esquerda ocupando parte do leito do rio. Possui 14 vãos controlados por comportas tipo segmento. A casa de força tem duas unidades geradoras com turbinas do tipo Bulbo, com potência unitária instalada de 32 MW, totalizando 64 MW (Projetec, 2009).

A Tabela 12 apresenta parte dos dados de entrada utilizados para o cálculo realizado pela ferramental computacional proposta neste trabalho.

Tabela 12 – Dados da UHE Castelhana.

	Castelhano	
	Valor	Unidade
Potência Instalada Total	64.000	[kW]
Nível Máximo Normal de Montante	86,00	[manm]
Nível Mínimo Normal de Montante	85,00	[manm]
Nível Normal de Jusante	73,20	[manm]
Queda Líquida de Referência	10,90	[mca]
Tipo de Barragem (*)	1	[-]
Comprimento da Barragem	445	[m]
Tipo de Vertedouro (**)	3	[-]
Vazão Decamilenar - Vertedouro	11.321	[m³/s]
Vazão de Desvio do Rio (***)	5.733	[m³/s]
Taxa de Juros durante Construção (****)	10%	[% ao ano]
Avaliação Financeira:		
Tempo para retorno financeiro (*****)	50	[anos]
Taxa de desconto do mercado	8%	[% ao ano]
Valor de Venda da Energia	102,00	[R\$/MWh]

Fonte: Elaborada à partir de dados de MME/EPE (2013) e PROJETEC (2009).

(*) A barragem é do tipo de terra. O código 1 é uma convenção da ferramenta computacional proposta, para este tipo de barragem.

(**) O vertedouro é denominado do tipo barragem, de ogiva alta, em concreto convencional, conforme o Manual de Inventário do MME/CEPEL (2007). O código 3 é uma convenção da ferramenta computacional proposta, para este tipo de vertedouro.

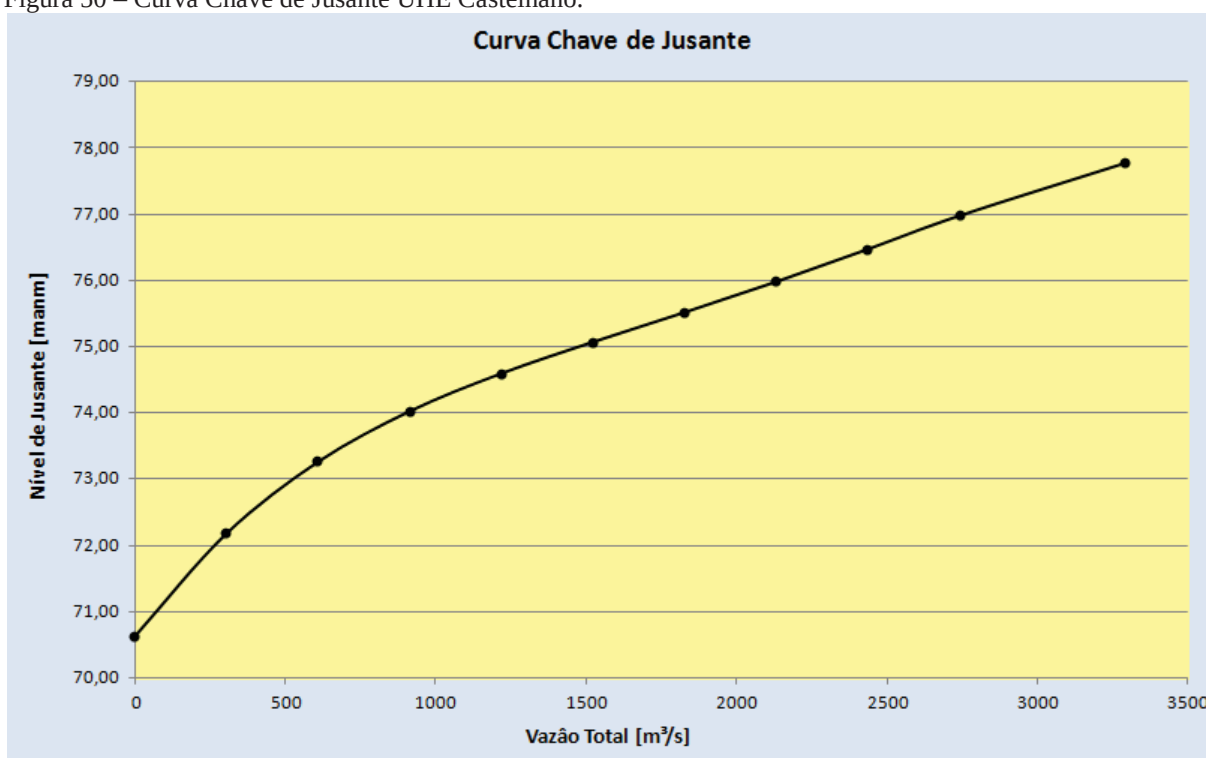
(***) Assim como para UHE Cachoeira, a vazão para dimensionamento do desvio do rio não consta explicitamente na documentação pesquisada. Utilizando-se da mesma relação entre vazão de desvio e vazão decamilenar, fator de 0,51, e conhecendo então a vazão decamilenar da UHE Castelhano, foi possível então estimar a sua vazão de desvio do rio.

(****) A taxa de juros durante a construção também não é mencionada para o caso em questão. Portanto, também adotou-se o valor de 10%, assim como para UHE Cachoeira.

(*****) O tempo para avaliação do retorno financeiro, ou vida útil do empreendimento, utilizado para a avaliação econômica, também não é mencionado na documentação consultada. Da mesma maneira como foi considerado para o caso da UHE Cachoeira, foi adotado o tempo de 50 anos para efeitos de análise e comparação.

Além dos dados apresentados na Tabela 12, mais algumas informações são necessárias para a execução da ferramenta computacional. A Figura 50 apresentada a curva chave de jusante.

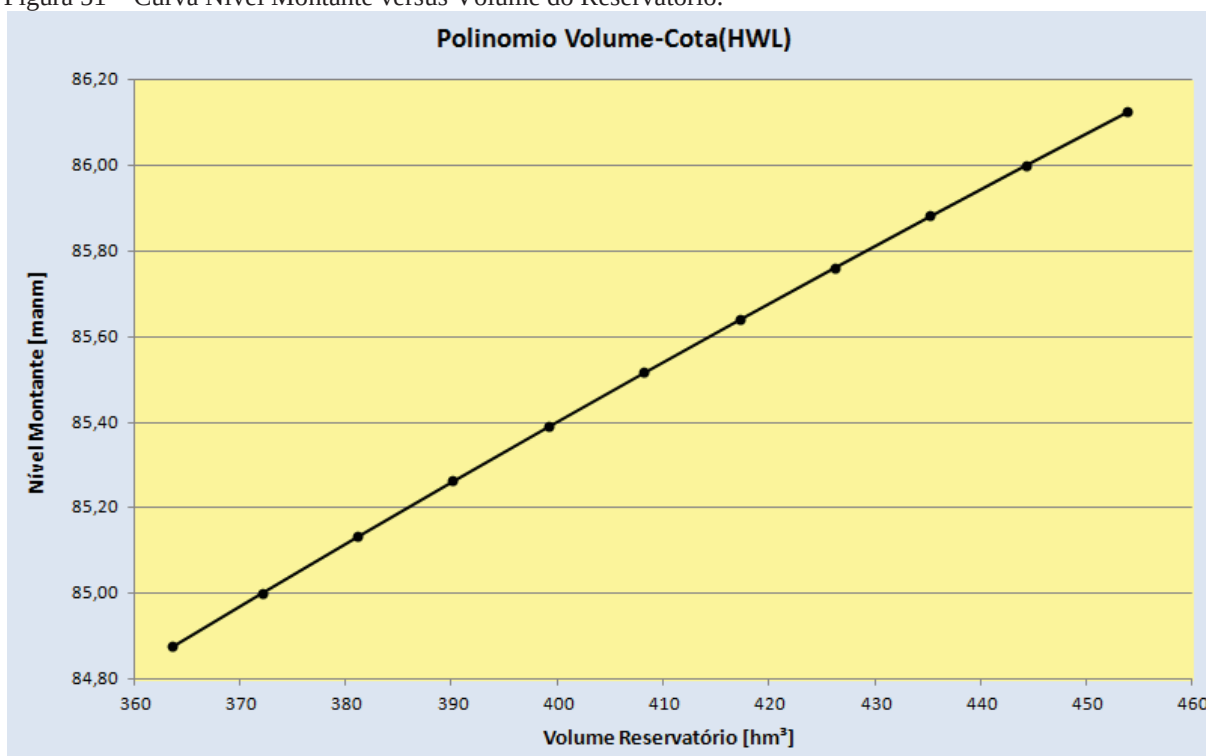
Figura 50 – Curva Chave de Jusante UHE Castelhano.



Fonte: Elaborado à partir de dados de MME/EPE (2013)

Além da curva chave de jusante, outra informação importante no caso de variação do nível de montante é a curva (ou polinômio) que relaciona o volume d'água do reservatório com o nível de montante da usina. A Figura 51 representa o polinômio em questão.

Figura 51 – Curva Nível Montante versus Volume do Reservatório.



Fonte: Elaborado à partir de dados de MME/EPE (2013)

Por fim, é apresentada na Tabela 13, a série de vazões médias mensais considerada nos estudos de licitação do MME/EPE (2013) que é utilizada para o cálculo da produção de energia da UHE Castelhana.

Tabela 13 – Série de Vazões Médias Mensais da UHE Castelhana.

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1931	534	997	1.008	790	494	346	292	273	278	375	364	384
1932	554	638	598	659	420	317	294	273	420	372	353	419
1933	873	1.036	1.134	1.100	510	347	291	274	218	325	634	1.031
1934	1.192	1.235	1.292	801	537	301	253	258	280	309	610	1.194
1935	1.278	1.083	992	1.262	803	411	278	237	215	385	621	839
1936	954	1.291	876	931	608	280	249	229	213	229	542	629
1937	624	1.086	863	714	565	315	251	232	230	322	534	785
1938	1.232	1.061	1.359	1.018	569	323	233	217	208	247	304	777
1939	1.041	1.538	1.230	610	326	460	350	304	385	399	696	778
1940	1.410	1.595	1.692	1.140	475	282	243	229	263	277	569	585
1941	688	1.130	1.239	952	403	278	260	238	228	256	487	482
1942	842	910	725	594	437	257	222	215	223	393	675	1.023
1943	1.039	1.055	1.258	780	360	268	253	240	228	295	546	804
1944	724	707	648	648	403	271	244	233	220	325	521	889
1945	1.177	1.086	1.041	1.126	730	408	304	289	271	419	587	743
1946	810	864	902	752	452	352	302	290	264	272	530	554
1947	709	885	1.380	1.359	492	332	310	289	299	344	644	843
1948	810	723	935	753	492	330	295	277	290	339	330	807
1949	806	827	878	668	494	356	305	304	276	358	753	664
1950	576	786	859	835	481	290	276	264	264	323	503	657
1951	510	488	740	785	514	320	263	251	237	242	279	484
1952	579	682	936	768	486	291	241	231	296	273	353	671
1953	711	708	726	611	321	222	216	211	232	282	426	531
1954	599	814	709	643	407	276	233	222	210	207	435	438
1955	406	667	736	992	422	197	192	186	192	228	362	522
1956	479	508	596	432	350	252	229	217	202	247	549	843
1957	1.214	898	1.270	1.182	532	325	288	258	258	293	395	722
1958	789	774	912	629	329	277	266	257	246	412	391	523
1959	814	864	795	499	348	292	247	231	222	304	383	453
1960	799	1.021	1.870	1.184	381	282	257	241	224	259	393	552
1961	809	1.141	1.004	583	377	264	226	212	209	215	303	493
1962	964	960	862	600	355	308	251	215	202	271	498	783
1963	777	992	727	565	457	297	236	223	211	202	403	788
1964	1.333	1.314	1.101	1.067	679	342	274	239	211	316	449	516
1965	614	684	868	1.032	494	271	250	219	209	419	460	432
1966	562	1.084	831	940	581	355	278	234	234	414	487	666
1967	657	745	950	1.046	649	313	254	239	251	293	438	607
1968	743	737	1.260	741	520	347	271	259	246	390	717	865
1969	771	759	1.039	764	484	412	302	257	252	278	427	640
1970	883	793	720	553	407	310	282	254	246	441	722	657
1971	523	698	677	831	582	320	265	246	248	314	517	650
1972	586	597	751	727	428	303	265	254	326	352	444	639
1973	963	805	932	886	578	339	286	285	234	486	625	764
1974	822	1.002	1.813	2.075	1.054	531	411	344	314	448	548	587
1975	673	873	976	952	599	396	379	301	277	414	480	591
1976	637	970	738	757	479	351	300	283	270	511	512	542
1977	766	860	734	961	813	442	354	325	319	410	423	618
1978	1.107	885	1.540	1.054	1.052	521	391	341	310	400	454	691
1979	1.016	1.531	938	808	669	419	356	343	357	387	534	550
1980	912	2.245	1.589	658	451	387	353	318	356	376	580	691
1981	728	630	1.266	1.312	473	374	331	312	280	371	600	514
1982	1.016	775	933	754	418	339	317	301	300	322	353	400
1983	617	966	797	589	357	316	292	269	265	306	379	661
1984	578	689	902	1.368	518	340	291	257	292	326	355	433
1985	1.110	1.578	1.620	2.742	1.173	558	431	379	352	458	546	1.171

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1986	1.255	1.168	1.580	1.289	712	483	405	361	336	469	464	516
1987	615	536	1.082	963	533	357	317	298	283	340	444	591
1988	641	668	1.264	1.203	570	383	319	293	257	331	388	756
1989	606	637	1.105	1.489	921	460	359	324	309	361	554	1.243
1990	1.138	853	958	724	437	336	327	274	289	352	384	444
1991	946	745	873	893	478	352	308	278	267	278	422	443
1992	776	1.468	622	609	363	292	258	244	253	259	418	593
1993	513	669	605	523	388	284	260	248	260	307	350	447
1994	629	681	1.145	927	429	358	298	247	232	250	359	525
1995	765	724	766	1.246	800	432	315	263	245	261	413	592
1996	742	652	882	919	604	367	317	254	254	327	515	467
1997	898	616	1.157	1.263	742	400	310	295	279	315	325	501
1998	615	539	597	396	335	257	237	216	212	240	392	505
1999	569	602	941	451	415	286	245	229	251	264	515	843
2000	978	1.183	1.241	1.037	538	351	329	271	265	269	413	748
2001	486	587	850	621	427	357	300	253	274	294	390	516
2002	1.891	886	637	656	411	325	276	246	258	246	329	460
2003	682	700	971	660	419	327	265	252	241	255	353	372
2004	1.377	2.127	1.265	646	404	309	275	250	216	281	276	413
2005	618	898	1.113	774	577	352	296	270	246	212	336	492
2006	398	567	786	1.696	721	386	318	273	314	375	422	416
2007	459	1.065	756	557	403	321	272	248	240	235	265	453
2008	478	709	1.145	1.642	616	360	291	273	248	226	313	532
2009	533	624	670	1.183	1.493	528	364	305	283	392	381	491
2010	578	548	665	771	398	329	285	267	251	312	381	439
2011	561	846	1.227	735	496	334	302	264	233	351	434	464

Fonte: (MME/EPE, 2013)

7.2.3 Características da Usina Hidrelétrica São Manoel

Os dados apresentados neste capítulo são oriundos de duas fontes de informação à saber:

- Estudos para a licitação da expansão da geração – Garantia física dos empreendimentos hidrelétricos - 1º leilão de energia nova A-5 de 2013, elaborado por EPE/MME em julho de 2013. Documento número EPE-DEE-RE-068/2013-r0 (EPE, 2013).
- Estudos de impacto ambiental (EIA) da UHE São Manoel, (EPE/ CONSÓRCIO DAS EMPRESAS LEME E CONCREMAT, 2011).

A energia a ser gerada na UHE São Manoel faz parte do esforço de expansão da capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional (SIN) para atender à crescente demanda por energia elétrica do mercado consumidor. Ela deverá abastecer os grandes centros consumidores do Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, onde se concentram os déficits atuais e

previstos, e tem potencial hidrelétrico competitivo já praticamente todo explorado. O empreendimento deverá, também, atender à demanda energética na região norte de Mato Grosso e sul do Pará. A meta de geração do empreendimento é de 700 MW de potência instalada (EPE/CONSÓRCIO DAS EMPRESAS LEME E CONCREMAT, 2011).

O sítio escolhido para a UHE São Manoel está localizado no trecho médio do rio Teles Pires, que se estende desde as proximidades da foz do rio São Benedito até a foz do rio Verde. O eixo previsto para a localização da UHE São Manoel situa-se a aproximadamente 1.200 m a montante da foz do rio dos Apicás, em um trecho em que o rio Teles Pires desenvolve-se em um vale, correndo através de canais e fortes corredeiras que contornam um grande número de ilhas e ilhotas rochosas (EPE/CONSÓRCIO DAS EMPRESAS LEME E CONCREMAT, 2011).

As características do aproveitamento definidas nos estudos de viabilidade são as seguintes: nível d'água máximo normal de montante na elevação 161 m, operação a fio d'água, potência instalada igual a 700 MW e 5 unidades geradoras tipo Kaplan. A alternativa escolhida, apresenta as seguintes características principais:

- Implantação das estruturas principais ao longo de um único eixo, com extensão de aproximadamente 925 m. Da margem esquerda para a direita estão alinhadas as estruturas de barramento, vertimento/desvio, circuito de geração e barramento na ombreira direita.
- A barragem no leito do rio, localizada no atual leito do rio, é de gravidade em CCR – Concreto Compactado a Rolo, com crista na cota 165,00 m, e comprimento total na crista de aproximadamente 377 m.
- O vertedouro é do tipo controlado, dotado de seis unidades de comportas tipo segmento. O desvio se dará pelos vãos rebaixados das ogivas, concretadas em segundo estágio.
- A barragem na ombreira direita é também de CCR, com crista na cota 165,00 m, e comprimento total na crista de aproximadamente 182 m (EPE/CONSÓRCIO DAS EMPRESAS LEME E CONCREMAT, 2011).

A Tabela 14 apresenta parte dos dados de entrada utilizados para o cálculo realizado pela ferramental computacional proposta neste trabalho.

Tabela 14 – Dados da UHE São Manoel.

	São Manoel	
	Valor	Unidade
Potência Instalada Total	700.000	[kW]
Nível Máximo Normal de Montante	161,00	[manm]
Nível Mínimo Normal de Montante	161,00	[manm]
Nível Normal de Jusante	138,20	[manm]
Queda Líquida de Referência	20,20	[mca]
Tipo de Barragem (*)	4	[-]
Comprimento da Barragem	559	[m]
Tipo de Vertedouro (**)	3	[-]
Vazão Decamilenar - Vertedouro	13.828	[m³/s]
Vazão de Desvio do Rio (***)	9.026	[m³/s]
Taxa de Juros durante Construção (****)	10%	[% ao ano]
Avaliação Financeira:		
Tempo para retorno financeiro (*****)	50	[anos]
Taxa de desconto do mercado	8%	[% ao ano]
Valor de Venda da Energia	102,00	[R\$/MWh]

Fonte: Elaborada à partir de dados de MME/EPE (2013) e EPE/CONSÓRCIO DAS EMPRESAS LEME E CONCREMAT (2011).

(*) A barragem é do tipo concreto compactado à rolo. O código 4 é uma convenção da ferramenta computacional proposta, para este tipo de barragem.

(**) O vertedouro é denominado do tipo barragem, de ogiva alta, em concreto convencional, conforme o Manual de Inventário do MME/CEPEL (2007). O código 3 é uma convenção da ferramenta computacional proposta, para este tipo de vertedouro.

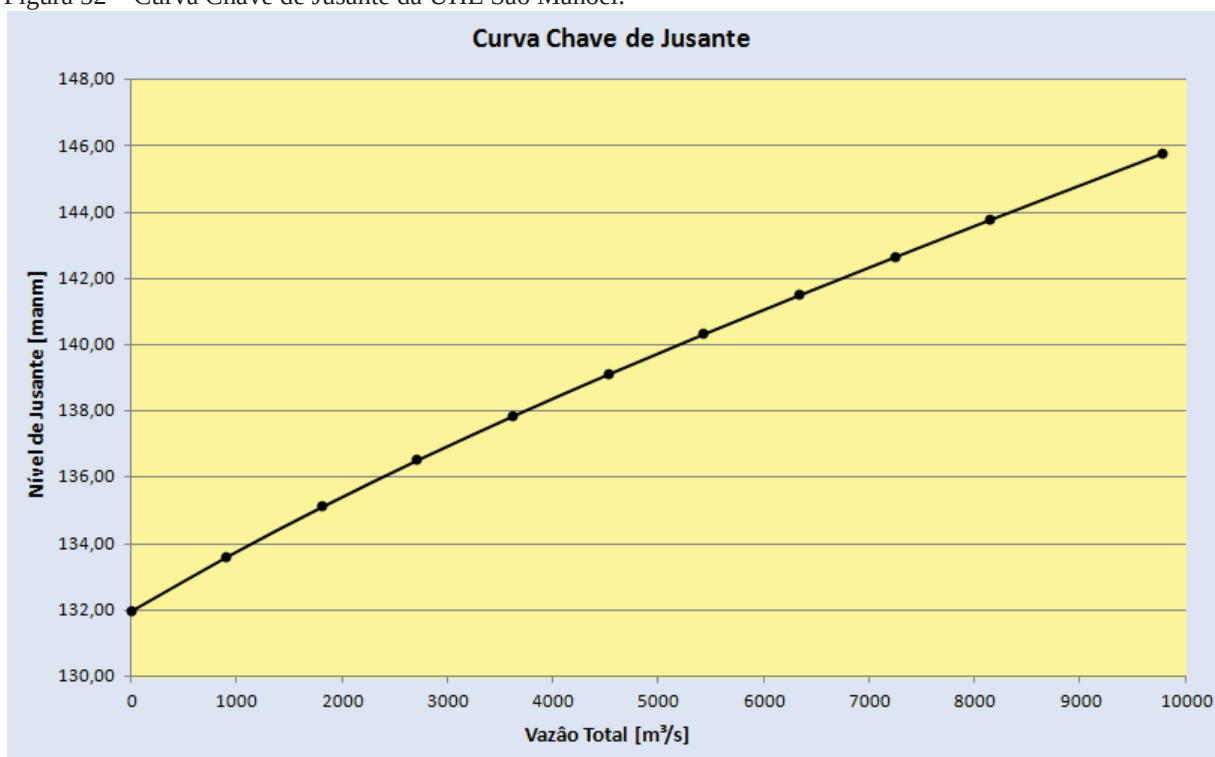
(***) A vazão para dimensionamento do desvio do rio não consta explicitamente na documentação pesquisada. A única informação do tipo encontrada foi a vazão de desvio da UHE Teles Pires, situada na mesma bacia hidrográfica da UHE São Manoel. Conforme dito anteriormente, a vazão de desvio é na maioria dos casos calculada para a TR-50 anos (vazão para uma cheia com recorrência de 50 anos). Já a vazão decamilenar, como o próprio nome diz, para uma vazão com recorrência de 10.000 anos. É possível notar em diversos casos analisados que existe uma correlação aproximada entre estes valores, principalmente quando se trata do mesmo rio. Foram verificadas ambas as vazões para a UHE Teles Pires, sendo elas: vazão de desvio de 9.026 m³/s e vazão decamilenar de 13.704 m³/s (EPE/CONSÓRCIO LEME - CONCREMAT, 2010). Sabendo que a vazão decamilenar da UHE São Manoel é 13.828 m³/s, ou seja, um valor praticamente igual à vazão decamilenar da UHE Teles Pires, então, optou-se por adotar o mesmo valor de vazão de desvio do rio para a usina aqui em questão.

(****) A taxa de juros durante a construção também não é mencionada para o caso em questão. Portanto, também adotou-se o valor de 10%, assim como para os dois casos anteriores.

(*****) O tempo para avaliação do retorno financeiro, ou vida útil do empreendimento, utilizado para a avaliação econômica, também não é mencionado na documentação consultada. Da mesma maneira como foi considerado nos dois casos anteriores, foi adotado o tempo de 50 anos para efeitos de análise e comparação.

Além dos dados apresentados na Tabela 14, mais algumas informações são necessárias para a execução da ferramenta computacional. A Figura 52 apresenta a curva chave de jusante.

Figura 52 – Curva Chave de Jusante da UHE São Manoel.



Fonte: Elaborado à partir de dados de MME/EPE (2013).

Para o caso em questão, como não há variação do nível de montante durante a operação normal da usina, não há a necessidade de apresentar a curva (ou polinômio) que relaciona o volume d'água do reservatório com o nível de montante da usina.

Por fim, é apresentada na Tabela 15, a série de vazões médias mensais considerada nos estudos de licitação do MME/EPE (2013) que é utilizada para o cálculo da produção de energia da UHE São Manoel.

Tabela 15 – Série de Vazões Médias Mensais da UHE São Manoel.

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1931	3.730	4.364	4.899	3.635	2.532	1.859	1.448	1.196	1.042	1.566	2.254	3.113
1932	3.386	3.878	4.585	3.117	2.208	1.652	1.312	1.105	977	899	1.124	1.533
1933	4.033	4.452	3.829	3.602	2.494	1.818	1.405	1.152	997	902	1.480	3.706
1934	4.122	4.774	4.797	4.022	2.742	1.960	1.483	1.191	1.038	918	1.419	2.922
1935	5.535	4.541	5.419	4.344	2.930	2.066	1.539	1.217	1.020	1.322	1.585	2.846
1936	2.981	5.168	3.958	2.976	2.087	1.544	1.212	1.009	885	808	863	1.201
1937	2.769	2.818	4.129	3.881	2.631	1.868	1.402	1.117	943	1.051	1.089	3.896
1938	5.579	4.873	4.050	2.817	1.974	1.459	1.145	952	834	2.148	2.408	3.154
1939	3.188	3.849	3.520	2.569	1.815	1.355	1.074	901	796	731	2.085	3.248
1940	4.766	5.683	6.539	5.541	3.620	2.448	1.733	1.296	1.029	866	2.130	2.312
1941	3.276	4.456	5.594	3.646	2.457	1.732	1.289	1.018	852	1.879	2.119	2.153
1942	3.351	4.058	4.211	4.666	3.073	2.100	1.506	1.144	922	1.477	2.448	2.041
1943	3.730	4.089	4.446	4.057	2.694	1.862	1.355	1.044	854	2.056	2.651	3.740
1944	2.990	3.637	3.753	2.503	1.739	1.273	989	814	708	817	2.021	2.316
1945	3.796	4.919	5.748	4.943	3.221	2.171	1.529	1.138	898	807	2.226	3.404
1946	3.239	5.106	4.964	3.228	2.856	1.942	1.383	1.042	834	706	2.022	2.915
1947	4.989	5.066	5.570	4.253	2.788	1.894	1.348	1.015	811	1.151	1.713	3.179
1948	3.288	4.093	3.909	2.800	1.896	1.344	1.007	801	674	658	1.830	6.852
1949	6.564	6.427	5.470	3.855	2.533	1.727	1.234	934	750	1.729	1.435	3.571
1950	5.294	4.941	5.406	3.558	2.346	1.607	1.156	880	712	994	1.763	4.184
1951	4.667	4.739	7.199	4.562	3.218	2.133	1.471	1.067	820	669	1.629	2.162
1952	3.166	3.546	3.540	3.145	2.084	1.436	1.041	799	651	561	1.047	2.631
1953	3.211	3.905	4.930	3.168	2.092	1.436	1.036	791	641	990	1.067	2.221
1954	3.198	4.402	5.377	3.435	2.250	1.527	1.086	817	652	551	2.047	2.114
1955	4.153	3.538	4.952	3.358	2.198	1.491	1.059	795	634	535	474	2.809
1956	3.055	3.879	3.299	3.380	2.389	1.602	1.122	829	650	540	3.060	3.836
1957	4.017	4.853	4.400	3.350	2.184	1.473	1.038	773	611	512	1.107	2.760
1958	3.694	3.508	3.679	3.376	2.195	1.475	1.035	767	603	502	1.679	3.469
1959	6.343	5.470	6.015	4.049	2.601	1.718	1.179	850	649	526	2.951	3.994
1960	4.849	5.221	4.358	3.480	2.250	1.500	1.042	762	591	774	1.426	2.865
1961	4.328	4.111	4.789	3.090	2.008	1.348	945	699	549	457	1.023	3.162
1962	4.721	5.055	3.208	3.078	1.997	1.337	935	689	538	461	506	4.097
1963	3.500	4.633	4.118	2.978	1.932	1.294	904	666	521	432	1.575	1.791
1964	3.505	2.765	3.025	1.957	1.305	908	665	516	426	1.299	2.835	3.078
1965	3.558	4.132	4.650	3.516	2.253	1.482	1.011	724	549	2.010	2.991	3.006
1966	3.630	4.823	4.052	2.695	1.748	1.171	818	603	471	1.470	1.160	1.542
1967	2.112	2.554	2.873	2.691	1.742	1.163	810	594	462	881	1.433	2.726
1968	2.457	3.085	1.980	1.305	894	642	489	395	338	515	833	2.526
1969	3.300	2.808	2.766	1.977	1.300	887	635	481	386	399	1.560	3.415
1970	4.324	3.998	3.160	2.412	1.562	1.043	727	534	416	916	1.044	911
1971	2.101	3.001	2.200	1.548	1.032	717	525	407	335	482	1.002	1.352
1972	1.921	3.247	2.414	1.557	1.035	716	521	402	329	316	1.932	2.909
1973	3.160	3.303	3.095	1.970	1.283	864	609	452	357	473	2.128	3.590
1974	5.046	4.112	4.037	3.188	2.023	1.313	879	614	453	354	530	2.505
1975	2.730	3.433	3.166	2.607	1.666	1.092	742	528	397	317	994	1.738
1976	2.293	3.441	4.348	3.286	2.130	1.308	876	656	598	923	1.278	2.607
1977	3.406	4.785	3.083	2.763	2.108	1.523	984	716	701	1.052	1.537	2.372
1978	5.747	4.310	8.150	5.267	3.422	1.891	1.392	1.093	948	1.040	1.377	2.710
1979	4.668	5.137	3.382	3.768	2.867	1.711	1.150	904	937	945	1.201	1.315
1980	2.563	5.437	6.591	4.786	2.239	1.486	1.164	897	858	888	1.130	2.117
1981	3.628	4.059	3.768	4.106	2.448	1.314	957	748	626	716	1.235	2.156
1982	3.640	6.577	6.058	4.675	3.228	1.677	1.109	832	872	956	1.011	1.292
1983	3.139	5.432	4.053	3.255	1.657	1.206	881	708	652	843	1.144	2.079
1984	2.732	2.663	3.679	4.097	2.751	1.457	863	594	682	827	1.213	1.964
1985	3.550	4.652	3.982	4.176	2.762	1.396	1.015	785	722	850	1.290	1.552

Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1986	3.907	4.746	4.433	3.590	2.517	1.351	919	732	742	1.251	1.371	1.678
1987	2.864	3.602	3.929	3.204	2.049	1.186	776	625	578	576	1.045	2.504
1988	3.556	4.027	5.403	4.443	2.731	1.591	1.003	707	582	718	1.278	2.816
1989	3.729	4.904	5.190	4.317	3.011	1.514	1.109	847	747	797	1.304	2.959
1990	4.644	4.507	5.858	3.431	2.562	1.725	1.056	820	602	906	1.146	1.751
1991	3.812	5.176	4.979	5.021	1.750	1.312	1.144	1.057	1.054	1.110	1.670	2.121
1992	2.711	4.372	3.940	3.537	2.002	1.376	1.053	914	1.018	1.111	1.398	2.321
1993	2.833	3.787	4.399	3.054	1.668	1.135	884	749	711	827	1.087	1.868
1994	4.322	4.171	5.205	4.158	2.101	1.375	1.108	822	713	831	1.090	1.875
1995	4.701	5.094	5.061	4.813	3.756	2.020	1.260	920	804	894	1.167	2.348
1996	3.017	3.183	3.575	3.576	2.487	1.449	956	766	705	850	1.448	1.818
1997	3.379	4.251	4.878	4.955	3.011	1.687	1.084	805	730	755	882	1.458
1998	1.685	2.683	3.894	2.363	1.501	927	672	560	532	661	1.195	2.135
1999	3.062	2.676	3.711	2.405	1.970	1.102	763	577	585	636	1.152	1.944
2000	4.123	4.753	5.513	3.899	2.164	1.225	874	685	709	719	1.311	2.557
2001	3.118	3.029	3.893	3.111	1.748	1.231	819	613	634	803	1.248	3.298
2002	5.232	4.640	4.243	3.061	1.751	1.167	886	739	718	782	1.157	1.676
2003	3.401	4.862	4.867	5.258	2.850	1.808	1.155	859	778	1.223	1.630	2.225
2004	3.291	5.760	6.794	4.832	2.862	1.734	1.250	952	858	962	1.450	1.782
2005	2.975	4.292	5.409	4.199	2.572	1.488	1.033	782	735	905	1.100	3.469
2006	5.820	4.611	5.077	6.096	3.031	1.626	1.178	933	854	1.224	1.751	2.818
2007	3.803	6.060	5.478	3.145	2.104	1.366	1.014	834	763	832	1.137	2.728
2008	3.850	5.536	5.787	4.746	2.932	1.671	1.139	865	756	913	1.391	2.935
2009	3.422	3.546	4.209	4.350	3.179	1.857	1.218	889	942	1.067	1.727	3.242
2010	4.648	5.466	4.720	4.223	2.016	1.331	974	793	704	748	1.343	2.183
2011	3.360	4.679	4.865	4.290	2.238	1.405	1.017	796	671	962	1.570	2.473

Fonte: (MME/EPE, 2013)

8 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo são apresentados os resultados dos estudos de caso expostos no capítulo anterior que são produtos gerados pela ferramenta computacional e, consequentemente, pela metodologia proposta nesta dissertação.

O resultado final objetivo das análises é poder identificar a solução que apresente a melhor relação custo *versus* benefícios do ponto de vista técnico e econômico para os aproveitamentos hidrelétricos estudados.

Os resultados oriundos da ferramenta são compilados em formato de relatórios e gráficos, que também são gerados de forma automatizada e, são de fácil leitura e interpretação. Um extrato destes resultados será apresentado nesta dissertação, de forma a permitir a análise e discussão dos estudos de caso e, consequentemente, da metodologia proposta.

8.1 ANÁLISE DE CUSTOS

No presente capítulo são apresentados os resultados dos estudos de caso que serviram de base para a validação do cálculo de custos da ferramenta computacional. Os dados destes estudos de caso foram expostos nos capítulos 7.1.1, 7.1.2 e 7.1.3 e, são pertencentes às seguintes futuras usinas hidrelétricas:

- UHE Tibagi Montante
- UHE Cebolão Baixo
- UHE Santa Branca

Como o objetivo desta primeira validação é apenas comparar e avaliar a consistência do cálculo de custos, foram analisadas somente as soluções técnicas propostas pela ferramenta computacional que tinham as mesmas características dos projetos apresentados, pelos órgãos governamentais competentes, nos Estudos de Inventário elaborados para as Usinas do rio Tibagi. Portanto, foram utilizadas para comparação as soluções propostas que têm as mesmas características técnicas, tais como:

- Potência instalada
- Queda líquida de referência
- Tipo de turbina
- Número de unidades geradoras

A Tabela 16 apresenta os valores de custo apresentados pela EPE nos Estudos de Viabilidade das UHEs e os valores calculados pela ferramenta computacional.

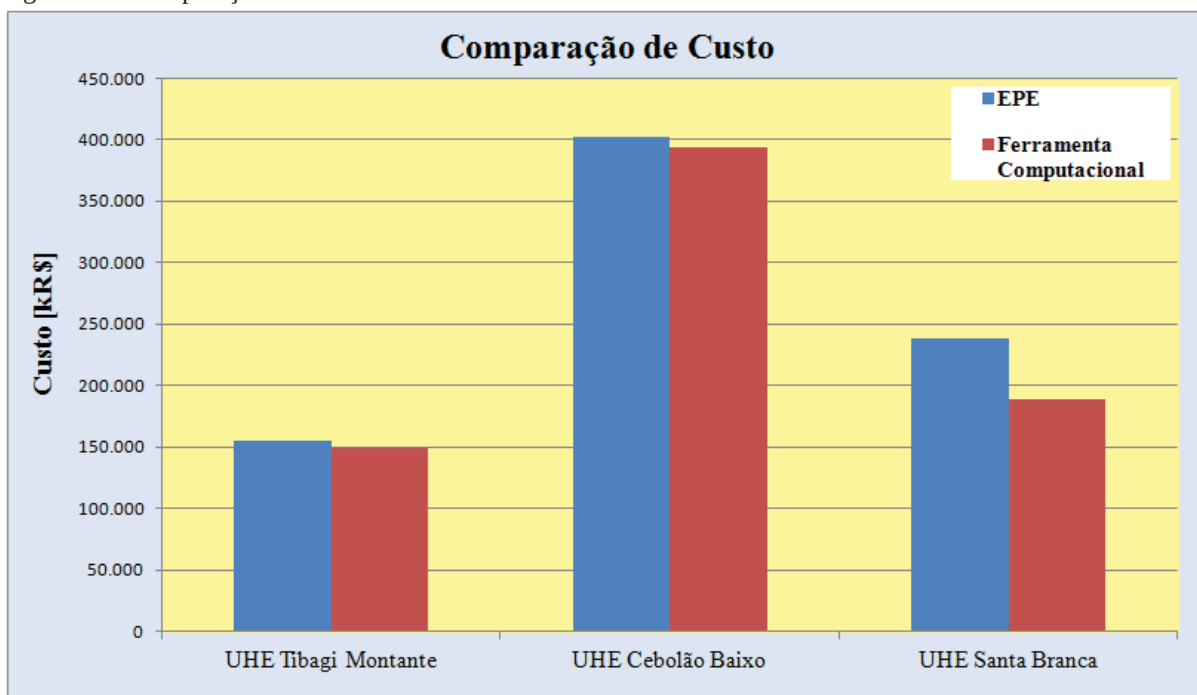
Tabela 16 – Comparação de custos da UHEs.

	Custo em kR\$		Desvio
	EPE	Ferramenta Computacional	
UHE Tibagi Montante	154.597	148.696	-4%
UHE Cebolão Baixo	401.766	393.595	-2%
UHE Santa Branca	238.112	188.577	-21%

Fonte: (Elaborada pelo Autor).

Os valores são também apresentados em forma de gráfico, como apresentado na Figura 53.

Figura 53 – Comparação de custos da UHEs.



Fonte: (Elaborada pelo Autor).

Como pode ser observado nos valores apresentados, existe uma boa proximidade entre os valores apresentados pela EPE e os valores calculados pela ferramenta computacional. Nos casos da UHE Tibagi Montante e UHE Cebolão Baixo pode-se afirmar que a variação entre os valores é praticamente nula, ou seja, a ferramenta apresentou excelentes resultados quantitativos, mesmo não sendo esta uma meta prioritária. Para a UHE Santa Branca o valor calculado apresentou um desvio um pouco maior em relação ao apresentado pela EPE, porém, ainda assim apresenta uma margem de desvio boa e totalmente aceitável para os objetivos desta dissertação.

Vale relembrar e ressaltar, neste momento, que o custo de um empreendimento tão complexo como uma usina hidrelétrica apresenta muitas variáveis e particularidades que variam entre os diversos casos. Portanto, ter um cálculo computacional automatizado, que necessita de poucos dados de entrada, sem análises mais detalhadas do sítio da instalação em questão, que gere resultados num curtíssimo espaço tempo (alguns minutos) e resulte neste nível de precisão apresentado, é algo muito satisfatório e que atinge os objetivos aqui propostos.

8.2 ANÁLISE GERAL DA METODOLOGIA PROPOSTA

No presente capítulo são apresentados os resultados dos estudos de caso que servem de base para a validação da metodologia e ferramenta computacional propostas. Os dados destes estudos de caso foram expostos nos capítulos 7.2.1, 7.2.2 e 7.2.3 e, são pertencentes às seguintes futuras usinas hidrelétricas:

- UHE Cachoeira
- UHE Castelhana
- UHE São Manoel

O objetivo deste capítulo é apresentar os resultados obtidos à partir do cálculo realizado pela ferramenta computacional proposta e, baseado nos mesmos, desenvolver as discussões pertinentes em cada caso. Uma comparação entre os resultados obtidos, ou soluções propostas, e os projetos apresentados pelos órgãos competentes também é realizada com o intuito de comparar e analisar o modelo proposto e enobrecer as discussões.

8.2.1 Usina Hidrelétrica Cachoeira

O estudo de viabilidade técnica e econômica da UHE Cachoeira, realizado pela ferramenta computacional proposta, foi elaborado à partir dos dados de entrada apresentados no capítulo 7.2.1. Além destes dados já apresentados, a execução do cálculo necessita ainda da determinação de uma faixa de busca para dois importantes parâmetros técnicos que ajudam a definir o empreendimento, sendo eles, queda e vazão de referência. Foi adotado na simulação uma variação de 20% pra mais e para menos da vazão de referência estipulada nos Estudos de Viabilidade da EPE. Para a queda de referência, estipulou-se uma variação de um metro para mais e para menos relativo aos estudos da EPE.

Na Tabela 17 é apresentada a planilha gerada pela ferramenta computacional onde estão contidas todas as possíveis soluções encontradas e ainda a indicação da melhor alternativa do ponto de vista econômico. A tabela está classificada, em primeiro nível, por ordem decrescente de Valor Presente Líquido (VPL); em segundo nível por ordem crescente de PayBack; e, finalmente, em terceiro nível por ordem decrescente de Energia Firme. Esta classificação define o nível de atratividade das alternativas e, sendo assim, as primeiras alternativas da tabela, de cima para baixo, corresponderam as mais interessantes do ponto de vista de retorno financeiro.

Tabela 17 – Tabela de alternativas gerada pela ferramenta computacional.

Núm. Solução	Hnet Ref	Potencia Ref	Tipo Turbina	Núm Máq	Energia Média	Energia Firme	Valor Presente Líquido	PayBack	Fator de Aproveitamento	Rotação	Droda	TOTAL COM JUROS
[-]	mca	kW	[-]	[-]	[MWmed]	[MWmed]	kR\$	Anos	[-]	[rpm]	[m]	kR\$
13	12,68	57.146	BULBO	2	40,919	38,402	43.209	29,7	69%	120,00	5,160	389.875
9 (*)	11,70	65.448	BULBO	2	45,085	41,320	41.465	30,8	64%	112,50	5,520	424.525
7	11,70	52.464	BULBO	2	39,485	36,952	41.016	29,8	72%	124,14	4,970	375.717
1	10,72	47.653	BULBO	2	37,453	35,183	36.325	30,5	75%	133,33	4,670	360.450
15	12,68	71.222	BULBO	2	46,000	42,309	35.095	32,7	61%	105,88	5,810	442.050
3	10,72	59.435	BULBO	2	42,179	39,035	34.152	32,2	67%	116,13	5,300	406.069
5	10,72	71.036	BULBO	2	46,619	42,361	26.599	35,3	61%	105,88	5,810	451.128
8	11,70	52.413	KS (**)	2	39,410	36,906	21.260	36,0	72%	116,13	5,180	394.911
2	10,72	47.805	KS	2	37,471	35,209	20.373	36,0	75%	124,14	4,870	376.669
14	12,68	56.931	KS	2	40,792	38,291	19.465	37,1	69%	109,09	5,450	412.329
10	11,70	65.422	KS	2	44,996	41,232	11.710	41,3	64%	102,86	5,810	453.247
11	11,70	77.921	BULBO	2	48,050	42,829	10.602	42,2	56%	102,86	6,030	472.402
4	10,72	59.662	KS	2	42,202	39,009	8.356	43,0	67%	109,09	5,510	431.531
16	12,68	71.055	KS	2	45,870	42,171	3.216	47,1	61%	100,00	6,030	472.332
17	12,68	83.477	BULBO	2	48,334	42,914	-6.492	NA (***)	52%	97,30	6,310	490.459
6	10,72	71.393	KS	2	46,618	42,261	-7.751	NA	60%	100,00	6,020	484.309
12	11,70	78.326	KS	2	48,018	42,729	-28.488	NA	56%	94,74	6,330	510.325
18	12,68	84.666	KS	2	48,324	42,830	-48.763	NA	52%	92,31	6,530	531.741

Fonte: (Elaborada pelo Autor).

(*) Alternativa equivalente à solução determinada pela EPE nos Estudos de Viabilidade.

(**) KS é a abreviação de Kaplan Semi Espiral.

(***) NA significa Não Aplicável. Não foi possível calcular o Payback dentro do cenário de 50 anos simulado. O VPL negativo significa que dentro deste cenário de tempo ainda não seria possível recuperar o investimento. Pode-se concluir que estas soluções não são factíveis do ponto de vista econômico, já que o investidor não teria seu capital retornado no final da vida útil do empreendimento.

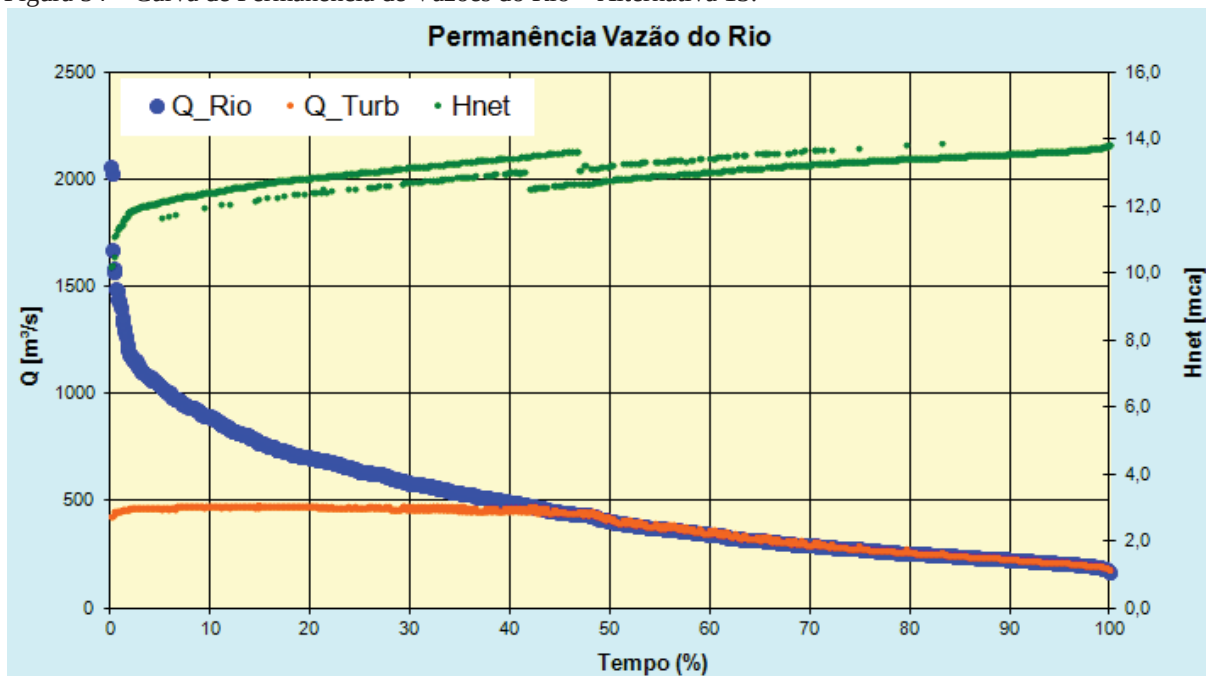
Dentre as alternativas calculadas pelo modelo proposto, a solução que apresenta o maior VPL e, portanto, apresenta a melhor relação custo *versus* benefício é a solução de número 13; com potência total instalada de aproximadamente 57,1 MW que é dividida em 2 unidades geradoras tipo Bulbo. Esta solução apresenta também o menor tempo de retorno do investimento, sendo ele 29,7 anos.

O que é bastante interessante de se observar é que a melhor solução do ponto de vista econômico não é a alternativa que resulta em maior energia gerada. A alternativa 13 apresenta uma energia firme de 38,4 MW médios, que é 11% menor que a energia firme da alternativa 17, que a alternativa com máxima produção energética. Para se chegar na máxima produção energética é necessária uma potência total instalada de 83,5 MW (alternativa 17), o que é 46% maior do que a potência instalada da solução 13. Ou seja, é necessário um incremento de potência instalada proporcionalmente muito maior do que o benefício em energia firme gerada, o que eleva muito o custo do investimento inicial. Comparando estas duas soluções, por exemplo, o diâmetro da roda da turbina da solução 17 é 22% maior do que o diâmetro da solução 13, o que encarece a turbina. Já a rotação da unidade geradora cai 19% para a solução 17, o que encarece o gerador.

Outra observação bastante importante de se fazer é em relação à solução determinada pela EPE nos Estudos de Viabilidade, alternativa 9. Pelo modelo proposto a alternativa 9 não é a melhor do ponto de vista de retorno financeiro, porém, ela aparece em segundo lugar da lista. A alternativa adotada pela EPE (9) apresenta uma potência instalada 14% maior do que a alternativa 13 (primeira da lista proposta), resultando em uma energia firme 7,5% também maior. Apesar do ganho de energia, neste cenário analisado, o VPL desta alternativa é 4% menor do que a melhor solução. Mediante as incertezas, pode-se concluir que uma diferença de apenas 4% indica que ambas soluções devem ser investigadas com mais detalhes em fases mais avançadas de projeto e, nenhuma poderia ser descartada de imediato. Este resultado demonstra que o modelo proposto apresenta um grau de precisão muito bom e poderia ser utilizado neste caso para um estudo de viabilidade técnica e econômica.

Na Figura 54 é apresentada a Curva de Permanência de Vazões do Rio gerada pela ferramenta computacional para a solução 13 (melhor relação custo *versus* benefício).

Figura 54 – Curva de Permanência de Vazões do Rio – Alternativa 13.

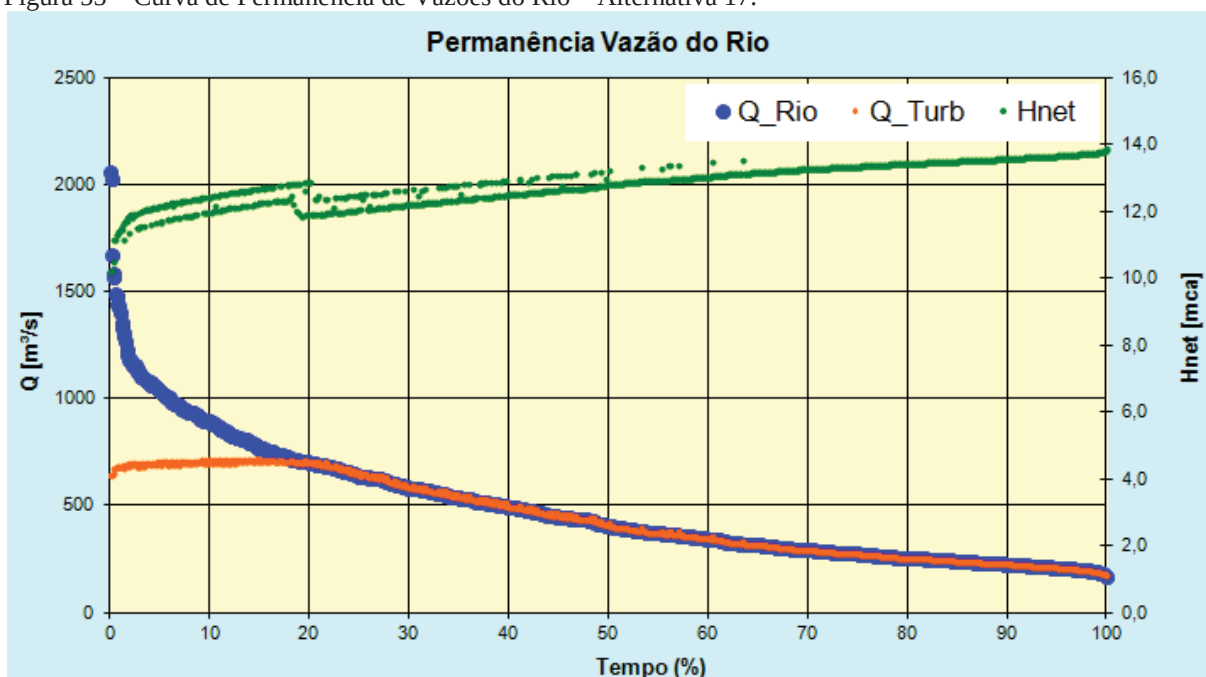


Fonte: (Elaborada pelo Autor).

É possível observar na Figura 54 três curvas, sendo dada ênfase à curva de permanência de vazões do rio (Q_{Rio}). A curva Q_{Turb} representa o quanto de vazão é turbinada e a curva H_{net} representa a queda líquida para cada ponto operacional calculado. Observa-se que para esta alternativa a vazão turbinada permanece sobreposta à curva de vazão do rio desde aproximadamente 43% até 100% do eixo do tempo, ou seja, durante 57% (100% menos 43%) do tempo a capacidade instalada da usina é igual ou superior à potência que se pode obter com a vazão disponível no rio e, então, desta forma não há vertimento. Já nos demais 43% do tempo (faixa de 0% até 43%) a capacidade instalada da usina é menor do que a potência que se poderia gerar com a vazão disponível no rio e, desta forma, a diferença entre as curvas Q_{Rio} e Q_{Turb} é a vazão excedente que será vertida ou armazenada no reservatório.

Para efeitos comparativos, a Figura 55 apresenta o mesmo gráfico anterior, porém, agora para a alternativa com máxima geração de energia firme, a de número 17.

Figura 55 – Curva de Permanência de Vazões do Rio – Alternativa 17.



Fonte: (Elaborada pelo Autor).

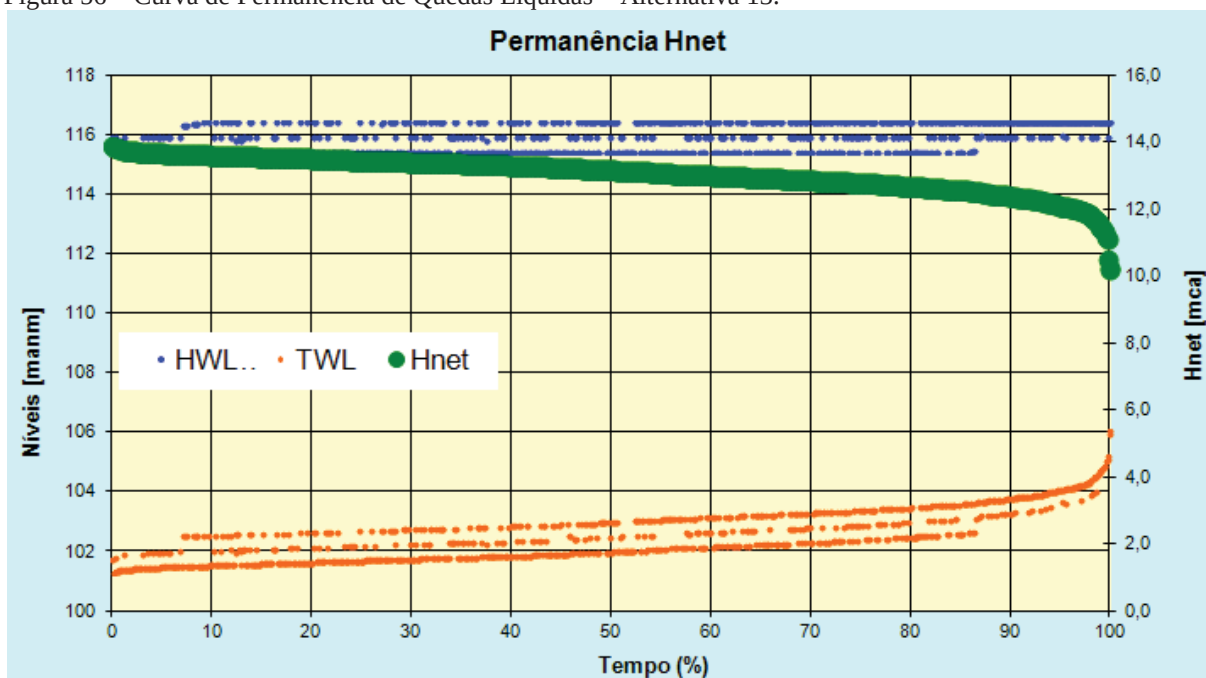
Observa-se que para esta alternativa existe uma diferença bastante significativa na sobreposição das curvas Q_Rio e Q_Turb . Neste caso a vazão turbinada permanece sobreposta à curva de vazão do rio desde aproximadamente 18% até 100% do eixo do tempo, ou seja, durante 82% (100% menos 18%) do tempo a capacidade instalada da usina é igual ou superior à potência que se pode obter com a vazão disponível no rio, não havendo vertimento nesta faixa. Já nos demais 18% do tempo (faixa de 0% até 18%) a capacidade instalada da usina é menor do que a potência que se poderia gerar com a vazão disponível no rio e, desta forma, a diferença entre as curvas Q_Rio e Q_Turb é a vazão excedente que será vertida ou armazenada no reservatório. Fica evidente neste gráfico o significativo aumento na potência instalada desta alternativa.

Apesar da maximização da energia firme gerada, esta alternativa (17) fica bem caracterizada por apresentar uma ociosidade grande da capacidade instalada e isto é refletido no fator de aproveitamento, que neste caso apresenta um valor de 52%, significativamente abaixo do fator da alternativa 13 que é 69%. Ainda explorando este tema, cabe ressaltar que um fator de aproveitamento muito elevado também não é garantia de melhor relação custo *versus* benefício; já que, por exemplo, para se obter exageradamente um fator de 100% seria necessário uma capacidade instalada bastante baixa, onde se teria a usina operando em carga máxima durante todo o tempo. Isto resultaria numa energia firme reduzida e com certeza a

venda da mesma durante a vida útil do empreendimento não pagaria os custos fixos de investimento inicial e, com certeza, não seria uma solução atrativa.

A ferramenta computacional ainda gera outras importantes informações em forma de gráfico que são bastante importantes para análises mais detalhadas de cada alternativa. É apresentada na Figura 56 a curva de permanência de quedas líquidas da usina.

Figura 56 – Curva de Permanência de Quedas Líquidas – Alternativa 13.

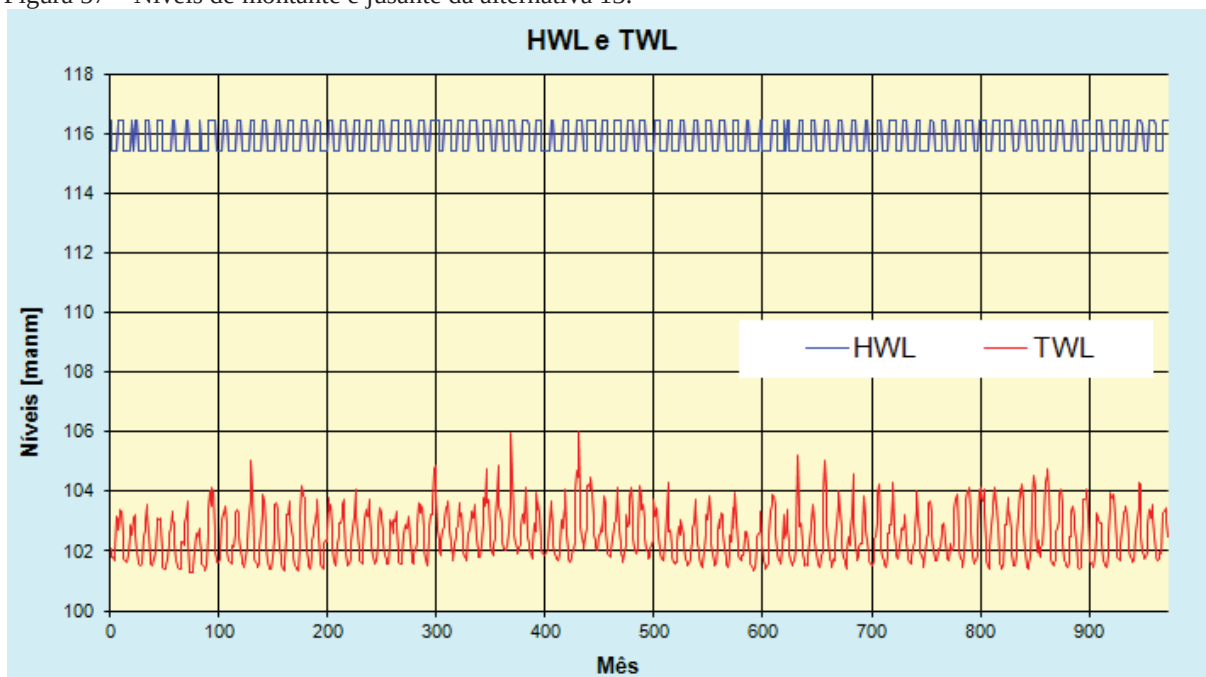


Fonte: (Elaborada pelo Autor).

É possível observar na Figura 56 três curvas, sendo agora dada ênfase à curva de permanência de quedas líquidas, Hnet. A curva HWL representa o nível de montante, ou nível do d'água do reservatório e, a curva TWL representa o nível de jusante para cada ponto operacional calculado. A curva de permanência de quedas líquidas é importante para observar de forma rápida clara e rápida a quantidade de tempo em que a usina terá, no mínimo, a sua queda líquida de referência disponível. Para a alternativa em questão pode-se notar que a permanência da queda líquida de referência (12,68 mca) é da ordem de aproximadamente 90% do tempo, que é um valor bom e aceitável. Ter uma permanência de quedas líquidas acima da queda de referência por uma quantidade de tempo relativamente alta significa uma boa disponibilidade que a usina terá de atender sua capacidade instalada em havendo vazão disponível, o que representa segurança operacional para o sistema como um todo.

Na Figura 57 é possível verificar o comportamento dos níveis d'água de montante e jusante durante a operação da usina. São apresentados também os resultados relativos à alternativa número 13.

Figura 57 – Níveis de montante e jusante da alternativa 13.

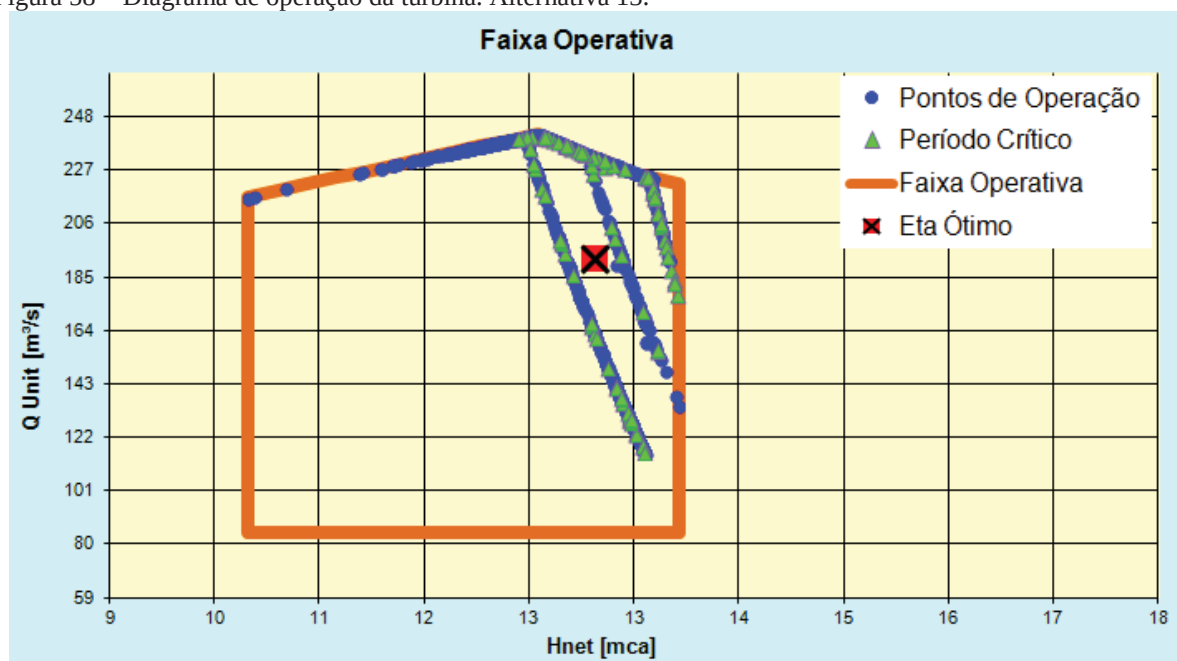


Fonte: (Elaborada pelo Autor).

A curva denominada HWL é relativa ao comportamento do nível de montante e, neste caso do nível d'água do reservatório, durante os meses da série histórica de vazões, neste caso 972 meses. Já a curva TWL é relativa ao nível de jusante da usina, também para os referidos meses. Importante notar o comportamento do reservatório neste caso, que apresenta praticamente na totalidade da série histórica patamares bem definidos que oscilam entre o máximo e mínimo níveis normais de operação estabelecidos para UHE em questão. Observando estes patamares mais no detalhe, na planilha de cálculo detalhada gerada pela ferramenta computacional, é possível notar que os patamares, na maioria deles, é formado de seis em seis meses, demonstrando a visível interferência dos períodos úmido e seco das estações do ano. Já o nível de jusante oscila com em função da vazão turbinada e/ou vertida. A diferença entre os valores de HWL e TWL resulta no valor de queda bruta da usina, para cada mês da histórica.

A última informação que será apresentada na sequência, que também é gerada de forma automatizada pela ferramenta computacional, é o diagrama de operação, que contém a faixa operativa da turbina. A Figura 58 apresenta o diagrama de operação da alternativa 13.

Figura 58 – Diagrama de operação da turbina. Alternativa 13.



Fonte: (Elaborada pelo Autor).

O diagrama apresentado é muito importante para se ter uma ideia clara de como a turbina se comportará nos seus diferentes pontos operacionais da série histórica. As curvas aqui denominadas “Faixa Operativa”, como o próprio nome já diz, limita a área de atuação da turbina em termos de queda líquida e vazão. No eixo das abscissas tem-se os valores de queda líquida e no eixo das ordenadas os valores de vazão de cada turbina. As linhas verticais delimitam as quedas líquidas máxima e mínima que a turbina operará. Interessante notar que a linha horizontal inferior delimita a vazão parcial mínima que a usina poderá operar, sendo para este caso o valor de aproximadamente 84 m³/s. Valores inferiores a este não podem ser turbinados para esta solução, já que provocariam uma operação irregular da turbina e possíveis danos à mesma. As linhas horizontais superiores delimitam a vazão máxima que cada turbina poderá engolir. Nota-se que esta vazão máxima varia com a queda líquida. O ponto de maior vazão corresponde à vazão de referência da turbina, que gera a potência nominal na queda de referência. Para quedas maiores que a queda de referência da turbina, a vazão será reduzida de forma que o produto da vazão pela queda não supere a potência nominal da unidade geradora. Já para quedas menores que a queda de referência, a vazão é limitada pela abertura máxima do distribuidor.

Além da faixa operativa o diagrama apresenta os pontos de operação de toda a série histórica. Os pontos que são representados pelos triângulos preenchidos com a cor verde mostram os pontos operacionais relativos ao período crítico do sistema, conforme já exposto

anteriormente. Já os pontos que são representados pelos círculos preenchidos com a cor azul mostram todos os outros demais pontos operacionais da série. O ponto representado por um quadrado preenchido com a cor vermelha mostra o ponto em que o rendimento da turbina é máximo (“Eta Ótimo”), conforme mencionado no capítulo 5.1.7.1. Os pontos que estão sobre as linhas horizontais superiores (limites de potência e abertura) apresentam vazões disponíveis do rio iguais ou superiores à estes limites. Já os pontos que se encontram dentro da faixa possuem vazões disponíveis menores que a capacidade máxima de absorver vazão (engolimento máximo) das turbinas e, nestes casos, o modelo busca uma otimização da eficiência, fazendo uma escolha entre número de máquinas que resulte na melhor operação possível.

Para os especialistas em turbinas hidráulicas, talvez este seja o diagrama mais importante para o trabalho dos mesmos. Este diagrama estaria mais completo se fossem acrescentadas as curvas de iso-rendimentos da turbina e, aí então, o diagrama poderia ser chamado de “Curva de Colina”. Apesar das curvas de rendimento não serem mostradas no diagrama ora apresentado, os valores de rendimento para cada ponto operacional são calculados e levados em consideração pela ferramenta de cálculo proposta. A ferramenta determina o valor de rendimento do ponto operacional em questão através da interpolação dos valores de rendimento mais próximos da curva de colina do modelo de referência adotado para a simulação. Estas curvas apenas não são plotadas aqui para poupar recurso computacional e tamanho dos arquivos gerados.

Para este caso em particular, nota-se uma boa distribuição dos pontos operacionais dentro da faixa operativa, além do que, muitos dos pontos estão bem distribuídos, na medida do possível, em torno do ponto de rendimento máximo, o que é obviamente bastante interessante. Uma outra constatação importante de se fazer é que nenhum ponto se encontra próximo do limite inferior de vazão, o que conclui-se que não há vazões que deixam de ser turbinadas por falta de capacidade de turbinar vazões parciais; já que quando isso ocorre há significativa perda de energia, sendo este problema apenas contornado com a divisão da potência instalada por um número maior de unidades geradoras. Em geral este recurso acaba encarecendo o empreendimento, porém, em alguns casos acaba sendo vantajoso pelo retorno em energia gerada. Sempre uma análise caso a caso precisa ser feita.

Explorando um pouco mais os resultados e a tabela de alternativas, é importante observar que o tipo de turbina adotada pelo modelo, para a solução 13, foi a Bulbo, o mesmo tipo considerado pela EPE, assim como o número de unidades também foi o mesmo. Vale ainda ressaltar que o modelo também identifica turbinas do tipo Kaplan Semi Espiral como

soluções tecnicamente viáveis, porém, fica evidenciado que para as características desta usina a solução Bulbo é realmente mais vantajosa, enfatizando a solução já adotada pela EPE.

Outro valor a ser observado que indica a precisão do modelo é a energia firme do empreendimento. Para a alternativa 9, que possui mesmas características técnicas da solução proposta pela EPE, foi calculado o valor de 41,3 MW médios, enquanto que a EPE determina para este empreendimento uma energia firme de 43,9 MW médios. A diferença entre os valores foi de apenas 5,9%, o que pode ser considerado um desvio muito bom.

8.2.2 Usina Hidrelétrica Castelhana

O estudo de viabilidade técnica e econômica da UHE Castelhana, realizado pela ferramenta computacional proposta, foi elaborado à partir dos dados de entrada apresentados no capítulo 7.2.2. Para este estudo de caso também foi adotada na simulação uma variação de 20% para mais e para menos da vazão de referência estipulada nos Estudos de Viabilidade da EPE. Para a queda de referência, estipulou-se uma variação também de um metro para mais e para menos relativo aos estudos da EPE (2013).

Na Tabela 18 é apresentada a planilha gerada pela ferramenta computacional onde estão contidas todas as possíveis soluções encontradas e ainda a indicação da melhor alternativa do ponto de vista econômico. Assim como no estudo de caso anterior, a tabela está classificada, em primeiro nível, por ordem decrescente de Valor Presente Líquido (VPL); em segundo nível por ordem crescente de PayBack; e, finalmente, em terceiro nível por ordem decrescente de Energia Firme.

Tabela 18 – Alternativas gerada pela ferramenta – UHE Castelhana – R\$ 102,00/MWh.

Núm. Solução	Hnet Ref	Potencia Ref	Tipo Turbina	Núm Máq	Energia Média	Energia Firme	Valor Presente Líquido	PayBack	Fator de Aproveitamento	Rotação	Droda	TOTAL COM JUROS
[-]	mca	kW	[-]	[-]	[MWmedio]	[MWmedio]	kR\$	Anos	[-]	[rpm]	[m]	kR\$
13	11,88	58.313	BULBO	2	41,467	39,185	-15.705	NA(***)	69%	112,50	5,400	457.619
7	10,90	53.210	BULBO	2	40,027	37,511	-18.575	NA	72%	120,00	5,100	441.609
9 (*)	10,90	66.397	BULBO	2	45,828	42,086	-19.082	NA	65%	105,88	5,740	493.710
1	9,92	47.927	BULBO	2	37,782	35,467	-24.195	NA	76%	124,14	4,880	424.179
3	9,92	59.816	BULBO	2	42,686	39,634	-25.899	NA	68%	112,50	5,430	472.873
15	11,88	72.702	BULBO	2	46,767	43,241	-26.780	NA	61%	100,00	6,050	514.427
5	9,92	71.499	BULBO	2	47,385	43,180	-33.398	NA	62%	102,86	5,940	520.363
14	11,88	58.098	KS (**)	2	41,348	39,090	-48.085	NA	69%	105,88	5,620	488.890
8	10,90	53.174	KS	2	39,963	37,472	-49.443	NA	72%	109,09	5,400	472.000
11	10,90	79.301	BULBO	2	49,104	43,991	-49.629	NA	57%	97,30	6,260	545.739
2	9,92	48.133	KS	2	37,831	35,559	-50.901	NA	75%	116,13	5,080	451.880
4	9,92	60.097	KS	2	43,702	40,550	-52.638	NA	69%	102,86	5,730	509.904
10	10,90	66.382	KS	2	45,759	42,010	-57.164	NA	65%	100,00	5,980	530.897
16	11,88	72.522	KS	2	46,638	43,103	-68.797	NA	61%	94,74	6,280	554.851
17	11,88	85.645	BULBO	2	49,380	44,140	-69.915	NA	53%	92,31	6,560	567.710
6	9,92	71.909	KS	2	47,415	43,107	-79.370	NA	61%	94,74	6,250	565.467
12	10,90	79.501	KS	2	49,060	43,895	-99.208	NA	56%	90,00	6,580	594.192
18	11,88	86.570	KS	2	49,337	44,052	-121.301	NA	52%	87,80	6,800	618.057

Fonte: (Elaborada pelo Autor).

(*) Alternativa equivalente à solução determinada pela EPE nos Estudos de Viabilidade.

(**) KS é a abreviação de Kaplan Semi Espiral.

(***) NA significa Não Aplicável. Não foi possível calcular o Payback dentro do cenário de 50 anos simulado. O VPL negativo significa que dentro deste cenário de tempo ainda não seria possível recuperar o investimento. Pode-se concluir que estas alternativas não são factíveis do ponto de vista econômico, já que o investidor não teria seu capital retornado no final da vida útil do empreendimento.

Neste ponto vale uma reflexão sobre o valor da venda de energia utilizado nesta simulação. Observa-se que nenhuma solução é economicamente atrativa, o que certamente torna este empreendimento inviável. São três as variáveis de entrada que afetam diretamente nesta condição encontrada: tempo para retorno financeiro, taxa de desconto do mercado e o valor de venda da energia. Analisando as três variáveis, condições de contorno do cenário simulado, pode-se fazer algumas discussões interessantes.

Relativo ao tempo para retorno financeiro, para obter-se valores positivos de VPL a única alternativa seria aumentar este tempo considerado. Como já é considerado um tempo bastante grande de 50 anos, esta possibilidade é descartada e não é isto que tornaria este projeto viável.

Com relação à taxa de desconto do mercado, esta poderia sim ser alterada para valores inferiores ao adotado, porém, esta é uma variável bastante subjetiva que leva em consideração aspectos complexos, tais como o cenário econômico ao qual o empreendimento ou até mesmo o capital a ser investido está inserido, a percepção do próprio investidor de que qual valor de taxa é interessante para investir seu capital e, além disso, envolve também a questão de avaliação de risco do negócio. Reduzir esta taxa seria então uma decisão bastante arriscada e que pra esta avaliação julga-se não ser interessante alterar o valor que os estudos de viabilidade propõem baseados em diversos estudos mais aprofundados de mercado.

Resta então a variável do valor da venda de energia, lembrando que para o conjunto de empreendimentos aqui analisados o valor adotado para a venda da energia, que consta nos estudos de viabilidade é um valor único de R\$ 102,00 por MWh. Verificando outros estudos de viabilidade e até mesmo outros empreendimentos que tiveram suas energias vendidas em recentes leilões, conclui-se que este valor poderia sim ser alterado, pois está muito fortemente relacionado à capacidade instalada da usina. Em geral, usinas que apresentam capacidade instalada relativamente maiores tendem a conseguir valores menores para a venda de energia. Se forem comparadas, por exemplo, a UHE Castelhano (64 MW) com a UHE São Manoel (700 MW), fica nítido que muito provavelmente o preço da energia negociado no leilão será maior (R\$/MWh) para UHE Castelhano, já que a mesma, em termos de capacidade instalada, é aproximadamente dez vezes menor do que a UHE São Manoel.

Para verificar qual seria o valor de venda de energia mais adequado à UHE Castelhano, buscou-se outras referências recentes praticadas pelo mercado. O estudo de viabilidade técnica e econômica da UHE Sinop (400 MW), que apresenta uma potência instalada intermediária entre São Manoel e Castelhano, apresenta o valor de R\$ 130,00 por MWh (MME/EPE, 2010). Foram consultados também os valores praticados pelo mercado para usinas negociadas no 16º Leilão de Energia Nova (A-5) – 30 de agosto de 2013 e, que possuem potência instalada mais próximas do caso em questão. A média destes valores é da ordem de R\$ 127,00 por MWh (CCEE, 2013).

Portanto, para analisar-se este estudo de caso com valores mais factíveis e prováveis, adotou-se o valor de venda da energia de R\$ 130,00 por MWh. A Tabela 19 apresenta então as alternativas calculadas considerando agora este novo valor.

Tabela 19 – Alternativas gerada pela ferramenta – UHE Castelhana – R\$ 130,00/MWh.

Núm. Solução	Hnet Ref	Potencia Ref	Tipo Turbina	Núm Máq	Energia Média	Energia Firme	Valor Presente Líquido	PayBack	Fator de Aproveitamento	Rotação	Droda	TOTAL COM JUROS
[-]	mca	kW	[-]	[-]	[MWmedio]	[MWmedio]	kR\$	Anos	[-]	[rpm]	[m]	kR\$
9 (*)	10,90	66.397	BULBO	2	45,828	42,086	111.209	23,0	65%	105,88	5,740	493.710
15	11,88	72.702	BULBO	2	46,767	43,241	107.084	23,8	61%	100,00	6,050	514.427
13	11,88	58.313	BULBO	2	41,467	39,185	105.605	22,8	69%	112,50	5,400	457.619
5	9,92	71.499	BULBO	2	47,385	43,180	100.279	24,4	62%	102,86	5,940	520.363
7	10,90	53.210	BULBO	2	40,027	37,511	97.552	23,2	72%	120,00	5,100	441.609
3	9,92	59.816	BULBO	2	42,686	39,634	96.800	23,9	68%	112,50	5,430	472.873
11	10,90	79.301	BULBO	2	49,104	43,991	86.559	26,3	57%	97,30	6,260	545.739
1	9,92	47.927	BULBO	2	37,782	35,467	85.604	24,0	76%	124,14	4,880	424.179
14	11,88	58.098	KS (**)	2	41,348	39,090	72.920	26,9	69%	105,88	5,620	488.890
4	9,92	60.097	KS	2	43,702	40,550	72.886	27,3	69%	102,86	5,730	509.904
10	10,90	66.382	KS	2	45,759	42,010	72.880	27,7	65%	100,00	5,980	530.897
17	11,88	85.645	BULBO	2	49,380	44,140	66.734	29,1	53%	92,31	6,560	567.710
8	10,90	53.174	KS	2	39,963	37,472	66.553	27,4	72%	109,09	5,400	472.000
16	11,88	72.522	KS	2	46,638	43,103	64.630	29,2	61%	94,74	6,280	554.851
2	9,92	48.133	KS	2	37,831	35,559	59.172	28,1	75%	116,13	5,080	451.880
6	9,92	71.909	KS	2	47,415	43,107	54.068	31,0	61%	94,74	6,250	565.467
12	10,90	79.501	KS	2	49,060	43,895	36.670	34,9	56%	90,00	6,580	594.192
18	11,88	86.570	KS	2	49,337	44,052	15.064	41,7	52%	87,80	6,800	618.057

Fonte: (Elaborada pelo Autor).

(*) Alternativa equivalente à solução determinada pela EPE nos Estudos de Viabilidade.

(**) KS é a abreviação de Kaplan Semi Espiral.

Dentre as alternativas calculadas pelo modelo proposto, a solução que apresenta o maior VPL e, portanto, apresenta a melhor relação custo *versus* benefício é a solução de número 9; com potência total instalada de aproximadamente 66 MW que é dividida em 2 unidades geradoras tipo Bulbo. Esta solução apresenta também um dos menores tempos de retorno do investimento, sendo ele 23 anos.

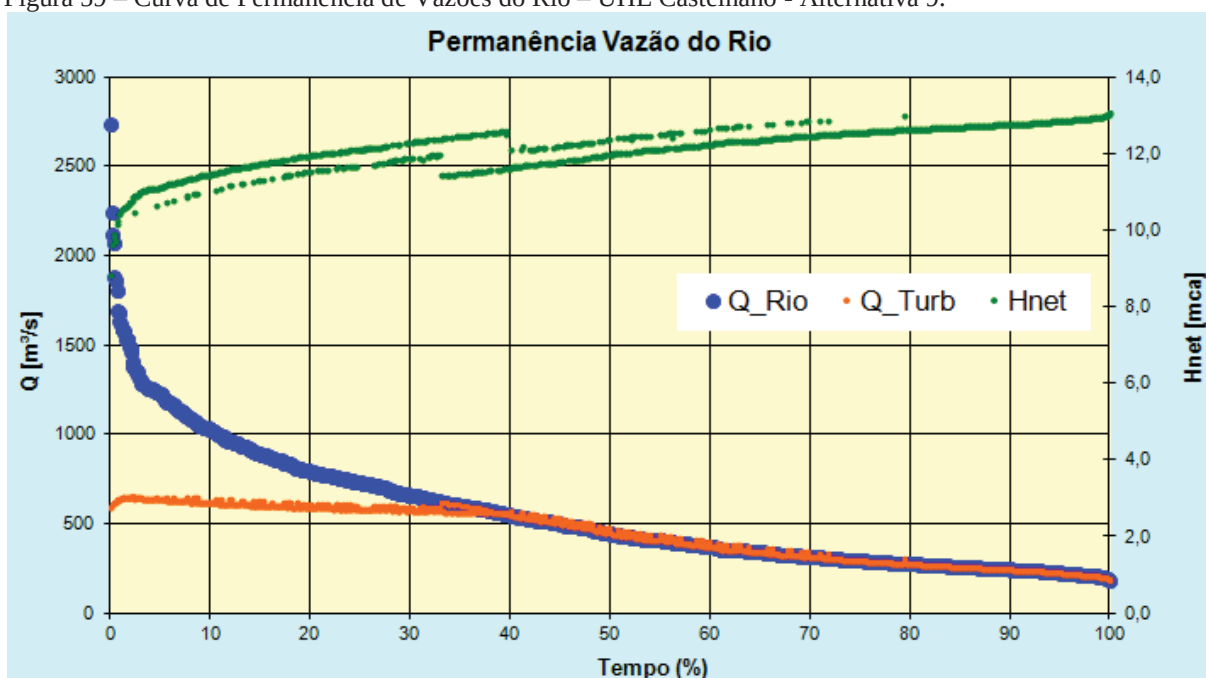
Assim como no estudo de caso anterior, a melhor solução do ponto de vista econômico não é a alternativa que resulta em maior energia gerada. A alternativa 9 apresenta uma energia firme de 42,1 MW médios, que é 4,7% menor que a energia firme da alternativa 17, que a alternativa com máxima produção energética. Para se chegar na máxima produção energética é necessária uma potência total instalada de aproximadamente 86 MW (alternativa 17), o que é 29% maior do que a potência instalada da solução 9. Ou seja, é necessário um incremento de potência instalada proporcionalmente muito maior do que o benefício em energia firme gerada, o que eleva muito o custo do investimento inicial. Comparando estas duas soluções, por exemplo, o diâmetro da roda da turbina da solução 17 é 14% maior do que o diâmetro da

solução 9, o que encarece a turbina. Já a rotação da unidade geradora cai 13% para a solução 17, o que encarece o gerador.

Outra observação bastante importante de se fazer é em relação à solução determinada pela EPE nos Estudos de Viabilidade (EPE, 2013). Para este estudo de caso o modelo proposto resultou na mesma solução adotada pela EPE. Este resultado demonstra que o modelo proposto apresenta um grau de precisão muito bom e poderia ser utilizado, também neste caso, para um estudo de viabilidade técnica e econômica.

Na Figura 59 é apresentada a Curva de Permanência de Vazões do Rio gerada pela ferramenta computacional para a solução 9 (melhor relação custo *versus* benefício).

Figura 59 – Curva de Permanência de Vazões do Rio – UHE Castelhana - Alternativa 9.

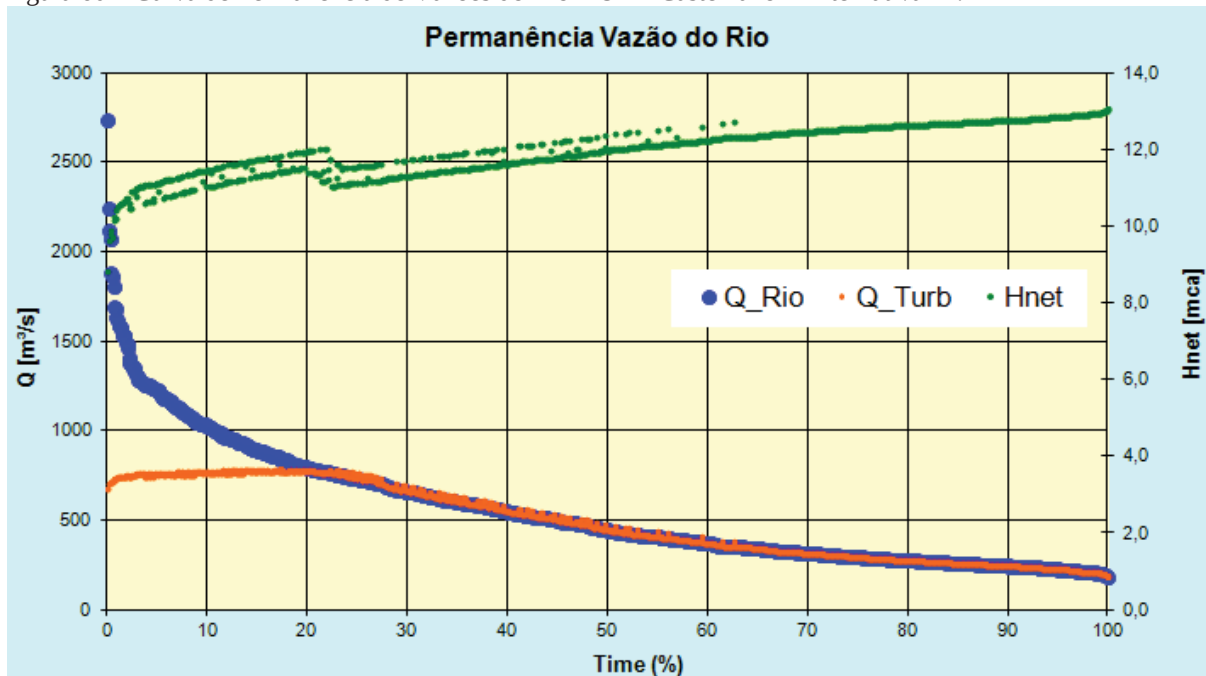


Fonte: (Elaborada pelo Autor).

Observa-se que para esta alternativa a vazão turbinada permanece sobreposta à curva de vazão do rio desde aproximadamente 33% até 100% do eixo do tempo, ou seja, durante 67% (100% menos 33%) do tempo a capacidade instalada da usina é igual ou superior à potência que se pode obter com a vazão disponível no rio e, então, desta forma não há vertimento. Já nos demais 33% do tempo (faixa de 0% até 33%) a capacidade instalada da usina é menor do que a potência que se poderia gerar com a vazão disponível no rio e, desta forma, a diferença entre as curvas Q_{Rio} e Q_{Turb} é a vazão excedente que será vertida ou armazenada no reservatório.

Para efeitos comparativos, a Figura 60 apresenta o mesmo gráfico anterior, porém, agora para a alternativa com máxima geração de energia firme, a de número 17.

Figura 60 – Curva de Permanência de Vazões do Rio – UHE Castelhana – Alternativa 17.



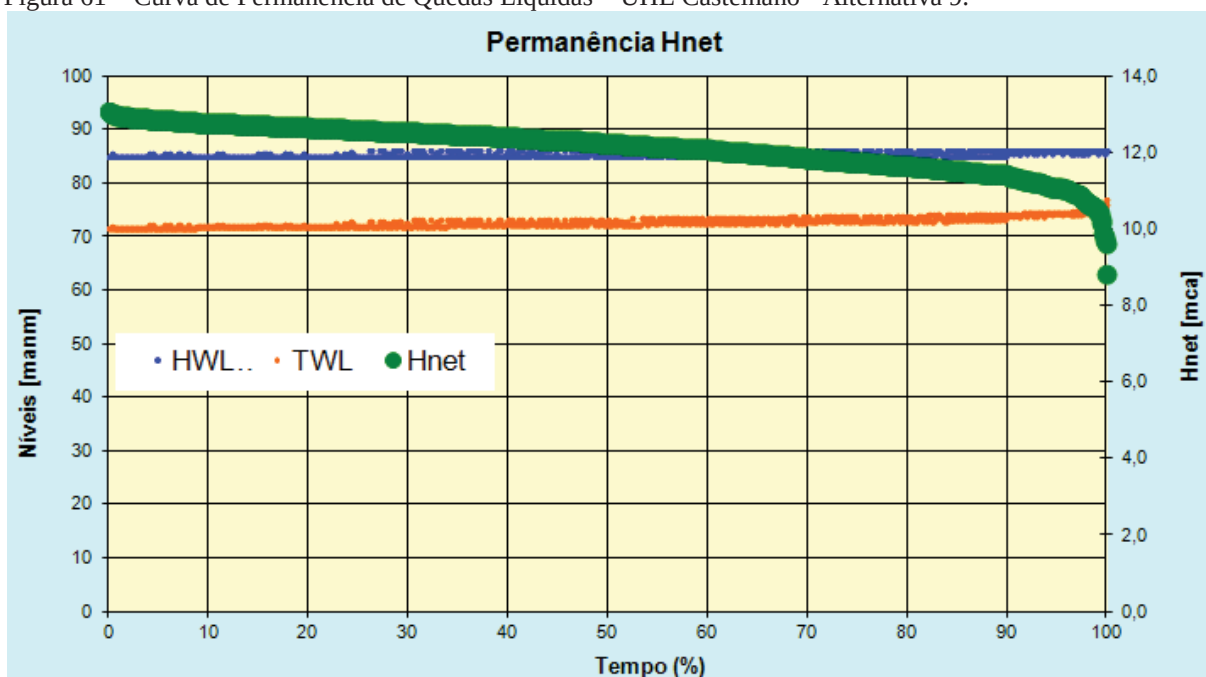
Fonte: (Elaborada pelo Autor).

Observa-se que para esta alternativa existe uma diferença significativa na sobreposição das curvas Q_{Rio} e Q_{Turb} . Neste caso a vazão turbinada permanece sobreposta à curva de vazão do rio desde aproximadamente 19% até 100% do eixo do tempo, ou seja, durante 81% (100% menos 19%) do tempo a capacidade instalada da usina é igual ou superior à potência que se pode obter com a vazão disponível no rio, não havendo vertimento nesta faixa. Já nos demais 19% do tempo (faixa de 0% até 19%) a capacidade instalada da usina é menor do que a potência que se poderia gerar com a vazão disponível no rio e, desta forma, a diferença entre as curvas Q_{Rio} e Q_{Turb} é a vazão excedente que será vertida ou armazenada no reservatório. Fica evidente neste gráfico o aumento na potência instalada desta alternativa.

Apesar da maximização da energia firme gerada, esta alternativa (17) fica bem caracterizada por apresentar uma ociosidade grande da capacidade instalada e isto é refletido no fator de aproveitamento, que neste caso apresenta um valor de 53%, significativamente abaixo do fator da alternativa 9 que é 65%.

É apresentada na Figura 61 a curva de permanência de quedas líquidas da usina.

Figura 61 – Curva de Permanência de Quedas Líquidas – UHE Castelhana - Alternativa 9.

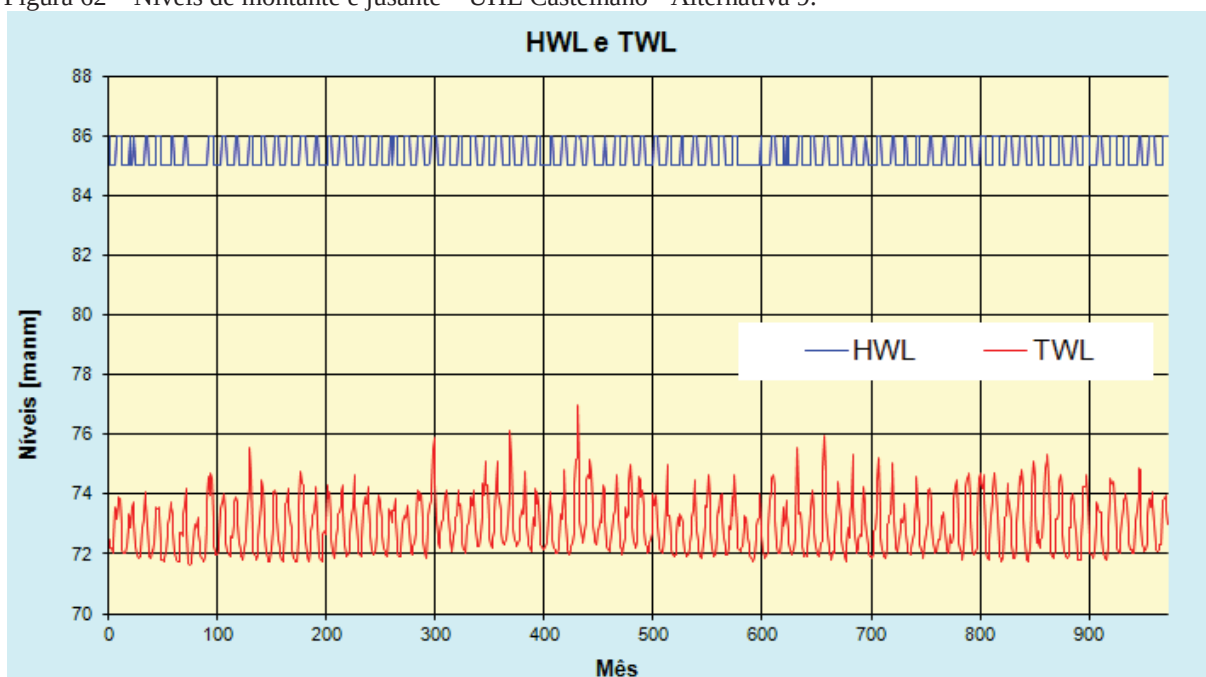


Fonte: (Elaborada pelo Autor).

Para a alternativa em questão pode-se notar que a permanência da queda líquida de referência (10,90 mca) é da ordem de aproximadamente 97% do tempo, que é um valor muito bom e perfeitamente aceitável. Ter uma permanência de quedas líquidas igual ou acima da queda de referência por uma quantidade de tempo relativamente alta significa uma boa disponibilidade que a usina terá de atender sua capacidade instalada em havendo vazão disponível, o que representa segurança operacional para o sistema como um todo.

Na Figura 62 é possível verificar o comportamento dos níveis d'água de montante e jusante durante a operação da usina. É apresentado também os resultados relativos à alternativa número 9.

Figura 62 – Níveis de montante e jusante – UHE Castelhana - Alternativa 9.

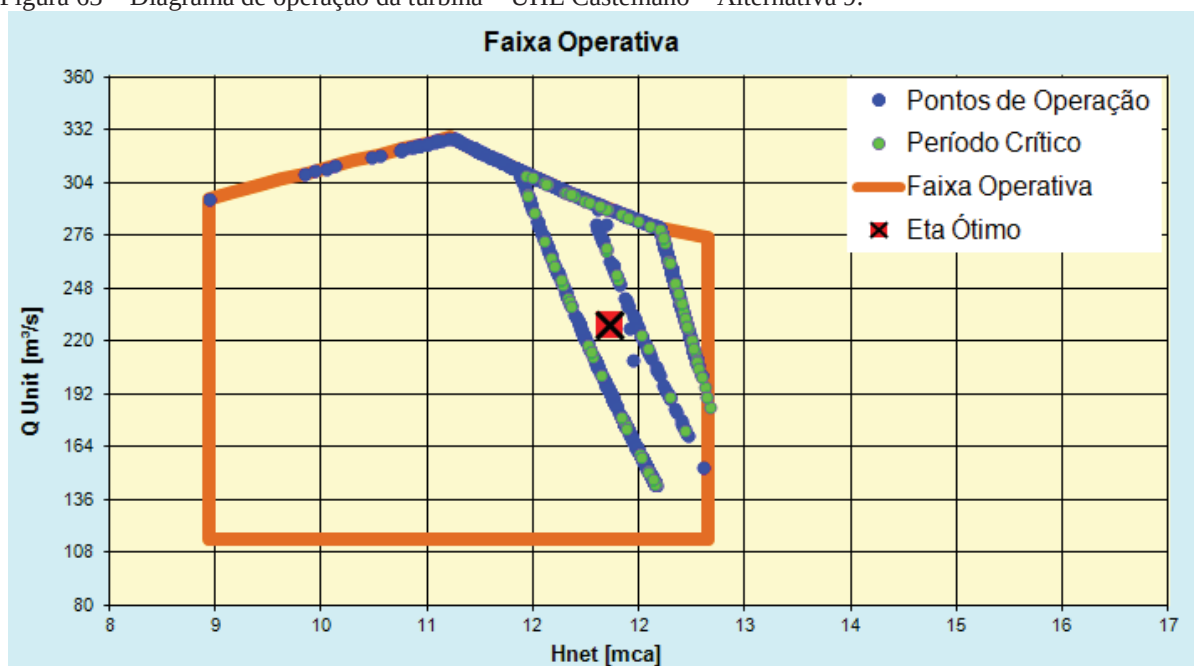


Fonte: (Elaborada pelo Autor).

Assim como no estudo de caso anterior, observando os patamares de nível montante mais no detalhe, na planilha de cálculo detalhada gerada pela ferramenta computacional, é possível notar que os patamares, na maioria deles, é formado de seis em seis meses, demonstrando a visível interferência dos períodos úmido e seco das estações do ano.

A última informação a ser apresentada na sequência, é o diagrama de operação, que contém a faixa operativa da turbina. A Figura 63 apresenta o diagrama de operação da alternativa 9.

Figura 63 – Diagrama de operação da turbina – UHE Castelhana – Alternativa 9.



Fonte: (Elaborada pelo Autor).

Para o estudo de caso em questão e, assim como no caso anterior, nota-se uma boa distribuição dos pontos operacionais dentro da faixa operativa, além do que, muitos dos pontos estão bem distribuídos, na medida do possível, em torno do ponto de rendimento máximo, o que é obviamente bastante interessante. Uma outra constatação importante de se fazer é que nenhum ponto se encontra próximo do limite inferior de vazão, o que conclui-se que também não há vazões que deixam de ser turbinadas por falta de capacidade de turbinar vazões parciais.

Explorando um pouco mais os resultados e a tabela de alternativas, é importante observar que o tipo de turbina adotada pelo modelo, para a solução 9, foi a Bulbo, o mesmo tipo considerado pela EPE; assim como o número de unidades também foi o mesmo. Vale ainda ressaltar que o modelo também identifica turbinas do tipo Kaplan Semi Espiral como soluções tecnicamente viáveis, porém, fica evidenciado que para as características desta usina a solução Bulbo é realmente mais vantajosa, enfatizando a solução já adotada pela EPE.

Outro valor a ser observado que indica a acurácia do modelo é a energia firme do empreendimento. Foi calculado o valor de 42,1 MW médios, enquanto que a EPE determina para este empreendimento uma energia firme de 44,2 MW médios. A diferença entre os valores foi de apenas 4,7%, o que pode ser considerado um desvio muito bom.

8.2.3 Usina Hidrelétrica São Manoel

O estudo de viabilidade técnica e econômica da UHE São Manoel, realizado pela ferramenta computacional proposta, foi elaborado à partir dos dados de entrada apresentados no capítulo 7.2.3. Para este estudo de caso também foi adotada na simulação uma variação de 20% pra mais e para menos da vazão de referência estipulada nos Estudos de Viabilidade da EPE. Para a queda de referência, estipulou-se uma variação também de um metro para mais e para menos relativo aos estudos da EPE.

Na Tabela 20 é apresentada a planilha gerada pela ferramenta computacional onde estão contidas todas as possíveis soluções encontradas e ainda a indicação da melhor alternativa do ponto de vista econômico. Assim como nos estudos de caso anteriores, a tabela está classificada, em primeiro nível, por ordem decrescente de Valor Presente Líquido (VPL); em segundo nível por ordem crescente de PayBack; e, finalmente, em terceiro nível por ordem decrescente de Energia Firme.

Tabela 20 – Tabela de alternativas gerada pela ferramenta – UHE São Manoel.

Núm. Solução	Hnet Ref	Potencia Ref	Tipo Turbina	Núm Máq	Energia Média	Energia Firme	Valor Presente Líquido	PayBack	Fator de Aproveitamento	Rotação	Droda	TOTAL COM JUROS
[-]	mca	kW	[-]	[-]	[MWmedio]	[MWmedio]	kR\$	Anos	[-]	[rpm]	[m]	kR\$
30	21,20	599.837	KS (**)	3	360,202	361,405	1.867.852	12,3	61%	69,23	10,170	2.206.519
21	20,20	712.321	KS	4	393,989	396,336	1.855.320	13,6	57%	73,47	9,590	2.611.695
7	19,20	674.888	KS	4	385,547	387,237	1.834.397	13,5	59%	75,00	9,370	2.530.068
16	20,20	570.325	KS	3	352,392	353,433	1.826.462	12,3	63%	69,23	10,050	2.158.040
35	21,20	748.932	KS	4	399,342	401,581	1.809.938	14,1	55%	69,23	10,020	2.716.198
1	19,20	540.522	KS	3	342,539	343,983	1.790.173	12,2	65%	72,00	9,720	2.087.789
31	21,20	599.837	KS	4	360,893	361,602	1.785.984	13,0	62%	80,00	8,800	2.289.547
22 (*)	20,20	712.321	KS	5	394,355	396,491	1.784.721	14,3	57%	81,82	8,600	2.682.867
8	19,20	674.888	KS	5	385,892	387,268	1.774.900	14,0	59%	83,72	8,380	2.588.768
17	20,20	570.325	KS	4	353,112	353,759	1.770.180	12,8	63%	81,82	8,600	2.216.960
36	21,20	748.932	KS	5	399,679	401,745	1.752.886	14,6	55%	80,00	8,800	2.773.902
2	19,20	540.522	KS	4	343,237	344,184	1.736.517	12,7	65%	83,72	8,390	2.142.707
14	19,20	807.238	KS	5	413,274	413,150	1.676.624	15,5	52%	76,60	9,170	2.978.681
28	20,20	852.216	KS	5	418,707	418,296	1.632.515	15,9	50%	75,00	9,390	3.080.772
15	19,20	807.238	KS	6	413,475	413,202	1.615.138	16,0	52%	83,72	8,380	3.039.506
34	21,20	540.145	FRANCIS	6	329,899	332,738	1.589.006	13,6	63%	73,47	7,420	2.159.222
37	21,20	658.138	FRANCIS	5	353,338	362,242	1.576.195	14,7	56%	62,07	8,930	2.505.478
29	20,20	852.216	KS	6	418,896	418,271	1.558.180	16,6	50%	81,82	8,590	3.153.565
32	21,20	540.145	FRANCIS	4	318,164	325,955	1.553.674	13,4	62%	60,00	9,090	2.120.088
39	21,20	658.138	FRANCIS	7	364,979	365,604	1.546.786	15,2	57%	72,00	7,580	2.570.567
41	21,20	896.199	KS	5	420,364	420,140	1.537.530	16,8	48%	72,00	9,710	3.196.535
40	21,20	658.138	FRANCIS	8	367,351	366,823	1.530.324	15,5	57%	76,60	7,100	2.599.621
20	20,20	505.537	FRANCIS	6	314,368	318,212	1.528.279	13,6	64%	76,60	7,170	2.056.317
33	21,20	540.146	FRANCIS	5	326,016	323,460	1.500.889	13,8	61%	66,67	8,140	2.143.794
38	21,20	658.138	FRANCIS	6	360,761	359,320	1.500.840	15,3	56%	66,67	8,190	2.546.840
26	20,20	618.537	FRANCIS	7	350,612	350,696	1.499.745	15,1	58%	75,00	7,330	2.449.720
24	20,20	618.537	FRANCIS	5	337,573	344,922	1.493.880	14,7	57%	64,29	8,650	2.392.641
27	20,20	618.537	FRANCIS	8	353,230	351,498	1.481.718	15,3	58%	80,00	6,860	2.475.688
18	20,20	505.537	FRANCIS	4	301,489	310,582	1.476.536	13,4	63%	62,07	8,790	2.023.965
42	21,20	896.199	KS	6	420,542	420,112	1.468.336	17,4	48%	80,00	8,800	3.264.151
25	20,20	618.537	FRANCIS	6	345,643	343,456	1.439.593	15,2	57%	69,23	7,930	2.429.371
19	20,20	505.537	FRANCIS	5	309,967	308,207	1.429.170	13,8	62%	69,23	7,870	2.043.654
6	19,20	470.615	FRANCIS	6	293,540	296,299	1.369.605	14,0	64%	78,26	6,940	1.968.151
13	19,20	575.929	FRANCIS	8	331,997	331,283	1.363.921	15,7	59%	81,82	6,640	2.365.899
12	19,20	575.929	FRANCIS	7	328,590	328,468	1.357.544	15,5	58%	76,60	7,100	2.341.588
4	19,20	470.615	FRANCIS	4	280,505	288,498	1.323.837	13,8	63%	64,29	8,480	1.927.763
10	19,20	575.929	FRANCIS	5	313,968	318,409	1.313.355	15,3	56%	66,67	8,340	2.274.423
11	19,20	575.929	FRANCIS	6	322,728	320,382	1.302.199	15,6	57%	72,00	7,640	2.306.851
5	19,20	470.615	FRANCIS	5	288,980	287,119	1.291.242	14,3	62%	72,00	7,590	1.943.962
23	20,20	618.537	FRANCIS	4	328,634	323,187	1.254.663	15,9	53%	56,25	9,720	2.387.906
3	19,20	470.615	FRANCIS	3	270,041	271,357	1.154.918	14,7	59%	56,25	9,770	1.904.276
9	19,20	575.929	FRANCIS	4	305,150	297,705	1.081.036	16,7	53%	58,06	9,390	2.274.329

Fonte: (Elaborada pelo Autor).

(*) Alternativa equivalente à solução determinada pela EPE nos Estudos de Viabilidade.

(**) KS é a abreviação de Kaplan Semi Espiral.

Dentre as alternativas calculadas pelo modelo proposto, a solução que apresenta o maior VPL e, portanto, apresenta a melhor relação custo *versus* benefício é a solução de número 30; com potência total instalada de aproximadamente 600 MW que é dividida em 3 unidades geradoras tipo Kaplan Semi Espiral. Esta solução apresenta também um dos menores tempos de retorno do investimento, sendo ele 12,3 anos.

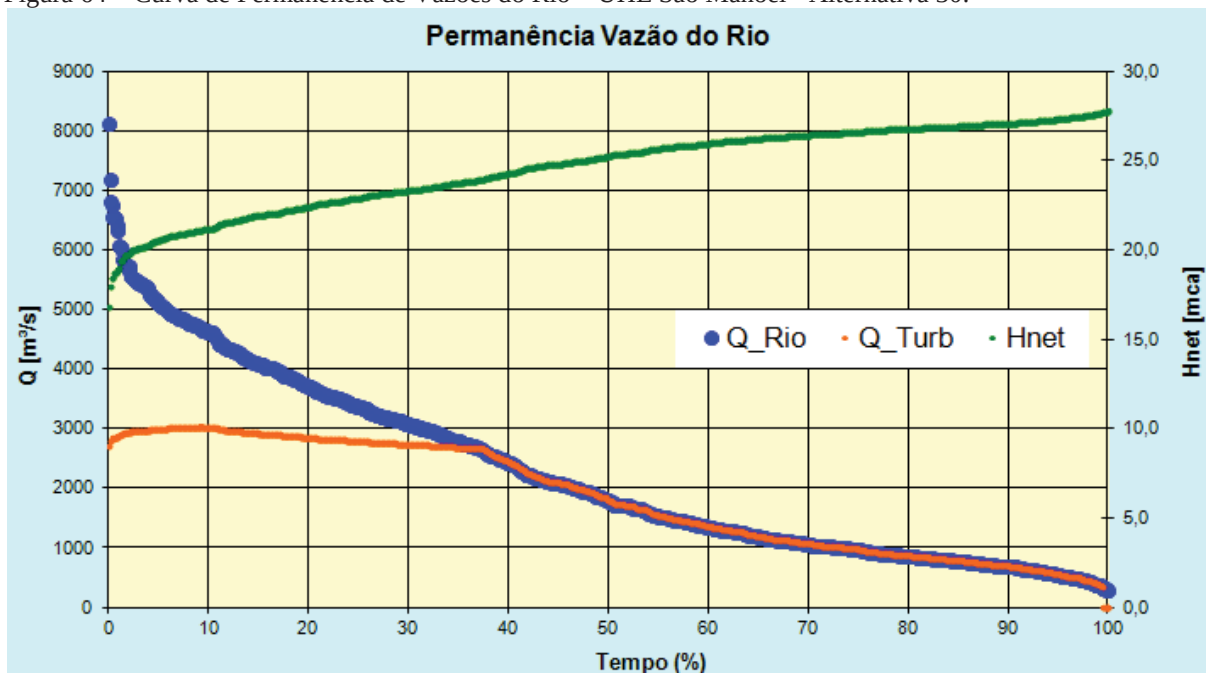
Assim como nos estudos de caso anteriores, a melhor solução do ponto de vista econômico não é a alternativa que resulta em maior energia gerada. A alternativa 30 apresenta uma energia firme de 361,4 MW médios, que é 14% menor que a energia firme da alternativa 41, que é a alternativa com máxima produção energética. Para se chegar na máxima produção energética é necessária uma potência total instalada de aproximadamente 896 MW (alternativa 41), o que é quase 50% maior do que a potência instalada da solução 30. Ou seja, é necessário um incremento de potência instalada proporcionalmente muito maior do que o benefício em energia firme gerada, o que eleva muito o custo do investimento inicial. Comparando estas duas alternativas, por exemplo, o diâmetro da roda da turbina da alternativa 41 é apenas 4% menor do que o diâmetro da alternativa 30; tendo em vista que a alternativa 41 contém 5 unidades geradoras contra apenas 3 unidades da alternativa 30, pode-se dizer que a alternativa 41 possui praticamente 2 turbinas a mais do que a alternativa 30 ou, em percentual, seria um acréscimo em torno de 66%, encarecendo o custo das turbinas. Como a rotação das unidades geradoras das duas alternativas também são muito semelhantes, diferença de apenas 4%, pode-se usar a mesma conclusão também para o custo gerador.

Outra observação bastante importante de se fazer é em relação à solução determinada pela EPE nos Estudos de Viabilidade (EPE, 2013), alternativa 22. Pelo modelo proposto a alternativa 22 não é a melhor do ponto de vista de retorno financeiro, porém, ela aparece em oitavo lugar da lista, de um total de 42 alternativas. A alternativa adotada pela EPE (22) apresenta uma potência instalada 16,6% maior do que a alternativa 30 (primeira da lista proposta), resultando em uma energia firme 9,7% também maior. Apesar do ganho de energia, neste cenário analisado, o VPL desta alternativa é 4,5% menor do que a melhor alternativa. Mediante as incertezas, pode-se concluir que uma diferença de apenas 4,5% indica que ambas alternativas devem ser investigadas com mais detalhes em fases mais avançadas de projeto e, nenhuma poderia ser descartada de imediato. Este resultado demonstra que o modelo proposto apresenta um grau de precisão muito bom e poderia ser utilizado neste caso para um estudo de viabilidade técnica e econômica. Ainda vale aqui ressaltar que a alternativa 30, bem como outras duas alternativas (16 e 35) melhores classificadas em relação à alternativa 22, utilizam um diâmetro de roda da turbina maior que 10 metros, o que caracteriza soluções técnicas

bastante arrojadas e que com certeza não devem ter sido consideradas pela EPE nos seus estudos de viabilidade.

Na Figura 64 é apresentada a Curva de Permanência de Vazões do Rio gerada pela ferramenta computacional para a solução 30 (melhor relação custo *versus* benefício).

Figura 64 – Curva de Permanência de Vazões do Rio – UHE São Manoel - Alternativa 30.



Fonte: (Elaborada pelo Autor).

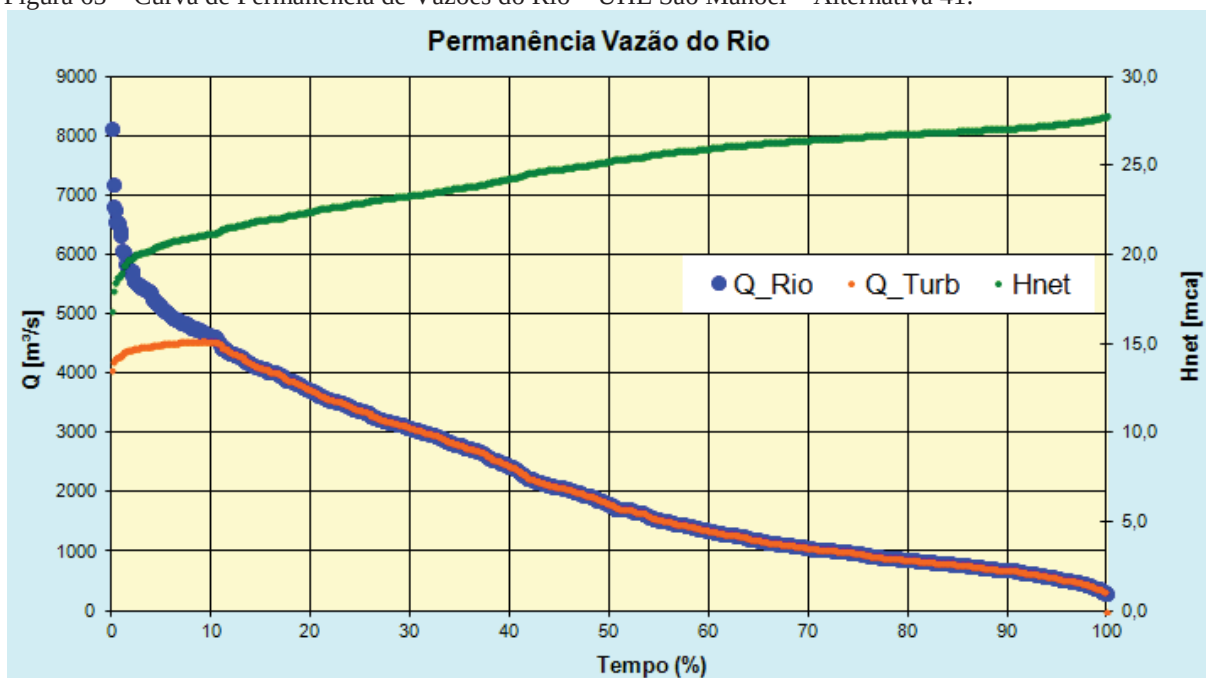
Observa-se que para esta alternativa a vazão turbinada permanece sobreposta à curva de vazão do rio desde aproximadamente 37% até 100% do eixo do tempo, ou seja, durante 63% (100% menos 37%) do tempo a capacidade instalada da usina é igual ou superior à potência que se pode obter com a vazão disponível no rio e, então, desta forma não há vertimento. Já nos demais 37% do tempo (faixa de 0% até 37%) a capacidade instalada da usina é menor do que a potência que se poderia gerar com a vazão disponível no rio e, desta forma, a diferença entre as curvas Q_{Rio} e Q_{Turb} é a vazão excedente que será vertida ou armazenada no reservatório.

Uma observação que pode ser feita neste caso é que existem alguns pontos da série que apresentam vazões disponíveis inferiores à vazão parcial mínima da turbina desta alternativa e, conseqüentemente, não são turbinadas. Estes pontos podem ser observados muito próximos à 100% do tempo; são os pontos que estão sobre o eixo das abscissas, indicando que não foram turbinados. Verificando os resultados em detalhes, são exatamente seis pontos que possuem vazão disponível variando de 316 a 354 m^3/s . Para esta alternativa

em questão, a mínima vazão que pode ser turbinada é 356 m³/s. Como esta usina não possui reservatório algum para regularização das vazões, com certeza estas vazões são vertidas e a usina não operará nestes seis meses do histórico.

Para efeitos comparativos, a Figura 65 apresenta o mesmo gráfico anterior, porém, agora para a alternativa com máxima geração de energia firme, a de número 41.

Figura 65 – Curva de Permanência de Vazões do Rio – UHE São Manoel – Alternativa 41.



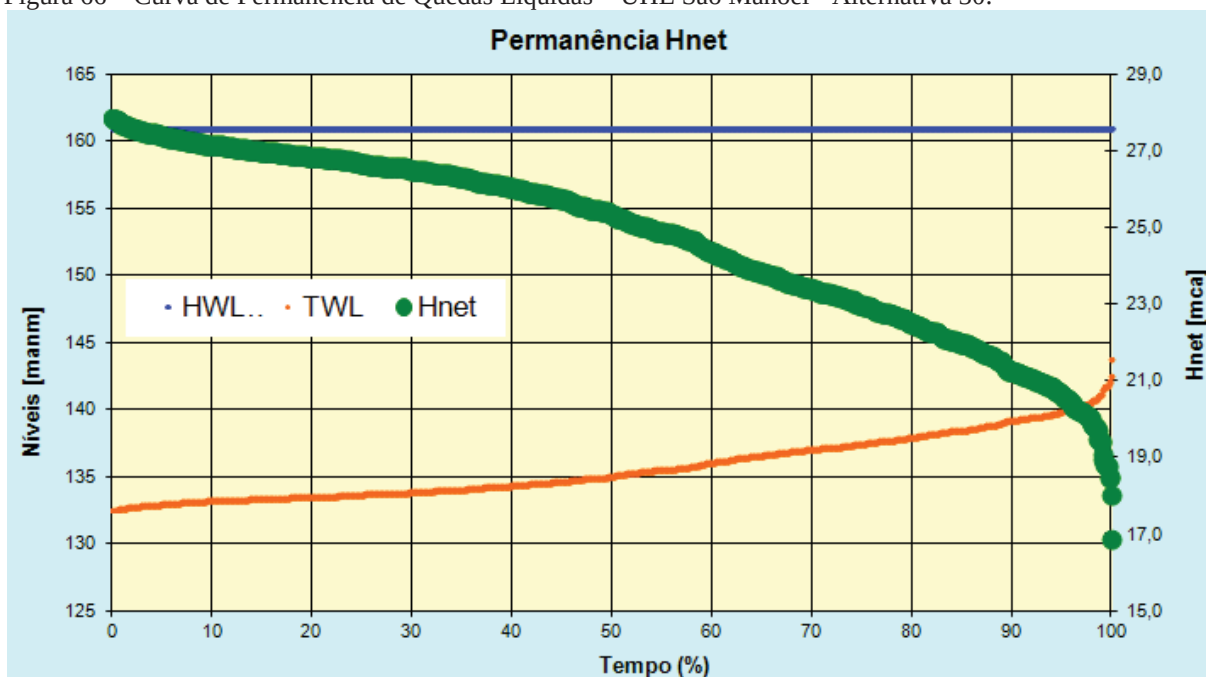
Fonte: (Elaborada pelo Autor).

Observa-se que para esta alternativa existe uma diferença significativa na sobreposição das curvas Q_{Rio} e Q_{Turb} . Neste caso a vazão turbinada permanece sobreposta à curva de vazão do rio desde aproximadamente 11% até 100% do eixo do tempo, ou seja, durante 89% (100% menos 11%) do tempo a capacidade instalada da usina é igual ou superior à potência que se pode obter com a vazão disponível no rio, não havendo vertimento nesta faixa. Já nos demais 11% do tempo (faixa de 0% até 11%) a capacidade instalada da usina é menor do que a potência que se poderia gerar com a vazão disponível no rio e, desta forma, a diferença entre as curvas Q_{Rio} e Q_{Turb} é a vazão excedente que será vertida ou armazenada no reservatório. Fica evidente neste gráfico o aumento na potência instalada desta alternativa.

Apesar da maximização da energia firme gerada, esta alternativa (41) fica bem caracterizada por apresentar uma ociosidade grande da capacidade instalada e isto é refletido no fator de aproveitamento, que neste caso apresenta um valor de 48%, significativamente abaixo do fator da alternativa 30 que é 61%.

É apresentada na Figura 66 a curva de permanência de quedas líquidas da usina.

Figura 66 – Curva de Permanência de Quedas Líquidas – UHE São Manoel - Alternativa 30.

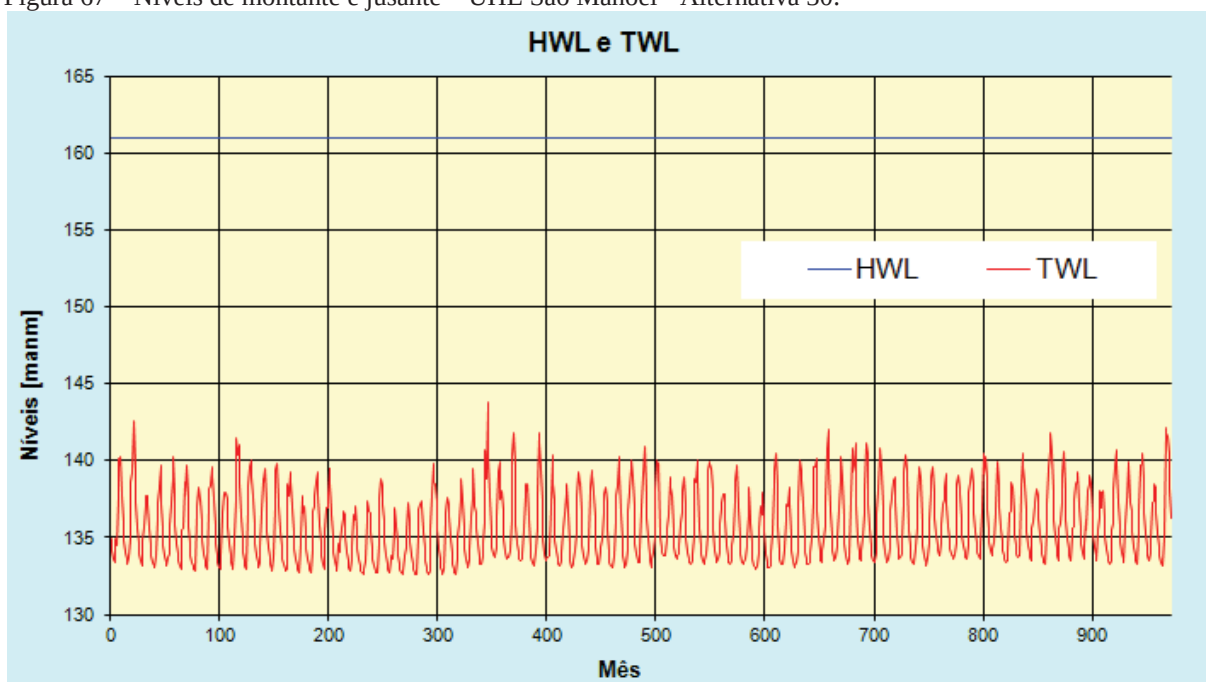


Fonte: (Elaborada pelo Autor).

Para a alternativa em questão pode-se notar que a permanência da queda líquida de referência (21,20 mca) é da ordem de aproximadamente 92% do tempo, que é um valor muito bom e perfeitamente aceitável. Ter uma permanência de quedas líquidas igual ou acima da queda de referência por uma quantidade de tempo relativamente alta significa uma boa disponibilidade que a usina terá de atender sua capacidade instalada em havendo vazão disponível, o que representa segurança operacional para o sistema como um todo.

Na Figura 67 é possível verificar o comportamento dos níveis d'água de montante e jusante durante a operação da usina. É apresentado também os resultados relativos à alternativa número 30.

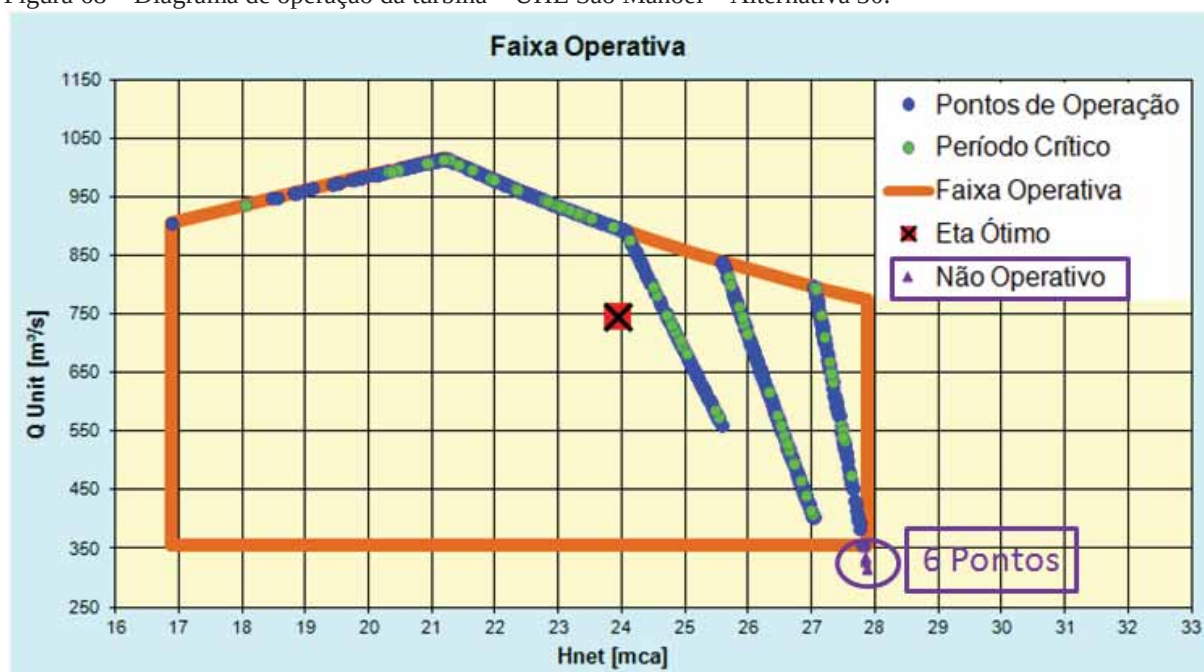
Figura 67 – Níveis de montante e jusante – UHE São Manoel - Alternativa 30.



Fonte: (Elaborada pelo Autor).

A última informação a ser apresentada na sequência, é o diagrama de operação, que contém a faixa operativa da turbina. A Figura 68 apresenta o diagrama de operação da alternativa 30.

Figura 68 – Diagrama de operação da turbina – UHE São Manoel – Alternativa 30.



Fonte: (Elaborada pelo Autor).

Para o estudo de caso em questão e, assim como nos casos anteriores, nota-se uma boa distribuição dos pontos operacionais dentro da faixa operativa, além do que, muitos dos pontos estão bem distribuídos, na medida do possível, em torno do ponto de rendimento máximo, o que é obviamente bastante interessante.

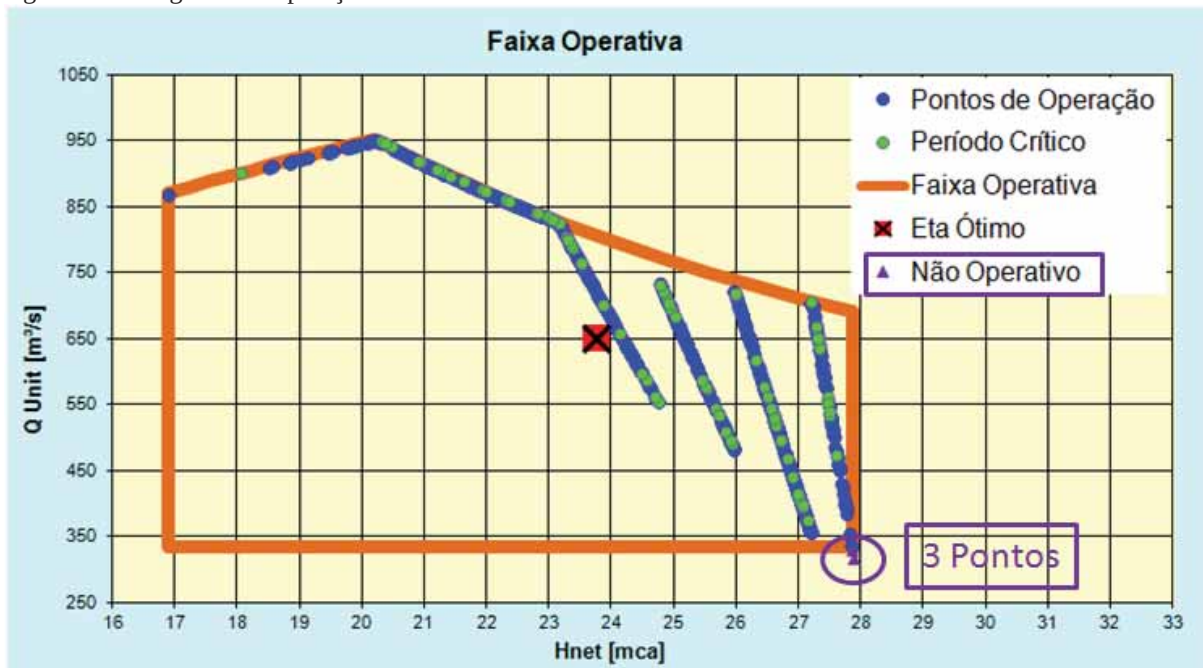
Diferentemente dos estudos de caso apresentados anteriormente, existem seis pontos que se encontram fora do limite inferior de vazão, o que pode-se concluir que estas vazões, ou pontos operacionais da série histórica, deixam de ser turbinadas por falta de capacidade desta alternativa em turbinar vazões parciais e, conseqüentemente, há uma perda de energia gerada associada à este fato.

Explorando um pouco mais os resultados e a tabela de alternativas, é importante observar que o tipo de turbina adotada pelo modelo, para a solução 30, foi a Kaplan Semi Espiral, o mesmo tipo considerado pela EPE. Vale ainda ressaltar que o modelo também identifica turbinas do tipo Francis como soluções tecnicamente viáveis, porém, fica evidenciado que para as características desta usina a solução Kaplan é realmente mais vantajosa, enfatizando a solução já adotada pela EPE. Verifica-se também que devido à capacidade de operar em cargas parciais da Francis ser muito menor que da Kaplan existem uma perda significativa na produção energética.

Este estudo de caso difere dos anteriores por apresentar a melhor alternativa econômica (30) com um número de unidades diferente da solução proposta pela EPE (2013). A alternativa 30 conta com três unidades geradoras, enquanto que a solução da EPE conta com cinco unidades geradoras. Como já foi citado anteriormente, a alternativa 30 apresenta uma solução bastante arrojada do ponto de vista de tamanho da roda da turbina. O diâmetro acima de dez metros é algo pouco comum e ainda não praticado no mercado nacional. Porém, é uma solução factível, já que existem referências no mercado internacional, citando por exemplo a Centrale de Gezhouba, Usine d'Erjiang, localizada na China e que é equipada com turbinas tipo Kaplan, com potência unitária de 176 MW e diâmetro de roda de 11,3 metros (HENRY, 1992). Se for descartada então a alternativa 30, a próxima alternativa melhor classificada seria a de número 21; esta, sim, sendo uma solução muito similar à solução adotada pela EPE em termos de potência total instalada (aproximadamente os mesmos 700 MW) e queda líquida de referência (os mesmos 20,20 mca), porém o número de unidades seria ainda diferente e, neste caso, quatro unidades. O número de quatro unidades parece ser realmente atrativo, pois com ele apenas três pontos da série de vazões seriam limitados pela carga parcial e, que na relação custo *versus* benefício, com certeza será mais vantajoso perder somente três pontos de uma série de 972 do que ter que implementar um número de máquinas

maior que tende a encarecer o empreendimento. A Figura 69 apresenta o diagrama de operação da alternativa 21.

Figura 69 – Diagrama de operação da turbina – UHE São Manoel – Alternativa 21.



Fonte: (Elaborada pelo Autor).

Neste ponto cabe ressaltar um interessante comportamento da distribuição dos pontos dentro do diagrama de operação da alternativa 21. A magnitude das vazões disponíveis, a potência instalada e o número de máquinas adotados propiciam visualizar que a sequência de pontos indica o momento em que cada turbina entra em operação. Observando a sequência de pontos da direita para a esquerda, ou da queda líquida maior para a menor, e também de baixo para cima, ou das menores para as maiores vazões, fica nítido observar que os pontos formam quatro linhas inclinadas verticalmente, que é exatamente o número de turbinas adotado nesta alternativa. A primeira sequência de pontos indica a operação de apenas uma turbina, começando a operar com a mínima vazão possível (canto extremo direito inferior da faixa operativa) até chegar na máxima potência. Neste instante a vazão disponível é dividida entre duas turbinas e, então, nota-se o início da segunda sequência de pontos, também partindo de vazões parciais bem baixas. À medida que a vazão disponível aumenta, a vazão turbinada também é incrementada até o limite superior de potência, no qual as duas turbinas atingem plena carga. Novamente a vazão é dividida, porém, agora em três turbinas. Neste momento nota-se que as três turbinas, quando operando juntas, já não precisam operar com vazões parciais muito baixas. A vazão turbinada continua a se elevar com o aumento da vazão

disponível até que a vazão é então dividida e, a quarta turbina entra em operação. Neste instante nota-se um comportamento diferente, no qual a divisão de vazão ocorre antes de se atingir a capacidade máxima das turbinas. Isso ocorre devido ao fato de que operar três turbinas à plena carga resultaria num ponto operacional da curva de colina menos eficiente do que o ponto operacional no qual tem-se quatro turbinas operando à cargas parciais. Deste ponto em diante as quatro turbinas terão sua vazão incrementada até o limite de potência das mesmas. Chegando neste ponto e, à partir de então, as quatro unidades geradoras operam limitadas. Esta limitação ocorrerá, ora pela potência máxima, para quedas acima da queda de referência e, ora pela abertura máxima do distribuidor da turbina, para quedas abaixo da queda de referência.

Outro valor a ser observado que indica a precisão do modelo é a energia firme do empreendimento. Devido ao fato exposto acima, vamos agora comparar a alternativa proposta número 21 com a solução determinada pela EPE. Foi calculado para a alternativa 21 o valor de 396,3 MW médios, enquanto que a EPE determina para este empreendimento uma energia firme de 413,5 MW médios. A diferença entre os valores é de apenas 4,2%, o que pode ser considerado um desvio também muito bom.

9 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi elaborada uma metodologia para análise de viabilidade técnica e econômica para implantação de usinas hidrelétricas com aproveitamentos de baixa queda. A metodologia proposta foi também implementada no formato de ferramenta computacional que permitiu realizar o estudo de viabilidade técnica e econômica de futuros empreendimentos de geração hidrelétrica no mercado nacional baseando-se em dados básicos que foram encontrados nas fontes de informação disponíveis.

Sob o ponto de vista da metodologia e modelagem propostas e, baseado nos estudos de caso apresentados, pode-se concluir que:

- Os resultados obtidos foram muito satisfatórios e em linha com os objetivos propostos inicialmente para este trabalho.
- As análises e comparações realizadas entre os resultados obtidos através da metodologia proposta e os estudos realizados pelos órgãos competentes mostraram estar bastante compatíveis entre si, dando credibilidade ao modelo proposto; isto tanto do ponto de vista técnico quanto do ponto de vista econômico.
- A ferramenta computacional, desenvolvida com o objetivo de fazer com que a aplicação da metodologia seja realizada de maneira prática, rápida e consistente, atingiu sua meta com êxito. A ferramenta desenvolvida em formato de planilha digital permite uma entrada de dados de maneira clara e objetiva, além do que, estes dados por ela requisitados se apresentam em quantidade reduzida, atendendo um dos objetivos iniciais propostos. A partir de então, todos os cálculos são realizados de forma automática pela ferramenta, sem a necessidade de intervenções manuais do usuário. O cálculo é capaz de cobrir uma ampla faixa de possíveis de soluções, pra não dizer na totalidade; permitindo ainda ao usuário solicitar um grau de refinamento maior ou menor dependendo das suas necessidades.
- O registro e a apresentação dos resultados atendem as expectativas. Todos os cálculos executados são armazenados para cada alternativa gerada, além do que, para todas as alternativas são gerados gráficos e diagramas que promovem uma rápida leitura e interpretação das variáveis mais importantes para tomada de decisão do usuário.
- O objetivo final de elaborar uma lista apresentando as principais características de cada alternativa, ou seja, o estudo de viabilidade técnica e econômica do

empreendimento, foi atingido com bastante êxito; o que pode ser observado nas tabelas de resultados dos estudos de caso apresentados.

Sob o ponto de vista da revisão bibliográfica, dos resultados encontrados e consequentes discussões, é possível elaborar uma lista com as principais conclusões à respeito do entendimento obtido sobre o assunto em questão:

- Constata-se que a hidreletricidade é a mais importante fonte de geração de eletricidade no Brasil e, faz parte dos planos governamentais a continuidade da exploração deste recurso.
- Ficou realmente evidenciado que as regiões norte e amazônica do país concentram um grande potencial hidráulico ainda não explorado e é foco dos principais futuros desenvolvimentos nesta área.
- Os aproveitamentos de baixa queda são comprovadamente a tendência da maioria dos futuros empreendimentos.
- As referências consultadas mostram uma preocupação cada vez maior com as questões socioambientais, e isto pode ser evidenciado nos estudos de impactos sociais e ambientais requeridos atualmente.
- A bibliografia analisada demonstra que a construção de hidrelétricas é uma tarefa multidisciplinar, que envolve um grau de complexidade elevado, demanda mão de obra especializada e estudos detalhados.
- Com relação aos resultados obtidos nos estudos de caso apresentados, ficou evidente que nem sempre a solução que gera o máximo valor de energia é a melhor solução do ponto de vista de retorno financeiro do empreendimento. Os estudos de caso apresentados mostraram que em todos eles a alternativa com máxima geração de energia foi sempre umas das últimas colocadas em termos de retorno financeiro. Esta é uma importante conclusão da necessidade de estudos de viabilidade serem realizados tanto em âmbito técnico como econômico.
- Os resultados também demonstram que a adoção da solução técnica é sensível às considerações financeiras. Como exemplo, pode-se citar o caso da UHE Castelhana, onde a alteração na consideração feita sobre o valor da venda de energia influenciou e mudou tecnicamente a melhor solução para o problema, sob o ponto de vista de retorno financeiro. Este é um ponto muito importante e que é foco do investidor, já

que o que foi feito neste estudo de caso nada mais é do que o exercício que um empreendedor deve fazer para chegar a conclusão de qual o melhor valor que ele deve ofertar no lance dos leilões de energia, onde vence o empreendedor que oferecer a menor taxa para a venda de energia ao mercado regulado.

Conclui-se, finalmente, que o trabalho apresentado contribui para a área acadêmica e também para a área comercial, já que a metodologia e a ferramenta computacional podem ser utilizadas por estudantes, profissionais e empresas da área de geração hidrelétrica.

9.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Na sequência, são apresentadas algumas oportunidades de desenvolvimentos futuros a serem incorporados à metodologia e ferramenta computacional propostas.

- A ferramenta computacional foi desenvolvida em módulos de programação que são de fácil implementação, portanto, cálculos adicionais podem ser implementados de acordo com as necessidades e interesses de quem queira utilizá-la. Pode-se, por exemplo, refinar o cálculo de alguma estrutura ou a composição de custo da mesma.
- Pode-se procurar implementar na metodologia uma análise de risco de mercado em relação às incertezas sobre a venda de energia no mercado livre ou “spot”, por exemplo. Este assunto tem uma ampla margem de discussão e melhorias podem ser implementadas neste sentido.
- A parte envolvendo as obras civis apresentam muitas particularidades que dependem muito do sítio de instalação da usina. Neste trabalho é elaborada uma análise simplificada desta parte, porém, estudos mais detalhados melhorariam ainda mais os resultados e são factíveis de serem implementados.
- Pode-se implementar uma metodologia de análise de impactos socioambientais que venha enriquecer o estudo de viabilidade dos aproveitamentos hidrelétricos em questão.

REFERÊNCIAS

- ALSTOM – HYDRO POWER. **Hydro documents**. Disponível em: <<http://www.alstom.com/power/renewables/hydro/>>. Acesso em: 28 set. 2013.
- ALSTOM – HYDRO POWER. **Pelton hydro turbines**. Disponível em: <<http://www.alstom.com/power/renewables/hydro/hydro-turbines/pelton-turbines/>>. Acesso em: 29 set. 2013.
- ANAGNOSTOPOULOS, J.S.; PAPANTONIS, D.E. Optimal sizing of a run-of-river small hydropower plant. **Energy Conversion and Management**, v. 48, n. 10, p. 2663-2670, oct. 2007.
- BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de energia elétrica do Brasil – 3ª Ed.** Brasília: ANEEL, 2008. 236 p.
- BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanço energético nacional 2013: Ano base 2012**. Rio de Janeiro: EPE, 2013. 288 p.
- BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética, CNEC - Projetos de Engenharia S.A. **Bacia hidrográfica do rio Tibagi: Revisão dos estudos de inventário hidrelétrico e avaliação ambiental integrada**. Brasília: EPE/CNEC, 2010. 227 p.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Nota técnica MME/SPD/05**. Brasília: MME, 2004. 10 p.
- BRASIL. Ministério das Minas e Energia, Centrais Elétricas Brasileiras S.A - Eletrobrás. **Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas**. Brasília: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 2000. 458 p.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia, CEPEL. **Manual de inventário hidroelétrico de bacias hidrográficas. Ed. 2007**. Rio de Janeiro: E-papers, 2007. 684 p.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Estudos para a licitação da expansão da geração: Garantia física dos empreendimentos hidrelétricos – 1º leilão de energia nova A-5 de 2013**. Brasília: EPE, 2013. 41 p.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Modelagem energética da UHE Sinop**. Brasília: MME/EPE, 2010. 29 p.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano decenal de expansão de energia 2021**. Brasília: MME/EPE, 2012. 387 p.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano nacional de energia 2030. v. 2.: Projeções**. Brasília: MME/EPE, 2007. 372 p.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano nacional de energia 2030. v. 3.: Geração hidrelétrica**. Brasília: MME/EPE, 2007. 210 p.

EHRLICH, P. J. **Avaliação e seleção de projetos de investimento: critérios quantitativos**. 2nd ed. São Paulo: Atlas, 1979. 177 p.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, CONSÓRCIO DAS EMPRESAS LEME E CONCREMAT. **Estudos de impacto ambiental (EIA) da UHE São Manoel**. Brasília: EPE/CONSÓRCIO DAS EMPRESAS LEME E CONCREMAT, 2011. 256 p.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, CONSÓRCIO DAS EMPRESAS LEME E CONCREMAT. **Usina hidrelétrica Teles Pires: Estudos de viabilidade**. Brasília: EPE/CONSÓRCIO DAS EMPRESAS LEME E CONCREMAT, 2010. 91 p.

GARRIDO, J.; ZAFRA, A.; VÁZQUEZ, F. Object oriented modelling and simulation of hydropower plants with run-of-river scheme: A new simulation tool. **Simulation Modelling Practice and Theory**, v. 17, n. 10, p. 1748-1767, nov. 2009.

HENRY, P. **Turbomachines hydrauliques: choix illustré de réalisations marquantes**. Lausanne: Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, 1992. 407 p.

HYDROBYTE Software. **HydroExpert**. Disponível em:
<<http://www.hydrobyte.com.br/site/en/hydroexpert>>. Acesso em: 05 jan. 2014.

LIMA, J. M. **Usinas hidrelétricas: diretrizes básicas para proteção e controle**. Rio de Janeiro: Synergia, 2009. 126 p.

MACINTYRE, A. J. **Máquinas motrizes hidráulicas**. Rio de Janeiro: Guanabara Dois, 1983. 649p.

Nº 003 – 16º leilão de energia nova (A-5) – 29 de agosto de 2013. Info**LEILÃO - CCEE**, n. 003, p. 3, ago. 2013.

PROJETEC – Projetos Técnicos. **Estudo de impacto ambiental AHE Cachoeira**. Recife: Projotec, 2009. 454 p.

PROJETEC – Projetos Técnicos. **Estudo de impacto ambiental AHE Castelhana**. Recife: Projotec, 2009. 430 p.

PROJETEC – Projetos Técnicos. **Estudo de impacto ambiental AHE Ribeiro Gonçalves**. Recife: Projotec, 2009. 447 p.

ROBERSON, J. A.; CASSIDY, J. J.; CHAUDHRY, M. H. **Hydraulic engineering**. 2nd ed. New York: John Wiley & Sons, 1998. 653 p.

SANTOLIN, A. et al. Techno-economical method for the capacity sizing of a small hydropower plant. **Energy Conversion and Management**, v. 52, n. 7, p. 2533-2541, July 2011.

SCHREIBER, G. P. **Usinas hidrelétricas**. São Paulo: Edgard Blücher, 1978. 233 p.

SINGAL, S.K.; SAINI, R.P.; RAGHUVANSHI, C.S. Analysis for cost estimation of low head run-of-river small hydropower schemes. **Energy for Sustainable Development**, v. 14, n. 2, p. 117-126, June 2010.

SIQUEIRA, R. B. P. **Construção de diagramas de custos para PCH incorporando turbinas de mercado**. 2006. 150 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica – Transmissão e Conversão de Energia) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2006.

SOITO, J.L.S.; FREITAS, M.A.V. Amazon and the expansion of hydropower in Brazil: Vulnerability, impacts and possibilities for adaptation to global climate change. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 6, p. 3165-3177, Aug. 2011.

VOITH – HYDROPOWER. **Products brochure**. Disponível em:
<<http://voith.com/en/products-services/hydro-power/turbines-559.html>>. Acesso em:
28 set. 2013.