ÁREA INTERDISCIPLINAR DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS - AIPSE.
Faculdade de Engenharia Mecânica - FEM.
Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Tese de Doutorado

# INTERAÇÕES ENTRE O PLANEJAMENTO E O PROJETO DE U.H.E's, O CASO DAS PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS NO BRASIL

*Autor - Carlos Barreira Martinez*

*Orientador - Prof.Dr. Sérgio Valdir Bajay*

55/365/n.c

*Campinas - 1994*
Brasil



UNICAMP BIBLIOTECA CENTRAL

Martinez, Carlos Barreira

m365i Interações entre o planejamento e o projeto de U.H.E's.

O caso das pequenas centrais hidrelétricas no Brasil /

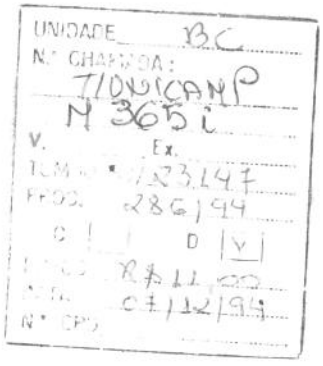
Carlos Barreira Martinez, - - Campinas, S.P.: [294], 1994.

Orientador : Sergio Valdir Bajay.

Tese ( doutorado ) - Universidade Estadual de Campinas Faculdade de Engenharia Mecanica.

1. Usinas hidrelétricas-Brasil. 2. Recursos energeticos. 3. Sistemas energeticos. 4. Energia eletrica - Produção.

I. Bajay, Sergio Valdir. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecanica. III. Título.




CM-00064755-1

# UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
# FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
# COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO
# SCPG-PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

Tese de: DOUTORADO

Título da Tese: "INTERAÇÕES ENTRE O PLANEJAMENTO E O PROJETO DE U.H.E's. O CASO DAS PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS NO BRASIL".

Autor: CARLOS BARREIRA MARTINEZ

Orientador: SERGIO VALDIR BAJAY

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA TESE DEFENDIDA POR CARLOS BARREIRA MARTINEZ E APROVADA PELA COMISSÃO JULGADORA EM 22/09/94.

ORIENTADOR

Aprovado por:

Prof.Dr. ..... Presidente

Prof.Dr. .....

Prof.Dr. .....

Prof.Dr. .....

Prof.Dr. .....

Campinas, 22 de Setembro de 1994

Obs: Mestrado: 3 professores
Doutorado: 5 professores

Aos meus pais; Manuel e Lidia; meus irmãos Manuel, Maria Clara, Cynthia, Maria Helena, José Roberto, Maurício, e sobrinhos Daniela, Guilherme, Aline.

Seus esforços, espero,não foram em vão

À Edna Cristina, minha esposa;

querida, paciente e carinhosa

a seus pais, Dewel e Lucy;
irmãos, Vinicius, Tanise, Junior, Isabel, Claudia e Edilson
e seus, agora também meus, sobrinhos, Mateus, Pedro e Filipe.

Ao caro Sérgio Valdir Bajay, mestre, amigo
e conselheiro de todas as horas,

meu muito obrigado pelo apoio nestes
anos de trabalho

*Ao fim de um trabalho que se prolongou por tantos anos fica difícil relacionar todas aquelas pessoas que contribuiram para a sua execussão, por vezes a memória nos trai e deixamos de relembrar alguem. Assim se no correr desta me esquecer de algum amigo não o será por descaso, mas sim por pura falha de memória.*

*Amigos da Unicamp e de outras universidades*

*Bernardino, Jacks, Waldenberg, Marcelo, Salatiel, Assis, Antonio Felinto, Djalma, Jussara, Demamboro, Eliane, Virginea, Marcio, Mauro, Arnaldo, André, Luciano, Marcia, Neuza, Vera, Sinclair, Arnaldo, Gallo, Paulo, Januzi, David, Mariotoni, Luengo, Rogério, Perrella, Jamil, Bortoni, Manuel, Newton, Genebaldo, José Luz*

*Muito obrigado pelo exemplo como amigos e colegas*

*À Faculdade de Engenharia Civil de Itajubá e amigos que lá deixei*

*À Catarina, Anita, Jusceli e Flávia,*

*obrigado pelo ajuda e estima que
sempre tiveram para comigo*

*Aos colegas e amigos da UFMG; que em tão pouco tempo se mostraram atenciosos, coerentes e dedicados.*

*"Talvez igual, difícilmente melhor"
Libânio - 1993*

# R E S U M O

Este trabaho tem por objetivo a análise crítica das etapas de planejamento e projeto de centrais hidrelétricas, dando-se uma ênfase especial ao caso das PCH's no país, à luz dos procedimentos aceitos pelo Setor Elétrico Brasileiro.

Foram desenvolvidos estudos visando a identificação das diversas tecnologias apropriadas para a implantação de PCH's. Revisou-se, a seguir, criticamente os passos preconizados pela ELETROBRÁS para o estudo e projeto de UHE's, em geral. Foram sugeridos, então, procedimentos diferenciados para o caso das PCH's, com o intuito de se racionalizar os esforços dispendidos nos diversos estágios, etapas e fases do projeto da central. Elaborou-se estudos de caso, com o objetivo de aplicar as sugestões propostas. Para isto, abordou-se o planejamento e projeto de PCH's tanto para os sistemas isolados e interligados, com as características próprias de cada caso.

A inserção da iniciativa privado na geração de energia elétrica é discutida à luz das experiências oriundas das concorrências públicas abertas pelo DNAEE a partir de 1988, onde a forma de avaliação das propostas e a legislação vigente acabaram por neutralizar os esforços dispendidos.

Finalmente são apresentadas as conclusões gerais da tese e as recomendações para desdobramentos futuros do trabalho.

# A B S T R A C T

The objective of this thesis is a critical appraisal of the planning and design stages of hydroelectric power stations, with special enphasys to the analysis of Small Hydroelectc Power Stations ( SHPSs ) in Brazil, according to accepted procedures for the Brazilian Eletric Power Sector.

Some studies were developd to identify appropriate technologies for SHPSs. The planning and design steps recommended by ELETROBRÁS for hydro power stations, in general, were critically reviewed. Specifc procedures for SHPSs were proposed, in order to simplify the calculations involved in the several stages, steps and phases of these power stations design. Some case-studies were carried out to illustrate the measures proposed. The planning and design of SHPSs for both isolated and interconnected systems were considered.

A greater participation of the private sector in the electricity generation business is discussed here, based on the experience of the public bids prommoted by DNAEE from 1988, where the way the tenders were evaluated and the current legislation ended up neutralizing the whole exercise.

Finally, the general conclusions of the thesis, together with some reccommendations for further developments, are put forward.

# SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS i,01
RESUMO ii,01
ABSTRACT iii,01
SUMÁRIO iv,01
LISTA DE FIGURAS v,01
LISTA DE TABELAS vi,01
LISTA DE EQUAÇÕES vii,01
SIMBOLOGIA viii,01

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO

1.1 Generalidades 001
1.2 Sistemas hidrotérmicos de potência 003
1.3 Centrais hidrelétricas de pequeno porte 005
1.4 Planejamento e projeto de usinas hidrelétricas 006
1.5 Objetivos da Tese 007
1.6 Escopo do trabalho 007

CAPÍTULO 2 NÍVEIS TECNOLÓGICOS DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

2.1 Introdução 010
2.2 Características e tipologia das PCH's 012
2.3 Tecnologias apropriadas para PCH's 014
2.4 Micro e mini centrais hidrelétricas 016
2.5 Pequenas centrais hidrelétricas com tecnologia intermediária 030
2.6 Pequenas centrais hidrelétricas com tecnologia avanada 036

CAPÍTULO 3 ETAPAS, ESTÁGIOS E FASES DE USINAS HIDRELÉTRICAS

3.1 Introdução 043
3.2 Etapas do projeto de uma central hidreltrica 044
3.2.1 Estudos de inventário 046
3.2.2 Estudos de viabilidade econômica 047

3.2.3 Projeto básico 047
3.2.4 Projeto executivo 048
3.3 Estágios e fases de desenvolvimento projeto 048
3.3.1 Usinas de médio e grande portes 050
3.3.1.1 Estudos de inventário 050
3.3.1.2 Estudo de viabilidade econômica 051
3.3.1.3 Projeto Básico e Executivo 052
3.4.2 Pequenas centrais hidrelétricas 053
3.4.2.1 Pré-dimensionamento de PCH's 054
3.4.2.2 Dimensionamento de PCH's 056
3.4.2.3 Projeto executivo de PCH's 057

CAPÍTULO 4 ESTUDOS DE INVENTÁRIO
4.1 Introdução 059
4.2 A metodologia do manual de inventário da Eletrobrás 060
4.3 Critérios básicos 060
4.4 Estudos preliminares 062
4.4.1 Levantamentos básicos 063
4.4.1.1 Estudos topográficos e geodésicos 063
4.4.1.2 Estudos geológicos e geotécnicos 063
4.4.1.3 Estudos hidrológicos e meteorológicos 063
4.4.2 Determinação do potencial energético 064
4.5 Dimensionamento e quantificação de obras e equipamentos 068
4.6 Custos 074
4.7 Impactos ambientais 075
4.8 Comparaaõ e selecaõ de alternativas 076
4.9 A fase final dos estudos de inventário 082
4.10 Estudo de motorização das UHE's, na divisão de quedas sel. 083

CAPÍTULO 5 ESTUDOS DE VIABILIDADE ECONÔMICA 085

5.1 Introdução 085
5.2 Etapa de estudos preliminares e levantamentos básicos 086
5.2.1 - Levantamentos utilizados nos estudos de viabilidade 087
5.3 Estudos básicos 090
5.4 Estudo das alternativas de projeto 100
5.4.1 Avaliação energética estática 103
5.4.2 Avaliação energética dinâmica 107
5.5 Estudos finais de engenharia 109
5.5.1 Estudos ambientais 109
5.5.2 Plano de levantamento básico 110
5.5.3 Plano de controle ambiental 110
5.5.4 Plano de utilização do reservatório 111
5.5.5 Plano de despropriação 111

CAPÍTULO 6 PROJETO BÁSICO E EXECUTIVO DE USINAS HIDRELÉTRICAS
6.1 Introdução 113
6.2 O projeto básico de uma usina hidrelétrica 114
6.2.1 Confecção do "Relatório de Impacto Ambiental" - RIMA 115
6.2.2 Estudos hidroclimatológicos 117
6.2.3 Estudos topográficos e geológico-geotécnicos 118
6.2.4 Estudos energéticos 119
6.2.5 Estudo de alternativas 120
6.2.6 Arranjo geral do projeto 120
6.3 Projeto executivo de uma UHE 128

CAPÍTULO 7 PRÉ-DIMENSIONAMENTO DE PCH's
7.1 Introdução 133
7.2 Estimativa dos custos de pch's no Brasil 136
7.2.1 Pequenas centrais hidrelétricas de níveis tecnológicos baixos e intermediários 137

7.2.1.1 Barragem e vertedouro 137
7.2.1.2 Tomada d'água 138
7.2.1.3 Sistema de adução de baixa pressão 140
7.2.1.4 Câmara de carga e chaminé de equilíbrio 142
7.2.1.5 Tubulação de alta pressão 143
7.2.1.6 Casa de máquinas 143
7.2.1.7 Equipamentos hidromecânicos e elétricos 144
7.2.1.8 Subestações e linhas de transmissão 145
7.2.1.9 Custos adicionais 145
7.2.2 Pequenas centrais hidrelétricas de nível avançado 146
7.3 Pré-dimensionamento de PCH's para sistemas interligados 150
7.3.1 Estudos preliminares 150
7.3.2 Estudos finais 154
7.4 Pré-dimensionamento de PCH's para sistemas isolados 156
7.4.1 Vazão de projeto e capacidade instalada total 156
7.4.2 Determinação do número de grupos geradores e sua entrada em operação 160
7.4.2.1 Restrições de atendimento das demandas de energia e de ponta 161
7.4.2.2 Formulação do problema para a programação dinâmica 161
7.5 Estudos de caso 163
7.5.1 O caso da PCH São Judas Tadeu 163
7.5.1.1 Considerações iniciais 163
7.5.1.2 A PCH São Judas Tadeu-Características Técnicas 164
7.5.2 PCH's do Rio Paraiba do Sul 168
7.5.2.1 Considerações iniciais 169
7.5.2.2 Características técnicas 169

CAPÍTULO 8 DIMENSIONAMENTO DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS 177
8.1 Introdução

8.2 Classificação das PCH's segundo a altura de queda e o nível tecnológico 178
8.3 PCH's de baixa queda 181
8.3.1 Introdução 181
8.3.2 As turbinas axiais e suas principais características 181
8.3.3 Arrajos básico para PCH's de baixa queda 184
8.4 Estudos hidrenergéticos finais 186
8.4.1 Funções de geração 186
8.4.2 Efeito do deplecionamento do reservatório 188
8.4.3 Determinação final do número ótimo de máquinas 190
8.5 Estudos econômicos e financeiros 192
8.6 Especifacação e dimensionamento das estruturas da usina 194
8.6.1 Infraestruturas necessárias à obra 194
8.6.2 Desvio do rio 194
8.6.3 Barragens 196
8.6.3.1 - Barragens de concreto a gravidade 196
8.6.3.2 Barragem de contrafortes 198
8.6.3.3 Barragem de terra 202
8.6.3.4 Barragens de enrocamento 209
8.6.4 Vertedouros 212
8.6.4.1 Vertedouro de borda livre 214
8.6.4.2 Vertedouro de canal 216
8.6.4.3 Vertedouro de comportas 218
8.6.5 - Tomada d'agua e sistemas de adução 221
8.6.5.1 Tomada d'agua 221
8.6.5.2 Canal de adução 223
8.6.5.3 Tubulação de baixa pressão 227
8.6.5.4 Castelo d'água e tubulação forçada 228
8.6.5.4.1 Chaminé de equilíbrio 229
8.6.5.4.2 - Câmara de Carga 230
8.6.5.4.3 Tubulação forçada 230
8.6.6 Casa de máquinas 232

8.6.7 Equipamentos eletro-hidromecânicos 235
8.6.7.1 Equipamentos eletromecânicos 235
8.6.7.2 Subestações e sistema de transmissão 236
8.6.8 Documentos básicos de licitação 242
8.7 Estudo de caso de dimensionamento de PCH's 244
8.7 1 O dimensionamento da PCH São Judas Tadeu 244
8.7.1.1 - A PCH São Judas Tadeu - Características Técnicas 245
8.7.1.2 Descrição das estruturas e equip. da PCH 245
8.7.1.3 - Os custos da PCH São Judas Tadeu 251
8.7 2 O dimensionamento das PCH's do Rio Paraiba do Sul (Terceiro nível de tecnologia) 259
8.7.2.1 Introdução 259
8.7.2.2 A PCH Tremembé - Características técnicas 259
8.7.2.3 Descrição das estruturas e equipamentos das PCH's 259

CAPÍTULO 9 PERSPECTIVA DA PARTICIPAÇÃO DA INICIATIVA PRIVADA NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL VIA PCH'S 265

9.1 Da iniciativa privada às concessionárias de energia elétrica 267
9.2 As regulamentações do setor 271
9.3 O retorno dos investimentos privados na geração de energia elétrica 273
9.4 Concorrências públicas no Brasil para a geração e transmissão de energia elétrica em sistemas isolados 275
9.4.1 Introdução 275
9.4.2 As concorrências públicas 276
9.4.2.1 A análise das propostas 277
9.4.2.1.1 O preço e a quantidade da energia ofertada 278
9.4.2.1.2 - O julgamento das propostas 282

9.4.2.2 Uma proposta para a viabilização da participação da iniciativa privada na geração de energia elétrica via PCH's, em sistemas eletricamente isolados 285

CAPÍTULO 10 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES 287
10.1 Conclusões Gerais 287
10.2 Recomendações 292

BIBLIOGRAFIA Bibl.1

ANEXO 1 USINAS HIDRELÉTRICAS
A.1.1 Conceitos básicos A.01
A.1.2 Usinas de alta queda A.09
A.1.3 Usinas de média queda A.10
A.1.4 Usinas de baixa queda A.12

ANEXO 2 CURVAS DE CUSTOS DE EQUIPAMENTOS E ESTRUTURAS DE PCH'S B.01

# LISTA DE FIGURAS

## CAPÍTULO 2

pag.

Figura 2.1 Exemplo de uma tomada d'agua acoplada a uma cela de pressão inutilizada por recalque nas fundações. FAZENDA VACA BRANCA, XAPURI. ACRE-1988. 019

Figura 2.2 Tubulação de aço - FAZENDA VACA BRANCA, XAPURI. ACRE-1988. 020

Figura 2.3 Tubulação de PVC revestida com alvenaria de tijolo cozido. FAZENDA VACA BRANCA, XAPURI. ACRE-1988. 021

Figura 2.4 Casa de máquinas em alvenaria de tijolo cozido. Usina de Itapecuruzinho, MA.-1988. 022

Figura 2.5 Casa de máquinas construida com tábuas de madeira. FAZENDA VACA BRANCA, XAPURI. ACRE-1988. 023

Figura 2.6 Detalhe da transmissão por correia em turbina Francis caíxa cilindrica FAZENDA VACA BRANCA, XAPURI. ACRE-1988. 024

Figura 2.7 Detalhe do regulador de velocidade da usina FAZENDA VACA BRANCA, XAPURI. ACRE-1988. 025

Figura 2.8 Grupo gerador com turbina Francis Usina Delano, Manhuaçu, MG.-1988 026

Figura 2.9 Grupo gerador Tipo Francis, Usina de Itapecuruzinho, MA.-1988. 027

Figura 2.10 Painel de comando de uma micro-central hidrelé-USINA FAZENDA PORTO FRANCO M.A.-1988. 028

Figura 2.11 Barragem de PCH do segundo nível, CEMIG, Canguçu - MG - CEPCH, 1988. 032

Figura 2.12 Tomada d'agua. PCH-CEMIG, Canguçu - MG - CEPCH, 1988. 033

Figura 2.13 Tubulação forçada. PCH-CEMIG, Canguçu-MG-CEPCH, 1988. 034

Figura 2.14 Casa de máquinas. PCH MARMELOS, PCH-CEMIG, Canguçu - MG - CEPCH, 1988. 035

Figura 2.15 Canal de fuga. PCH MARMELOS, PCH-CEMIG, Canguçú MG - CEPCH, 1988. 035

Figura 2.16 Grupos geradores. PCH MARMELOS, PCH-CEMIG, Canguçu - MG - CEPCH, 1988. 036

Figura 2.17 Arranjo Básico de PCH de terceiro nível, Lay--out - Eixo Caçapava. 039

Figura 2.18 Casa de máquinas e grupo gerador composto por turbina Kaplan tipo "S" e gerador elétrico horizontal, PCH Caçapava. 040

Figura 2.19 Vista do sistema de comportas da PCH Caçapava. 041

## CAPÍTULO 3

Figura 3.1 Etapas do projeto de uma usina hidrelétrica. 045

Figura 3.2 Etapas do projeto de uma PCH. 045

Figura 3.3 Etapas e estágios de uma UHE de médio e grande porte. 049

Figura 3.4 Estagios e fases da etapa de estudos de inventário. 050

Figura 3.5 Estágios e fases da etapa de viabilidade. 051

Figura 3.6 Etapas efases do projeto de uma PCH. 053

Figura 3.7 Estagios e fases do pré-dimensionamento de uma PCH. 055

Figura 3.8 Estagios e fases do dimensionamento de PCH's. 057

Figura 3.9 Estagios e fases do projeto executivo de PCH's. 058

## CAPÍTULO 4


Figura 4.1 Redefinição de energias primária e secundária. 067

Figura 4.2 Passos para o dimensionamento de uma UHE, a nível de inventário. 071

Figura 4.3 Fluxograma da seleção de alternativas em função do indice Custo/Benefício energético, incluindo o critério ambiental. 081


## CAPÍTULO 5


Figura 5.1 Curva de permanência de carga com três patameres. 093

Figura 5.2 Curva de permanência de Carga com n patamares. 094

Figura 5.3 Atendimento da curva de carga por uma dada usina e pelas demais usinas do sistema 095

Figura 5.4 Atividades desenvolvidas na etapa de estudos de alternativas do aproveitamento. 102


## CAPITULO 6


Figura 6.1 Exemplo de uma junta de dilatação . 131

Figura 6.2 Perfil de uma barragem com detalhe do zoneamento por classe de concreto. 132

Figura 6.3 Exemplo do detalhe construtivo de uma voluta em uma usina hidrelétrica. 132

## CAPÍTULO 7


| | | |
|---|---|---|
| Figura 7.1 | Tomada d'agua acoplada ao canal de adução. | 139 |
| Figura 7.2 | Tomada d'agua acoplada a tubulação de baixa pressão. | 140 |
| Figura 7.3 | Custo em us$/kW para pequena central hidrelétrica utilizando grupo gerador tipo tubular | 148 |
| Figura 7.4 | Custo em us$/kW para pequena central hidrelétrica utilizando grupo gerador tipo francis. | 149 |
| Figura 7.5 | Matriz custo benefício. | 153 |
| Figura 7.6 | Simplificação do diagrama de carga típico. | 158 |
| Figura 7.7 | Diagrama de vazões envolvidas no cálculo da vazão de projeto da PCH. | 159 |
| Figura 7.8 | Arranjo Básico proposto no pré-dimensionamento para a PCH São Judas Tadeu. | 166 |
| Figura 7.9 | Corte esquemático da casa de máquinas. | 167 |
| Figura 7.10 | Configuração da subestação de Caeté. | 168 |
| Figura 7.11 | Cronograma de instalação das usinas do Rio Paraiba do Sul considerando os custos marginais do nível A2 | 173 |


## CAPÍTULO 8


| | | |
|---|---|---|
| Figura 8.1 | Grupo turbina gerador ancorada a dois suportes abaixo do gerador e turbina. | 183 |

| | | |
|---|---|---|
| Figura 8.2 | Grupo tubular típico. | *183* |
| Figura 8.3 | Exemplo de arranjo básico para uma PCH de baixa queda. | *185* |
| Figura 8.4 | Representação esquemática de reservatório de uma UHE. | *189* |
| figura 8.5 | Resultado da simulação de uma usina operando sob as premissas acima | *190* |
| Figura 8.6 | Barragem de gravidade - Hiwassee,Rio Hiwassee, Carolina do Norte, USA. | *198* |
| Figura 8.7 | Exemplo de uma barragem de contrafortes. Stony Gorge - California USA. | *199* |
| Figura 8.8 | Comparação entre o volume de concreto usado em barragem de gravidade e de contrafortes. | *200* |
| Figura 8.9 | Exemplo de dimensionamento de uma seção de barragem de contrafortes. | *202* |
| Figura 8.10 | Seção da barragem de Germantown, rio Miami, Ohio. | *204* |
| Figura 8.11 | Seção da barragem de Santiago, rio Orange, California | *205* |
| Figura 8.12 | Seção da barragem de Piedmont, Stillwater -Creek, Ohio. | *206* |
| Figura 8.13 | Seção da barragem de Mohawk, rio Walhonding, Ohio. | *207* |
| Figura 8.14 | Seção da barragem de Watauga, rio Watauga, Tennessee. | *208* |
| Figura 8.15 | Exemplo de uma barragem de enrocamento, Malpaso, Peru. | *210* |
| Figura 8.16 | Detalhes construtivos da barragem de Meadow Lake, California, U.S.A. | *211* |
| Figura 8.17 | Detalhe da face da barragem de Penrose-Rosemont, Colorado, U.S.A. | *212* |

| | | |
|---|---|---|
| Figura 8.18 | Esquema básico da curvatura da superfície de um vertedouro | 215 |
| Figura 8.19 | Vertedouro em canal lateral ao reservatório da usina. | 217 |
| Figura 8.20 | Exemplo de um vertedouro do tipo canal projetado para dentro do reservatório. | 218 |
| Figura 8.21 | Corte transversal de vertedouro com comporta. | 219 |
| Figura 8.22 | Vertedouro instalado em uma usina de médio porte. | 220 |
| Figura 8.23 | Exemplo do detalhamento de uma estrutura de tomada dágua em concreto armado. | 222 |
| Figura 8.24 | Detalhe de uma estrutura de tomada dágua em concreto armado | 223 |
| Figura 8.25 | Juntas de dilatação usadas em canais de adução revestidos com concreto armado. | 225 |
| Figura 8.26 | Canal de adução revestido com concreto. | 225 |
| Figura 8.27 | Canal de adução feito em solo e concreto armado. | 226 |
| Figura 8.28 | Detalhamento de uma seção de canal de adução. | 226 |
| Figura 8.29 | Tubulação de baixa pressão. | 227 |
| Figura 8.30 | Exemplo de junta de expansão em tubulação de baixa pressão. | 228 |
| Figura 8.31 | Chaminé de equilíbrio. | 229 |
| Figura 8.32 | Câmara de carga da PCH Cachoeira Redonda, BA. | 230 |
| Figura 8.33 | Exemplo da Tubulação forçada. | 231 |
| Figura 8.34 | Exemplo de infra-estrutura de casa de máquinas. | 233 |

Figura 8.35 Exemplo de superestrutura de casa de máquinas. 234

Figura 8.36 Grupo gerador de PCH, com máquina tipo Francis caixa aberta. 237

Figura 8.37 Grupo gerador de PCH, com máquina tipo Kaplan. 237

Figura 8.38 Grupo gerador com máquina tipo Pelton. 238

Figura 8.39 Exemplo de uma torre de transmissão. 240

Figura 8.40 Esquema de subestação de pequeno porte. 241

Figura 8.41 Arranjo básico de subestação de pequeno porte. 242

Figura 8.42 Vista geral da casa de máquinas da PCH São Judas Tadeu 247

Figura 8.43 Configuração do sistema elétrico da PCH São Judas Tadeu. 248

Figura 8.44 Configuração da subestação da Serra. 250

Figura 8.45 Vista em planta da subestação Caeté. 250

Figura 8.46 Configuração do pátio da subestação elevatória da PCH São Judas Tadeu. 251

Figura 8.47 Comportamento do "caixa" da PCH São Judas Tadeu em função da taxa de juros 258

Figura 8.48 Arranjo básico da PCH TREMEMBÉ 260

Figura 8.49 Esquema do vertedouro a ser adotado 261

Figrra 8.50 Corte da casa de máquinas da PCH TREMEMBÉ 262

Figura 8.51 Esquema da escada de peixes 263

## CAPÍTULO 9

Figura 9.1 Custo de geração em função do investimento unitário. DEMETERCO, (1988). 285

ANEXO A CARACTERIZAÇÃO GERAL DAS UHE´s A06

Figura A.1 Usina de represamento. A06

Figura A.2 Usinas de desvio. A07

Figura A1.3 Usina de derivação. A08

Figura A.4 Usina de alta queda. A10

Figura A.5 Esquema típico de central de média queda. A12

Figura A..6 Vista em corte de turbina bulbo. A14

Figura A.7 Turbina tubular. A15

Figura A.8 Turbina axial com instalação do gerador em poço. A15

Figura A.9 Usina de baixa queda com turbina axial do tipo STRAFLO. A16

ANEXO B CURVAS DE CUSTOS DE PCH´s B01

# LISTA DE TABELAS

pag.

## CAPÍTULO 2

Tabela 2.1 Níveis de tecnologia para PCH's 042

## CAPÍTULO 6

Tabela 6.1 Índices ambientais calculados por regiões do Brasil 116

## CAPÍTULO 7

Tabela 7.1 Coeficiente de forma para diferentes tipos de vale. 138

Tabela 7.2 Valores de Kt 141

Tabela 7.3 Resultados do pré-dimensionamento da PCH São Judas Tadeu, fornecidos pelo modelo 165

Tabela 7.4 Dados das PCH's do RIO Paraiba do Sul 170

Tabela 7.5 Custos diretos e equalizados das PCH's do Rio Paraiba do Sul tomando como base o custo marginal do sistema igual a 34 mills/kwh 171

TABELA 7.6 Custo da energia gerada para o horizonte de 2000 a 2015 Sistema ELETROPAULO, bacia do Rio Paraiba do Sul 172

TABELA 7.7 Resultado da aplicação do modelo de pré-dimensionamentoà PCH de TREMEMBÉ, com as simplificações propostas. 174

TABELA 7.8 Resultado da aplicação do modelo de pré-dimensionamentoà PCH de GROTA FRIA, com as simplificações propostas. 175

## CAPÍTULO 8

Tabela 8.1 Classificação das PCH"s segundo o Manual de PCH's. 179

Tabela 8.2 Proposta de uma nova Classificação das PCH's. 180

Tabela 8.3 Tipos de turbinas em função da velocidade específica. 192

Tabela 8.4 Custos dos componentes da PCH São Judas Tadeu. 252

Tabela 8.5 Resumo das receitas, das despesas, do caixa para uma taxa de juros da PCH (12% a/a) 254

Tabela 8.6 Resumo das despesas, dos caixas para uma taxa de juros ( 12% a/a) 255

Tabela 8.7 Resumo das receitas dos caixas para uma taxa de juros ( 10% a/a) 256

Tabela 8.8 Resumo das receitas dos caixas para uma taxa de juros ( 8% a/a) 257

# LISTA DE EQUAÇÕES

## CAPITULO 4

pag.

EQUAÇÃO (4.1) Fator de capacidade.

$$FC = \frac{(1-Pp).(1-r)}{(1-Pe)}$$ 065

EQUAÇÃO (4.2) Energia firme.

$$EF = 8,4 \; . \; Qr \; . \; Hz$$ 065

EQUAÇÃO (4.3) Potência de referência de um aproveitamento.

$$Pr = EF/FC$$ 066

EQUAÇÃO (4.4) Potência instalada no aproveitamento.

$$P = P_R \left( \frac{H_1}{H_2} \right)^{\alpha}$$ 066

EQUAÇÃO (4.5) Volume deplecionado em um reservatório.

$$Vd = 0,5 \; . \; Vu$$ 066

EQUAÇÃO (4.6) Volume deplecionado em um reservatório.

$$Vd = \frac{0,5 \; Vu}{Vu + 0,5 \; \Sigma Vum} \; . \; Vu$$ 066

EQUAÇÃO (4.7) Número de unidades geradoras.

$$N = \frac{Pt}{P_1}$$ 069

EQUAÇÃO (4.8) Descarga máxima total turbinável.

$$Q_{max} = \frac{Pt}{8,67.H_i} \qquad 070$$

EQUAÇÃO (4.9) Bens e Serviços Nacionais.

$$(BSN)_i = (BSN)_o \frac{I_i}{I_o} \qquad 074$$

EQUAÇÃO (4.10) Bens e Serviços Importados.

$$(BSI)_i = (BSI) \frac{E_i}{E_o} \cdot \frac{D_i}{D_o} \qquad 074$$

EQUAÇÃO (4.11) Índice custo/benefício da usina i.

$$CI = \frac{10^3.Cti}{8,76.E_{fi}} \qquad 077$$

EQUAÇÃO (4.12) Custo total anual da usina.

$$Cti = Ci.Frc + Pi.COMi \qquad 077$$

EQUAÇÃO (4.13) Fator de recuperação de capital.

$$Frc = \frac{i(1 + 1)}{(1 + 1)^n - 1} \qquad 077$$

EQUAÇÃO (4.14) Ganho de energia firme.

$$Efi = 8,4. \left[ H_{2i} .Qri + \frac{Vui}{Ts} \sum_{k \in J} H_{2h} \right] \qquad 078$$

EQUAÇÃO (4.15) Índice custo/benefício.da alternativa i.

$$ICBi = \frac{Cti + 8760\ CUR\ (Ef^{*} - Efi)}{8760\ Ef} \qquad 078$$

EQUAÇÃO (4.9) Capacidade instalada mínima.

$$PMax = \frac{8,6 \cdot Qreg\ Hz}{0,125} \qquad 083$$

## CAPITULO 5

EQUAÇÃO (5.1) Potência total de uma usina.

$$P_t = P_p + P_{sb} + P_b \qquad 093$$

EQUAÇÃO (5.2) Energia firme da UHE.

$$E_f = P_p \cdot \beta_p + P_{sb}\ (\beta_{sb} + \beta_p) + P_b \cdot (\beta_b + \beta_{sb} + \beta_p) \qquad 093$$

EQUAÇÃO (5.3) Potência total.

$$PT = \sum_{i=0}^{n} P_i \qquad 094$$

EQUAÇÃO (5.4) Energia firme.

$$Ef = \sum_{n=0}^{n} P_i \cdot \beta_{b-i} \qquad 094$$

EQUAÇÃO (5.5) Energia total do sistema.

$$ET = PTp.\beta p + PTsb.\beta sb + PTb.\beta b \qquad 095$$

EQUAÇÃO (5.6) Relação entre energia total e potência.

$$\frac{PTp}{ET} = \alpha_p ; \frac{PTsb}{ET} = \alpha_{sb} ; \frac{PTb}{ET} = \alpha_b \qquad 095$$

EQUAÇÃO (5.7) Benefício anual da energia gerada.

$$BE=(Pp+Pcp).\beta p.CRE_p+(Psb+Pcsb).(\beta sb+\beta p)CRE_{sb}+$$
$$+(Pb+Pcb).(\beta sb+\beta b+\beta p).CRE_b+E_s.CRE_s \qquad 096$$

EQUAÇÃO (5.8) Benefício líquido anual gerado pela UHE.

$$BEL=BE-CA \qquad 097$$

EQUAÇÃO (5.9) Benefício anual incremental.

$$\Delta BE \geq \Delta CA \qquad 097$$

EQUAÇÃO (5.10) Potência ser despachada na ponta.

$$PL_p=\min\left[\frac{EF - Pm \cdot \beta b}{\beta b}, Pg\right] \qquad 097$$

EQUAÇÃO (5.11) Potência despachada fora da ponta.

$$PL_b=\frac{EF - Pm \cdot \beta b}{\beta p} \text{ se } PL_b = Pm \qquad 097$$

EQUAÇÃO (5.12) Potência. despachada fora da ponta.

$$PL_b=\frac{EF - Pg \cdot \beta p}{\beta b} \text{ se } PL_b = Pg \qquad 097$$

EQUAÇÃO (5.13) Potência máxima intalável.

$$Pmax \leq \frac{Efi - Pm \cdot \beta b}{\beta p} \qquad 098$$

EQUAÇÃO (5.14) Custo anual da usina]

$$CA\ (Pt,\ \sigma) = CA_1 + CA_2\ (Pt,\ \sigma) \qquad 098$$

EQUAÇÃO (5.15) Custo de $CA_2$.

$$CA_2\ (Pt,\ \sigma) = C_1\ (Pt) + C_2\ (Pt)\ (1 + i)^{\sigma} \qquad 099$$

EQUAÇÃO (5.16) Custo incremental da super motorização.

$$\Delta\ CA = \Delta C_1 + \Delta C_2 (1+i)^{\sigma} \qquad 100$$

EQUAÇÃO (5.17) Energia firme local.

$$EF_k = \left[ QNAT_k + \sum_{iE\ M\kappa} \left( \frac{Vui}{NSPC} - QEVP_i \right) \right] . r^*_k \qquad 104$$

EQUAÇÃO (5.18) Energia firme econômica.

$$\max_h \left\{ E + \mu\ P\ ,\ 0 \leq h \leq hmax \right\} \qquad 104$$

EQUAÇÃO (5.19) Igualdade para reservatório com depleção.intermediária.

$$\left[ \frac{dE}{dh} + \mu \frac{dP}{dh} \right] h = h^* = 0,0 \leq h^* < hmax. \qquad 105$$

EQUAÇÃO (5.20) Custo implicito do déficit.

$$CDIE = (CMEE\ .\ \Delta M - \Delta CT)\ /\ \Delta DE \qquad 106$$

EQUAÇÃO (5.21) Energia média do aproveitamento.

$$EM_k = QMLT_k\ .\ R_k \qquad 106$$

## CAPITULO 6

EQUAÇÃO (6.1) Indice ambiental.

$$IA = \frac{Pf}{Ai} \qquad 115$$

## CAPITULO 7

EQUAÇÃO (7.1) Custo barragem/vertedor, ( $r^2$= 0,8732).

$$CDB=140,65 * ( e^{0,3798.hb} ) * kv * Lb \qquad 137$$

EQUAÇÃO (7.2) Custo total da tomada d'água, ($r^2$= 0,935).

$$CTD=4999,23 * Q^{0,8289} \qquad 139$$

EQUAÇÃO (7.3) Custo do canal de adução, ( $r^2$= 0,9456).

$$CCA=106.836,00 * Q^{0,5491} * Lc * Kt \qquad 141$$

EQUAÇÃO (7.4) Custo da tubulação de baixa pressão, ($r^2$= 0,9189)

$$CTB=289.304,00 * Q^{0,7870} * LTB \qquad 141$$

EQUAÇÃO (7.5) Custo da câmara de carga, ( $r^2$= 0,9338).

$$CCC=345.902,00 * Q^{1,1679} \qquad 142$$

EQUAÇÃO (7.6) Custo da chaminé de equilíbrio, ( $r^2$= 0,9774)

$$CCE=5.672,7 * Q^{0,5699} \qquad 142$$

EQUAÇÃO (7.7) Custo da tubulação forçada, ( $r^2$= 0,9774).

$$CTA = 131.715,41 * Q^{1,024} * Ltf \qquad 143$$

EQUAÇÃO (7.8a) Custo da casa de máquinas, para potência de 100 à 1200 kW, ( $r^2$= 0,8498).

$$CCM = 341,69 * P^{0.7220} \qquad 143$$

EQUAÇÃO (7.8b) Custo da casa de máquinas, para potência de 1200 à 10.000 kW, ( $r^2$= 0,9370).

$$CCM = -398.476,50 * ( LOG\ 64.113,99 * P) \qquad 144$$

EQUAÇÃO (7.9) Custo das turbinas, ( $r^2$= 0,9377).

$$CTU = 26,09 * P^{1,1847} \qquad 144$$

EQUAÇÃO (7.10) Custo dos geradores, ( $r^2$= 0,9514).

$$CGE = 92,83 * P^{1,0489} \qquad 144$$

EQUAÇÃO (7.11) Custo das pontes rolantes, ( $r^2$= 0,8749).

$$CPR = 0,5228 * P^{1,2772} \qquad 144$$

EQUAÇÃO (7.12) Custo dos quadros de comando, ( $r^2$= 0,7954).

$$CQG = 0,9964 * P^{1,4511} \qquad 144$$

EQUAÇÃO (7.13) Custos da subestação, ( $r^2$= 0,8157).

$$CSE = 0,1574 * P^{1,8036} \qquad 145$$

EQUAÇÃO (7.14) Custo da linha de transmissão, ($r^2$= 0,8703).

$$CLt = 71.727,57 * ( LOG\ 11.704,16 * P) * Llt \qquad 145$$

EQUAÇÃO (7.15) Custo do desvio do rio, ( $r^2$= 0,9377).

$$CDR = 11.138,49 * \left(\frac{hb}{Lb}\right)^{1,332} * Lb \qquad 145$$

EQUAÇÃO (7.16) Custo do acampamento, ( $r^2$= 0,8129).

$$CAC = 2.454,89 * p^{0,3292} \quad 145$$

EQUAÇÃO (7.17) Custo da administração do proprietário, ( $r^2$= 0,9702)

$$CAP = 35,62 * p^{0,9922} \quad 146$$

EQUAÇÃO (7.18) Custo da engenharia de projeto, ($r^2$=0,9823)

$$CEP = 58,71 *.P^{1,0121} \quad 146$$

EQUAÇÃO (7.19) Custo total do empreendimento.

$$CTH=(1+CE).\varepsilon.C_{esteq}+CDE+JDC \quad 146$$

EQUAÇÃO (7.20) Custo total do investimento para usinas com turbinas tipo tubular, ( $r^2$= 0,9213).

$$CT_{TUBULAR}=96.329,26 * ( P/ H/maq)^{-0,6033} \quad 150$$

EQUAÇÃO (7.21) Custo total do investimento para usinas com turbinas tipo Kaplam, ( $r^2$= 0,9523).

$$CT_{KAPLAM}=113.381,83 * ( P/ H/maq)^{-0,6705} \quad 150$$

EQUAÇÃO (7.22) Custo corrigido

$$\text{Custo Corrigido} = \frac{egu * ceg + (( egmu - egu) * cmes )}{emu} \quad 155$$

EQUAÇÃO (7.23) Benefício líquido anual.

$$BLA=(TE.E.8760)-Cu.\left[\frac{i\ (1+i)^{n}}{(1+i)^{n}-1}\right] \quad 157$$

EQUAÇÃO (7.24) Volume útil do reservatório.

$$Vu=(Qp-Q95).tph.3600 \qquad 159$$

EQUAÇÃO (7.25) Menor vazão que passa pelo leito do rio.

$$Qmenor=\frac{Q95\ .\ 24\ -\ Qponta\ .\ tph}{24\ -\ tph} \qquad 160$$

EQUAÇÃO (7.26) Vazão para suprir a ponta]

$$Qponta=\frac{Q95\ .\ 24\ -\ Qmenor\ (24\ -\ tph)}{t_{ph}} \qquad 160$$

EQUAÇÃO (7.27) Restrições matemáticas de atendimento

$$[(1-tip)\ .\ Pp\ ]\ +\ [(1-Tit)\ .\ Pt]\ \geq\ PD\ (1\ =\ r) \qquad 161$$

EQUAÇÃO (7.28) Valor atual dos investimentos térmicos.

$$CEEm,n\ =\ \sum_{NGn} CAG.FRC\ +\ COM\ +\ +\ \sum_{NDn} CDI.\ PDT.FRC\ +\ \sum_{NDN} CID.PDI.CDO \qquad 162$$

## CAPITULO 8

EQUAÇÃO (8.1) Potência instalada na PCH.

$$P=9.81.\eta.(H_{liq.}).Q \qquad 187$$

EQUAÇÃO (8.2) Formula de Hazen-Willians.

$$hp=10,643.Q^{1,85}.C^{-1,85}.D^{-4,87}.L \qquad 187$$

EQUAÇÃO (8.3) Formula de Darcy-Weissback.

$$hp = f.\frac{8 \cdot Q^2 \cdot L}{g \cdot \Pi \cdot D^2} \qquad 187$$

EQUAÇÃO (8.4) Vazão disponível.

$$Q_{disp.} = Q_{turb.} + Q_{vert.} \qquad 188$$

EQUAÇÃO (8.5) Porcentagem do deplecionamento do reservatório.

$$\Delta_{depl.} = \frac{(h_{max.mont.} - h_{jus.})}{(h_{min.mont.} - h_{jus.})} - 1 \qquad 188$$

EQUAÇÃO (8.6) Potencia disponível

$$P=9,81.\eta.Q.[h_b - t.[\frac{QS - QE}{S1 - S2}] - h_p] \qquad 189$$

EQUAÇÃO (8.7) Rendimento do sistema hidrelétrico.

$$\eta_t = a + bQ + cQ^2 + d\Delta h_{liq.} + e(\Delta h_{liq.})^2 + fQ\Delta h_{liq} \qquad 189$$

EQUAÇÃO (8.8) Rotação específica

$$Ns = \frac{Nm * P^{1/2}}{h_{liq}^{5/4}} \qquad 191$$

## CAPITULO 9

EQUAÇÃO (9.1) Valor anual da energia.

$$(VET) = [(EP) + (ES)].(PH) + (ET).(PT) \qquad 278$$

EQUAÇÃO (9.2) Energia anual para atender a totalidade da energia requerida.

$$(EM) = (EP) + (ES) + (ET) \qquad 280$$

EQUAÇÃO (9.3) Valor anual da energia média que foi gerada ou deixou de ser gerada pelo sistema.

$$(VEI) = (A).(M).\frac{(EP) + (ES)}{12}.[(PT) - (B).(PH)].(TS) \qquad 280$$

EQUAÇÃO (9.4) Valor anual médio do investimento.

$$(VEP)=\left[0,4.(PA)+\frac{(ET)+(ES)}{8.760}\right].(KT).(TS) \qquad 281$$

EQUAÇÃO (9.5) Valor anual médio anual.

$$(VAM)=(VET)+(VEI)+(VEP) \qquad 282$$

EQUAÇÃO (9.6) Preço da energia média anual.

$$(PH)=\frac{1}{(EP)+(ES)}\cdot\left[(V).(IR)_r+(K).(IR)_{ra}\right] \qquad 284$$

# SIMBOLOGIA

(A) = indice usado para calculo; (+1), para o caso da proposta prever a entrada em operação comercial após data estipulada para início de operação; e

(A) =indice usado para calculo; (-1), para o caso da proposta prever a entrada em operação comercial antes da referida data;

Ai = área inundada pelo reservatório da usina em $Km^2$.

(B) = indice usado para calculo; 0 (zero), para o caso da proponente ofertar um empreendimento que entre em operação comercial após a data estipulada para o início da operação; e (B) = (+1), para o caso da proponente ofertar um empreendimento que entre em operação comercial antes da referida data;

BE = benefício anual da energia gerada, em US$;

BEL = benefício líquido anual gerado pela UHE

BLA = benefício líquido anual,

$(BSN)_i$ = custo unitário ou global de BSN, atualizado para a nova data;

$(BSN)_o$ = custo unitário ou global de BSN, referente a janeiro de 1982, dado pelo Manual de Inventário;

C = coeficiente de perda de carga ( Netto, A-1970);

CA = custo total anual da UHE, em US$.

CAC = custo do acampamento, em US$ de 1993;

CAG = custo anual de cada grupo gerador da PCH, em US$;

CAP = custo da administração do proprietário, em US$ de 1993;

$CA_1$ = custo anual da UHE para motorização inicial;

$CA_2$ = custo anual da supermotorização;

$C_{comb}$ = custo do combustível, em US$/l;

Cc = custo de combustível, em US$/litro;

CCC = custo da câmara de carga

CCA = custo do canal de adução

CCE = custo dachaminé de equilíbrio

CCM = custo da casa de máquinas

CDIE = custo implicito do déficit

CDB = custo do conjunto barragem/vertedo

CDE = custo das desapropriações, em US$ de 1993;

CDI = custos unitários dos grupos térmicos, em US$/kW;

CDO = custo de combustível para cada grupo termelétrico, em [US$/TON].

CDR = custo de desvio do rio, em US$ de 1993;

CE = taxa para cobrir eventualidades (geralmente adotado como 15%);

CEEm,n = custo de um estado (m) em um estágio (n), em US$;

$C_{esp}$ = consumo específico de combustível, em l/kWh;

$C_{esteq}$ = custo das estruturas e equipamentos, em US$ de 1993;

$CEG_t$ = custo da energia térmica gerada, em US$/kWh;

CEG = custo de energia gerada, em US$/kWh;

CEP = custo da engenharia de projeto, em US$ d

CGE = custo dos geradores, em US$ de 1993;

$C_i$ = custo do aproveitamento, em US$;

$CI_i$ = índice custo/benefício da usina i, em US$/MWh;

CID = consumo específico de combustível de cada grupo termelétrico, em [TON/$\overline{kW}$];

CLt = custos da linha de transmissão

CMEE = custo marginal médio de expansão de energia, em US$/MWh;

CMO = custo de manutenção

Com = custo de operação e manutenção, em US$/ano;

$COM_i$ = custo unitário anual de operação e manutenção da usina, em US$/MW;

CPR = custo da ponte rolante, em US$ de 1993;

CQG = custo dos quadros de comando, em US$ de 1993.

CReb = custo unitário de referência de base, em US$/MWh;

CREp = custo unitário de referência da energia gerada no bloco de ponta, em US$/MWh;

CRes = custo unitário de referência da energia secundária.

CREsb = custo unitário de referência de semi-base, em US$/MWh;

CSE = custos da subestação

CTA = custo da tubulação

CTB = custo da tubulação de baixa pressão

CTD = custo total da tomada d'água

CTH = custo total do investimento, em US$ de 1993;

$C_{ti}$ = custo total da instalação térmica, em US$;

Cth = custo total da instalação, em US$;

$Ct_{ter}$ = custo total da central térmica, em US$;

CTU = custo das turbinas, em US$ de 1993;

Cu = custo total da energia, em US$;

CUR = custo unitário de referência, em US$/MWh;

$C_1(Pt)$ = parcela do custo de supermotorização que será desembolsada na época de ampliação da UHE;

$C_2(Pt)$ = parcela que é antecipada na construção inicial da UHE e que permite a supermotorização da mesma.

D = diametro da tubulação em ( m );

$D_i$ = taxa média mensal -venda- de conversão do dólar americano para cruzeiros, ponderada em função do número de dias de vigência do mês;

$D_o$ = valor da taxa D para o mês de janeiro, igual a 130,996.

E = energia firme do sistema, em MW médio; é uma função de h;

$E_D$ = demanda de energia da região, em kW/ano;

EF = energia firme, em quilowatts;

$Ef^*$ = energia firme fornecida pela alternativa com maior produção no conjunto das alternativas analisadas, em MW médios;

$Ef_i$ = ganho de energia firme, em última adição;

$EF_k$ = energia firme local

$E_i$ = índice atualizado relativo à nova data, correspondente ao índice de "Turbinas e Geradores" do US. Bureau of Reclamation, publicado trimestralmente pela revista Engineering News Record;

(EM) = energia anual para atender a totalidade da energia requerida pelo mercado do sistema isolado considerado na posição média para o período de análise, em kWh;

$EM_k$ = energia média do aproveitamento, em MW;

$E_o$ = valor do índice E relativo a janeiro de 1982, igual a 1,54;

$E_o$ = contribuição de energia garantida pela PCH e grupo térmico, em

(EP) = energia primária ou firme anual média de origem hidráulica, oferta da pela proponente para o mercado do sistema isolado considerado, em kWh (quilowatt-hora);

(ES) = energia secundária, anual média, de origem hidráulica, ofertada pela proponente para o mercado do sistema isolado considerado, em kWh;

(ET) = energia de origem térmica, anual média, necessária para complementação da energia de origem hidráulica ofertada pela proponente, para atendimento da totalidade do mercado isolado considerado, em kWh; e

f = fator de atrito do material;

Fc = fator de capacidade de referência;

Fcm = fator de carga do mercado a ser suprido pela bacia;

Frc = fator de recuperação de capital;

FRC = fator de recuperação de capital;

h = depleção permitida, em m;

$h^*$ = depleção máxima econômica, em m.

H = lâmina de água sobre a soleira do vertedouro;

H = altura de queda bruta em metros;

hb = altura da barragem, em metros;

$h_{jus.}$ = cota do nível d'agua de jusante da usina em ( m );

$h_{liq}$ = altura de queda líquida em ( m );

hmax = depleção máxima admissível, em m, que corresponde à diferença entre os níveis máximo normal e mínimo operativo do reservatório;

$h_{maxmont.}$ = cota do nível d'agua máximo do reservatório em ( m );

$h_{mimmont.}$ = cota do nível d'agua mínimo de montante do reservatório em (m).

hp = perda de carga média;

$hp_1$ = perda da carga na primeira tubulação;

$hp_2$ = perda de carga na segunda tubulação;

$hp_n$ = perda de carga na enéssima tubulação;

$H_1$ = queda líquida máxima, em metros, calculada como a diferença entre o N.A. máximo do reservatório e o N.A. normal de jusante, menos a perda de carga na adução e na restituição.

$H_2$ = queda líquida média, em metros, calculada como a diferença entre o N.A. médio do reservatório e o N.A. normal de jusante, menos a perda de carga hidráulica estimada para os circuitos de adução e restituição.

$H_{2i}$ = queda líquida média do aproveitamento *i*, em metros;

*i* = a taxa anual de juros;

IA = indice ambiental

$I_i$ = índice de atualização relativo à nova data, correspondente ao Índice Geral de Preços, Coluna 2 -"Disponibilidade Interna", publicado mensalmente pela revista Conjuntura Econômica da Fundação Getúlio Vargas;

ICB*i* = índice custo/benefício da alternativa *i*;

$I_o$ = valor do índice I relativo a janeiro de 1982, igual a 1234,30.

$(IR)_r$ = valor definido e ofertado pela proponente, reconhecido pelo DNAEE, para todos os efeitos, como investimento inicial imobilizado, devidamente reajustado por indicador oficial de atualização monetária vigente;

$(IR)_{ra}$ = investimento remunerável, devidamente reajustado por indicador oficial de atualização monetária vigente, e depreciado conforme legislação em vigor, em Cr$. Para o primeiro ano de operação, o valor de $(IR)_{ra}$ será igual ao valor de $(IR)_r$.

J = conjunto de aproveitamentos a jusante de *i*.

JDC = juros durante a construção;

K = consumo de combustível;

(K) = percentual do investimento remunerável, referente ao custo do serviço proposto, e igual a 19% (dezenove por cento);

Kt = coeficiente do terreno;

(KT) = preço assumido para instalação de potência de reserva térmica e igual, em Cr$/kW, no mês do Edital de Concorrência Pública; e

kv = coeficiente de forma para o tipo de vale onde será construída a barragem.

L = extensão da tubulação em ( m );

Lb = comprimento da barragem, em metros;

Lc = comprimento do canal, em km;

llt = extensão da linha de transmissão;

LTB = comprimento da tubulação de baixa pressão;

Ltf = extensão da tubulação forçada;

(M) = número de meses de antecipação ou postergação da data de entrada em operação comercial do empreendimento proposto relativamente à data estipulada no item 01 deste parágrafo (número inteiro ou fração de meses);

$M_K$ = conjunto constituído pelo reservatório da própria usina k e pelos reservatórios a montante;

$Max_h$ = depleção máxima do reservatório;

n = número de tubulações do sistema de adução;

n = vida útil da central;

N = número de unidades gerados de uma usina;

NDn = número de grupos das centrais térmicas para um estado (n);

NGn = número de grupos geradores da PCH para um determinado estado (n);

NSPC = número de segundos do período crítico;

P = potência;

(PA) = potência da maior máquina ou unidade ativa instalada no empreendimento elétrico proposto;

$P_b$ = potência alocada para a produção de energia na base da curva de permanência de carga ;

Pcb = potência de complementação de base;

Pcp = potência de complementação de ponta;

Pcsb = potência de complementação de semi base;

PD = demanda de ponta;

PDI = potência média de cada grupo gerador térmico;

PDT = potências dos grupos térmicos;

P1 = potência de cada turbina;

Pe = fator de perdas de energia no sistema de transmissão;

Pf = potência final da usina;

(PH) = preço da energia anual média (EP + ES);

$P_i$ = capacidade instalada da usina;

$PL_b$ = potência a ser despachada fora da ponta;

$PL_p$ = potência a ser despachada na ponta;

$P_m$ = potência mínima gerada devido a restrições operativas;

Pmax = potência máxima intalável na usina;

PMax = nível máximo de motorização;

$P_P$ = fator de perdas de ponta no sistema de transmissão;

$P_P$ = potência instalada na PCH, no ano de análise;

$P_p$ = potência alocada para a produção de energia na ponta da curva de permanência de carga;

Pr = potência de referência de um aproveitamento;

$P_{sb}$ = potência para a produção de energia na semi-base da curva de permanência de carga;

$P_t$ = potência instalada do grupo térmico;

Pt = potência total do aproveitamento;

(PT) = preço da energia de origem térmica, anual média, necessária para complementação da energia de origem hidráulica, ofertada pela proponente, para atendimento da totalidade do mercado isolado considerado, em Cr$/kWh (em Cruzeiros por quilowatt-hora), no mês do Edital de Concorrência pública;

PTb = demanda de base;

PTp = potência de atendimento de ponta;

PTsb = a potência necessária ao atendimento da demanda do bloco da semi base;

Q = vazão;

$Q_{disp.}$ = vazão disponível;

$QEVP_t$ = evaporação efetiva média do reservatório do aproveitamento t, durante o período crítico do sistema;

$Q_{max}$ = descarga máxima total turbinável;

Qmenor = menor vazão que passará pelo leito do rio;

$QMLT_k$ = vazão natural média a longo termo afluente à usina;

$Q\ NAT_k$ = vazão natural média afluente à usina k, durante o período crítico;

$Q_P$ = a vazão para atender a ponta do sistema;

$Q_{ponta}$ = vazão para suprir a ponta;

$Q_r$ = vazão turbinada;

$Q_{reg}$ = vazão regularizada, no período crítico da bacia em estudo;

$Q_{ri}$ = vazão média afluente, regularizada, no aproveitamento i, no período crítico;

$Q_{turb}$ = vazão turbinada;

$Q_{vert}$ = vazão vertida;

$Q_{95}$ = a vazão com 95% de permanência;

r = reserva recomendável aplicada;

r = fator de reserva de geração;

$r_k^*$ = produtividade média da usina k, em MW médio/$m^3$/s, referente ao esvaziamento de todo o seu volume útil;

$R_k$ = produtividade média da usina k, em MW média/$m^3$s;

Sm = salário mínimo vigente em us$ de 1993;

ta = taxa de atualização;

TE = a tarifa média de energia, em US$/kWh;

Tip = taxa de indisponibilidade forçada da PCH, por unidade;

Tit = taxa de indisponibilidade forçada do grupo térmico;

tph = o tempo de permanência na ponta, em horas.

Ts = número de segundos do período crítico;

(TS) = taxa média anual de juros considerada para empreendimentos do setor elétrico, e igual a 10% (dez por cento);

(V) = percentual do valor inicial do investimento remunerável relativo às despesas operacionais referentes a encargos de pessoal, material, serviço de terceiros e outros, ofertados pela proponente (%);

Vaih = valor atual do investimento hidrelétrico, em US$;

Vait = valor atual dos investimentos térmicos, em US$;

(VAM) = valor anual da energia anual média demandada pelo mercado de energia elétrica do sistema isolado em questão e suprido pelo empreendimento ofertado, em Cr$;

Vd = volume deplecionado de um reservatório

(VEI) = valor anual da energia média que foi gerada ou deixou de ser gerada em função, respectivamente, da antecipação ou postergação da data de entrada em operação comercial do empreendimento considerado relativamente à data estipulada para início de operação, em Cr$;

(VEP) = valor anual médio do investimento correspondente à reserva de potência térmica, em Cr$.

(VET) = valor anual da energia média para atender a totalidade da energia requerida pelo mercado do sistema isolado considerado, em

Vu = volume útil do aproveitamento em questão;

Vui = volume útil do aproveitamento *i*;

X = distância horizontal entre a soleira do vertedouro e a superfície de escoamento do mesmo;

y = distância vertical entre a superfície da curva do vertedouro e a soleira do mesmo;

$\alpha$ = coeficiente, que assume o valor 1,5 para turbinas do tipo Pelton e Francis, e 1,2 para turbinas do tipo Kaplan;

$\beta_{b-i}$

$\beta b$ = tempo de permanência na base do sistema,em *h*;

$\beta p$ = tempo de permanência na ponta do sistema, em *h*;

$\beta sb$ = tempo de permanência na semi-base do sistema, em *h*;

$\Delta$ BE = benefício anual incremental;

$\Delta$ CA = custo incremental da supermotorização da UHE;

$\Delta C_1$ = custo incremental da supermotorização que será desembolsada na época da ampliação da usina;

$\Delta C_2$ = custo incremental que é antecipado na construção da UHE;

$\Delta$CT = variação do custo esperado de energia térmica, devida à variação de carga, em US$;

$\Delta$DE = variação do déficit esperado de energia, devida à variação de carga;

$\Delta_{depl}$ = porcentagem do deplecionamento do reservatório;

$\Delta$M = variação na carga;

$\gamma$ = aceleração da gravidade;

$\eta$ = rendimento da central;

$\mu$ = relação entre os custos marginais médios de expansão da ponta e da energia do sistema;

$\sigma$ = intervalo de tempo entre a entrada em operação e a super-motorização da UHE;

$\Sigma Vum$ = somatório dos volumes úteis de montante, em metros cúbicos;

# CAPÍTULO 1

# INTRODUÇÃO

"O valor de um homem não se mede pelo entusiasmo com que inicia uma obra mas pela tenacidade com que persiste nela, a despeito de todas as dificuldades".

Baeny, Walter.

*O domínio do planeta pelo homem se iniciou, praticamente, no momento em que este, superando o medo, se aproximou de resíduos de incêndios em florestas e conseguiu dominar o fogo; este mesmo fogo que, caído dos céus como uma dádiva divina, tinha o poder de queimar e destruir florestas e se constituía em arma contra o frio e animais hostis. Este "fogo dos deuses" se constituiu na base de toda a evolução humana que culmina com a utilização, modernamente, da energia elétrica tal como a conhecemos. O conhecimento das fontes de energia é, hoje, tão, ou mais, importante que nos primórdios de nossa história, uma vez que os recursos se tornam escassos e, por isto, estratégicos. A correta utilização dos recursos hídricos disponíveis, bem como as inter-relações entre as diversas fases existentes para a consecução destes é o tema a ser desenvolvido neste trabalho.*

## 1.1 GENERALIDADES

A utilização de energia tem-se confundido com a própria história do homem sobre a terra, e a forma como esta era utilizada trouxe poder e riqueza para os primeiros clãs e aglomerados humanos. Desde cedo, algumas pessoas mais observadoras começaram a notar que algumas manifestações, tidas como naturais, eram perfeitamente reproduzidas mediante uma série de procedimentos. Estes primeiros conhecimentos trouxeram uma série de confortos que permitiram a ascensão de determinados grupos sobre outros e, a partir daí, surgiram os primeiros conflitos, que se revestiam da necessidade de manter o domínio sobre as primeiras fontes de energia.

O fogo foi, provavelmente, a primeira utilização de energia de que se tem conhecimento e ela permitiu, no início, que se preparassem os alimentos de forma mais saborosa e, em uma segunda etapa, as armas com as quais se domavam os clãs concorrentes. Este domínio do que se acreditava ser o *"FOGO DOS DEUSES"* logo se revestiu de uma aura de segredo que permitiu a criação dos primeiros núcleos de pessoas que controlavam e disciplinavam as formas de uso desta forma de energia.

Com a evolução natural das comunidades e com o crescimento da demanda por bens e alimentos, o homem foi se utilizando de outras formas de energia, até que se apercebeu das vantagens da utilização da energia hidráulica, que, a princípio, serviu para bombeamento de água para irrigação e, posteriormente, para a movimentação dos primeiros moinhos e demais sistemas de produção. Apesar deste desenvolvimento ter se dado ao longo de milhares de anos, o homem nunca conseguiu se desvincular do primitivo significado da energia, que se resumia em poder de domínio sobre as demais comunidades. Isto se constitui no principal capítulo da história humana.

Se no início bastava apenas se conhecer qual o procedimento para se criar o chamado *"fogo dos deuses"* e, posteriormente, usá-lo da forma mais conveniente, já em épocas mais avançadas isto não era uma realidade, pois as fontes de suprimento energético rapidamente se esgotavam e se tornavam o principal problema a ser resolvido pelos grupos dominantes. A própria curiosidade humana, a princípio, serviu para que novas aplicações fossem descobertas, aumentando a demanda por energia.

Este fato encaminhou a humanidade para a atual situação de total dependência das fontes de suprimento energético, o que tem tornado de vital importância a pesquisa de novas formas de energia.

A utilização da energia elétrica é recente, tendo, hoje, pouco mais de um século. Entretanto, ela já mudou o panorama do planeta, proporcionando conforto, bem-estar social e evolução tecnológica, uma vez que as pesquisas sobre equipamentos tendem a produzir máquinas cada vez maiores e com rendimentos melhores. A geração hidrelétrica se reveste de grande importância, pois é responsável por uma parcela bastante significativa do consumo mundial.

No Brasil, o sistema elétrico é "*híbrido*"[1], sendo que a hidreletricidade é responsável pela quase totalidade da energia elétrica consumida. Devido a este fato, as fontes de energia são encaradas como um patrimônio nacional, sendo controladas por legislação, com tarifas regulamentadas por decreto governamental.

## 1.2 SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTÊNCIA

Os chamados sistemas hidrotérmicos de potência são constituídos por usinas elétricas, interconectadas por linhas de transmissão que, formando uma malha elétrica, além de interligar as fontes de geração de energia entre si, têm a função de abastecer os centros de consumo de energia elétrica.

Estas usinas podem ser hidrelétricas, termelétricas convencionais e termelétricas nucleares.

As centrais hidrelétricas podem ser consideradas como uma utilização indireta da energia solar. A insolação faz com que enormes quantidades de água se evaporem e, após isto, ao entrar em contato com camadas mais frias da atmosfera, se precipitem sobre o solo, se infiltrem e formem os rios e riachos que desaguam nos oceanos. Este processo, conhecido como ciclo hidrológico, envolve uma grande quantidade de energia, que é dissipada etapa por etapa.

Assim, ao se evaporar, as massas de água adquirem energia potencial e parte desta energia é dissipada. Posteriormente, no momento da precitação, sob forma de atrito com o ar e sob forma de choque contra a superfície do solo, provocam um efeito de erosão, modificando, portanto, a superfície do planeta. A parcela que restou dessa energia potencial, vai sendo dissipada para vencer obstáculos existentes nos cursos dágua no trajeto até os oceanos. O princípio do aproveitamento hidrelétrico é reduzir a energia dissipada com o calor, sem interromper o fluxo dágua.

---

1 O sistema é hidrotérmico.

Existem, basicamente, dois métodos para se atingir esse objetivo:

a) a construção de barragens para a criação de um desnível e concentração de todo o gradiente hidráulico em um local onde, posteriormente, será convertido, por meio do grupo gerador eletromecânico, em energia elétrica;

b) o desvio parcial do rio por meio de um canal ou sistema de adução de baixa pressão e tubulação forçada para um local favorável, que permita concentrar todo o gradiente hidráulico, de forma que o mesmo possa ser convertido, também, em energia elétrica.

O potencial hidráulico corresponde, assim, à energia potencial da água dos rios e lagos que, concentrada em um determinado local é, posteriormente, transformada em energia elétrica.

As centrais termelétricas convencionais são, em geral, alimentadas por combustíveis de origem fóssil. Podem, no entanto, também usar resíduos como combustível.

O seu princípio de funcionamento se baseia no aproveitamento do calor produzido pela queima do combustível, que é usado para elevar a temperatura da água em uma caldeira, gerando uma certa quantidade de vapor. Este vapor movimentará as turbinas acopladas aos geradores elétricos.

Pela necessidade de grandes quantidades de água de refrigeração para produzir a condensação do vapor proveniente da exaustão das turbinas, essas centrais devem se localizar perto de um rio, lago ou mar. Quando isto não é possível, utiliza- se uma estrutura conhecida como torre de resfriamento, que funciona como um trocador de calor entre o condensador e o ar atmosférico.

As centrais termelétricas nucleares utilizam um sistema semelhante ao das centrais termelétricas convencionais.Elas possuem no entanto uma diferença fundamental, que é a utilização de reatores nucleares, usualmente, dos tipo PWR[2], BWR[3], em substituição ao sistema de caldeiras para a geração

---

[2] Reatores de água pressurizada.

[3] Reatores de água fervente.

de calor e posterior geração do vapor que irá movimentar o grupo gerador.

Além desses tipos de centrais geradoras de energia elétrica, existem, ainda, as centrais eólicas, marés-matrizes e solares, inexistentes no sistema elétrico brasileiro. Seu uso, mesmo no exterior, é ainda muito limitado, devido aos seus elevados custos de geração.

No Brasil, os principais tipos de centrais são, por ordem de importância: as hidrelétricas, as termelétricas convencionais e as centrais nucleares.

## 1.3 CENTRAIS HIDRELÉTRICAS DE PEQUENO PORTE

No Setor Elétrico Brasileiro (ELETROBRÁS, 1982), considera-se como usina hidrelétrica de médio e grande portes - UHE's - aqueles aproveitamentos que possuem uma potência instalada acima de 10.000 kW. Abaixo desta faixa, considera -se o aproveitamento como uma pequena central hidrelétrica (PCH).

Apesar da existência desta definição, não há consenso, seja a nível nacional ou internacional, quanto à linha de separação entre as duas categorias. O que de fato é consensual é que uma pequena central hidrelétrica não é uma mera redução, em escala, de uma UHE, possuindo características próprias bem definidas.

Além destas duas categorias, os aproveitamentos se dividem de acordo com as alturas de quedas existentes. Os aproveitamentos com desníveis menores do que 15 metros são considerados como de baixa queda; os aproveitamentos com quedas entre 15 e 50 metros são considerados de média queda e, acima de 50 metros, considera-se o aproveitamento como de alta queda.

Neste trabalho, são consideradas como PCH's aqueles aproveitamentos com potência abaixo de 30 MW, pelo fato deles não terem sido contabilizados no potencial hídrico constante do "Plano 2010" da ELETROBRÁS (1987). Entretanto, é importante se frisar, desde o início, que uma PCH de 1 MW é semelhante a uma de 30 MW, mas o grau de estudos, detalhamento e critérios de dimensionamento e construção são, fundamentalmente, diferentes e, obviamente, mais complexos, à medida em que a potência da central aumenta.

## 1.4 PLANEJAMENTO E PROJETO DE USINAS HIDRELÉTRICAS

O planejamento de uma usina hidrelétrica é uma etapa de sua implantação e compreende as fases de pesquisa de locais barráveis, avaliação de potencial, estudos de caráter técnico-econômico e análise da inserção da central no sistema elétrico existente, no contexto das expectativas de evolução do mercado de energia elétrica atendido pelo sistema.

A interação entre as etapas de planejamento e de projeto de uma usina hidrelétrica, independentemente da potência da mesma, se dá logo no início dos estudos, pois a simples especulação sobre a disponibilidade energética local implica em um exercício, mesmo que simplificado, de engenharia, ou seja, na formulação do esboço de um arranjo básico da central.

A partir deste momento, todos os passos para o planejamento da usina são seguidos ou precedidos por ações técnicas, uma vez que as hipóteses formuladas, obrigatoriamente, têm que ser tecnicamente factíveis. À medida em que se aprofundam os estudos, maiores são as suas necessidades de dados técnicos.

A ELETROBRÁS, nos seus Manuais de Inventário (1984), e de Estudos de Viabilidade Econômica (1983), indica, às vezes com menor, e outras vezes com maior grau de detalhe, as interações entre o planejamento e o projeto de uma UHE, nestes tipos de estudos. Essas interações são analisadas de forma crítica ao longo da tese.

Já o Manual de PCH's da ELETROBRÁS (1982) é bem mais evasivo que os dois outros Manuais acima referido, quer na descrição dessas interações, quer mesmo na definição do grau de profundidade necessário aos estudos de planejamento e no projeto da central, de forma a se obter boas soluções de compromisso entre o tempo de realização dos estudos e a precisão dos resultados obtidos nas várias situações possíveis de serem encontradas na prática.

Conforme se evolui nos estudos, visando a implantação da central, seja ela de grande ou de pequeno porte, diminui a participação relativa dos estudos de planejamento e aumenta o peso relativo do projeto a nível, sobretudo, de detalhamento.

## 1.5 OBJETIVOS DA TESE

O objetivo básico deste trabalho é a análise crítica das diversas etapas do planejamento e projeto de centrais hidrelétricas, à luz das recomendações dos manuais e procedimentos consagrados pelo setor elétrico brasileiro, procurando se avaliar os limites, a profundidade e o campo de aplicação dos estudos desenvolvidos em cada etapa.

Particularmente, este trabalho visa oferecer contribuições na pouco explorada área interdisciplinar das interações entre as diversas etapas de planejamento e projeto dos diversos tipos de centrais hidrelétricas.

Conforme já foi mencionado na seção anterior, o grau de conhecimento hoje existente no país relativo a projetos[4] e, sobretudo, ao planejamento de PCH's, é muito menor do que o existente para as centrais hidrelétricas de grande porte. Por conseguinte, parte das contribuições originais desta tese estão direcionadas para este tipo de central, desde os conceitos ligados à "tecnologia apropriada" para PCH's até propostas de modelos de planejamento e dimensionamento bastante detalhados para estas centrais, além de modificações institucionais necessárias no atual quadro de regulamentação do setor elétrico brasileiro, para se fomentar a difusão dessas centrais no país.

## 1.6 ESCOPO DO TRABALHO

Este trabalho apresenta análise sobre o planejamento e o projeto de usinas hidrelétricas em geral e de PCH's em particular.

O capítulo 2 apresenta uma discussão sobre os níveis tecnológicos envolvidos na implantação de PCH's, função das características do sistema elétrico a ser abastecido. A opção pelo uso de tecnologias apropriadas para o abastecimento de diferentes regiões é baseada no princípio da utilização coerente dos recursos técnicos e econômicos existentes no país. É neste capítulo que se recomenda algumas faixas de capacidade instalada para os

---

[4] Em termos de "tecnologias apropriadas" para cada tipo de PCH.

níveis tecnológicos discutidos.

Os estágios, etapas e fases dos estudos de implantação de uma usina hidrelétrica são analisados no capítulo 3, onde são efetuadas considerações sobre as diferenças metodológicas entre o desenvolvimento dos estudos para o projeto de UHE's e de PCH's.

No capítulo 4 é revisada a metodologia proposta pelo Manual de Inventário de Bacias Hidrográficas da ELETROBRÁS, discutindo-se, entre outros tópicos modificações com relação a contabilização da energia firme e secundária do aproveitamento e a realização de estudos de impacto ambiental preliminar, já neste estágio dos trabalhos.

Os estudos de viabilidade econômica são o tema do capítulo 5, onde são discutidas as várias etapas dos estudos preconizados pela ELETROBRÁS e comparadas com a avaliação energéticas estática e dinâmica das diversas alternativas de projeto.

No capítulo 6 são apresentadas algumas considerações sobre os principais passos envolvidos nos projetos básico e executivo de usinas hidrelétricas, em geral.

O pré-dimensionamento de PCH's é o objeto do capítulo 7, onde é apresentado um estudo atualizado sobre custos de PCH's, seguido de uma descrição das usinas de primeiro, segundo e terceiro nível de tecnologia. São, ainda, desenvolvidos estudos de motorização para PCH's operando em sistemas isolados e interligados à luz das características e níveis propostos nos capítulo anteriores. No final do capítulo são apresentados estudos de casos para os dois tipos de sistemas.

No capítulo 8, que trata do dimensionamento de PCH's, encontra-se uma nova classificação das PCH's segundo a altura de queda e o nível tecnológico, seguida de uma breve descrição de aproveitamentos de baixa queda e dos estudos hidrenergéticos econômicos e financeiros finais do projeto das usinas. A fim de ilustrar ametodologia proposta neste capítulo são apresentados estudos de caso para sistemas isolados e interligados.

No capítulo 9 se discute as perspectivas de incremento da participação da iniciativa privada na geração de energia elétrica no Brasil, via PCH's. São apresentadas sugestões para viabilizar as concorrências públicas abertas pelo DNAEE, sem que o Estado perca o poder regulamentador atualmente existente.

No capítulo 10 são apresentadas as principais conclusões e recomendações desta tese.

# CAPÍTULO 2

# NÍVEIS TECNOLÓGICOS DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

"Quando a força interior se adapta a natureza,
toma em face dos acontecimentos uma atitude
que facil se amolda ao que lhe é permitido".

Antonius, Aurelius Marcus (121-180 DC)

Todas as sociedades humanas têm se utilizado, desde tempos imemoriáveis, de fontes de energia para suprir suas necessidades básicas. A intensidade de uso e a origem dos energéticos variam de acordo com o grau de desenvolvimento e com a localização geográfica de cada uma. A utilização intensa de energia elétrica pela sociedade moderna tem, aproximadamente, um século e mobiliza um imenso parque industrial que emprega milhares de pessoas. A par dos avanços no campo social alcançados nas últimas décadas, há, ainda, uma grande disparidade entre as diversas regiões do país, o que torna o planejamento do sistema complexo, pois, se de um lado existe uma comunidade altamente desenvolvida, de outro, se convive com populações sem capacidade de uso intensivo de energia e que tornam a implantação de um sistema onerosa e de retorno duvidoso.

Desta forma, a instalação de unidades geradoras de energia elétrica adaptadas às condições locais se torna imperativa, pois permite um avanço das comunidades menos adiantadas, sem que isto implique em elevados custos para a sociedade como um todo.

## 2.1 INTRODUÇÃO

Os níveis tecnológicos descritos neste capítulo estão distribuidos em faixas de capacidade instalada, de acordo com as características do sistema elétrico a ser abastecido. Desta forma, tem-se um leque de opções para a implantação de PCH's, de modo a se otimizar a utilização dos recursos técnicos disponíveis, bem como minimizar os custos de geração em regiões de baixo perfil de consumo. Assim, pode-se partir para uma desequalização tarifária ( BARBOSA, 1993 ) que não irá, fatalmente, inviabilizar as regiões de expansão da fronteira agrícola, uma vez que ao se aplicar a tecnologia mais apropriada para cada região, se está automaticamente reduzindo os custos de geração hidráulica aos seus patamares mínimos.

As principais contribuições deste capítulo são referentes à subdivisão das PCH's em patamares tecnológicos o que permite uma melhor distribuição dos esforços durante as etapas do projeto e implantação. Assim, o primeiro nível de tecnologia se baseia em projetos de concepção simples e com uso intensivo de insumos locais, podendo alcançar apenas baixas capacidades instaladas usualmente variando de 100 a 1000 kW . Devido às suas características específicas, estas PCH's são, normalmente, conectadas a pequenos sistemas com níveis de confiabilidade e de suprimento baixos.Neste patamar, os custos de projeto e de implantação são compatíveis com as dimensões da obra e do sistema a ser abastecido, desta forma evita-se o acréscimo de custos oriundos de estudos e detalhamentos muito profundos para a usina. Neste caso, os trabalhos de pesquisa, prospecção e projeto estão, em alguns casos, aqüem dos preconizados pelo Manual de PCH's da ELETROBRÁS.

O segundo nível de tecnologia apropriada, chamada de intermediária, envolve usinas um pouco maiores, com capacidade instalada variando entre 1 e 10 MW. Neste caso já se admite um aprofundamento maior nas etapas de pesquisa de campo e projeto, uma vez que os custos e o tipo de sistema elétrico ao qual a usina estará interligado justificam este procedimento. As etapas a serem desenvolvidas se assemelham às descritas no Manual de PCH's da ELETROBRÁS; entretanto, ao contrário do proposto naquele manual, não se recomenda a utilização de barragens de madeira, que são uma simplificação apenas admitida para centrais do primeiro nível tecnólogico. A fim de facilitar a etapa de pesquisa e de pré-dimensionamento sugere-se a

utilização de procedimentos computacionais que forneçam a capacidade instalada e o melhor tipo de arranjo básico para a PCH. O sistema de transmissão deve ser projetado de modo a permitir o despacho de toda energia gerada, com um nível de perdas o mais baixo possível.

O terceiro tipo de tecnologia para PCH's é bem mais sofisticado e se aplica a situações onde o sistema elétrico, no qual a usina estará inserida e as dimensões da obra exigem uma maior atenção e níveis de estudos mais aprofundados. Este tipo de tecnologia normalmente está relacionado a usinas com capacidades que variam entre 10 e 30 MW abragendo qualquer altura de queda, se encontrando, assim, em um patamar de sofisticação dos estudos acima do apresentado no Manual de PCH's. Para o pré-dimensionamento deste tipo de central pode-se usar o modelo FLASH ( SANT'ANA, 1983 ) ou o modelo GERA ( DEMAMBORO et alli, 1990 ). A interconexão destas PCH's aos seus respectivos sistemas elétricos deve ser objeto de estudos que propiciem uma perfeita interconecção aos mesmos.

A adoção destes níveis de tecnologia para PCH's vem de encontro às necessidades de expansão do sistema elétrico nacional, que apresenta uma variedade muito pronunciada de necessidades, desde o nível de confiabilidade até ao bloco de energia a ser fornecido. A diferenciação por necessidades e, conseqüentemente, por níveis ou patamares tecnológicos abre, assim, um leque de opções para o suprimento de diferentes regiões, sem, no entanto comprometer o sistema como um todo e sem ferir o padrão de fornecimento que tem se mantido já há décadas.

A aplicação do primeiro e segundo níveis de tecnologia de PCH's pode, assim, resolver o problema de eletrificação de grande parte do território nacional, sem comprometer o perfil de retorno dos empreendimentos. Uma vez que estas regiões alcancem um patamar de demanda mais elevado, elas subirão na classificação e, assim, os novos aproveitamentos serão planejados de acordo com o novo nível alcançado.

Desta forma pode-se, inclusive, trabalhar com a licitação de mercados de energia elétrica, impondo-se um nível tecnológico mínimo, onde os investidores, quer públicos ou estatais trabalhariam. Esta sistemática possibilita uma melhor análise das proposta, que passa a ser comparadas entre sí a partir de um mesmo nível tecnológico, sem se correr o risco de soluções não factíveis para a região ou mercado em questão.

## 2.2 CARACTERISTICA E TIPOLOGIA DAS PCH'S

As pequenas centrais hidrelétricas, PCH's, se caracterizam pela pequena capacidade instalada [5], simplicidade de sua concepção básica, baixos custos envolvidos [6], curto prazo para implantação e facilidade de operação, além de poderem ser instaladas próximas aos centros consumidores.

Deve-se ter muito cuidado, portanto, ao se comparar, de uma maneira genérica, uma PCH com uma usina hidrelétrica de grande porte, na medida em que a atratividade e o custo unitário de geração de qualquer usina hidrelétrica, em geral, dependem muito das condições topográficas, geológicas e hidrológicas locais.

Existem as seguintes vantagens relativas observadas em favor das PCH's ( PÁDUA, 1988 ):

a) maior facilidade de se acompanhar a evolução da carga, em termos de expansão do sistema elétrico, sem margens excessivas de reserva de potência;b) maior probabilidade de se encontrar sítios favoráveis relativamente próximos aos pontos de consumo, economizando-se nas perdas elétricas e nos investimentos em transmissão;

c) emprego de concepções de projeto e tecnologias normalmente mais simples, com maiores possibilidades de participação da indústria e da mão-de-obra, locais;

d) no caso de um grande número de PCH's no sistema, há uma maior confiabilidade na geração[7];

---

5 O manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas ( ELETROBRÁS, 1982), admite como PCH's aquelas unidades com capacidade instalada de, até, 10 MW. Neste trabalho, o limite superior de capacidade adotado para estas centrais é de 30 MW, pois as usinas abaixo desta potência não foram consideradas no "Plano 2010", elaborado pela (ELETROBRÁS, 1987).

6 Admite-se que o custo por kW instalado não deve,em geral, ulrtapassar 2000 US$.

7 Menores valores para a "probabilidade de perda de carga" - LOLP, por exemplo.

e) menores impactos ambientais negativos, principalmente oriundos da área alagada pelo reservatório da usina;
f) maiores facilidades, na dramática situação financeira atual do setor elétrico brasileiro, de financiamento das usinas, inclusive por autoprodutores ou produtores independentes privados[8];
g) tempo reduzido para a realização do projeto e execução da obra - em torno de dois a três anos -; e
h) facilidade de operação da central.

As desvantagens observadas em relação às PCH's são:
a) custo de operação proporcionalmente maior que nas centrais de grande porte;
b) a não existência da "economia de escala";
c) limitações no que diz respeito à distância de transmissão e;
d) no caso de PCH's isoladas, baixa confiabilidade na geração.

Neste contexto, cabe salientar que a forma construtiva e os tipos de equipamentos, bem como o grau de aperfeiçoamento tecnológico, variam muito em função do sistema elétrico no qual a PCH estará inserida e da altura de queda.

Desta forma, pode-se admitir três casos distintos, no planejamento e instalação de PCH's (BAJAY et alii, 1989).

No primeiro deles, a usina irá pertencer a autoprodutores, cooperativas de eletrificação rural, produtores independentes ou pequenas empresas concessionárias.

[8] O autoprodutor tem como principal objetivo prover a si próprio um fornecimento garantido e econômico de energia elétrica, quando não há rede pública local, ou, quando o suprimento, a partir desta rede, não é confiável ou é muito caro; o autoprodutor pode vender sua geração elétrica excedente à redese houver este execedente e se esta transação for vantajosa financeiramente. O objetivo do produtor independente de energia elétrica é lucrar com a venda de toda ou da maior parte de sua produção para a rede local, ou diretamente para consumidores próximos, caso não exista, ainda, uma rede pública local.

Os sistemas que as PCH's irão servir podem ser eletricamente isolados, ou interligados, nesta última situação havendo a possível venda de geração excedente ao sistema interligado. A metodologia de planejamento, em termos gerais, é a mesma em qualquer uma dessas situações.

Admite-se, inclusive, o ônus da queda da eficiência da central (ELETROBRÁS, 1985). Para este tipo de unidade, os Manuais de Micro e Mini-Centrais Hidrelétricas (ELETROBRÁS, 1985a, ELETROBRÁS, 1985b), aconselham um determinado tipo de estrutura e nível de estudos para implantação. Neste caso pode haver um grande envolvimento da indústria e mão-de-obra locais.

Nos dois outros casos, as PCH's pertencerão a empresas concessionárias de grande porte. Num deles, a inclusão de tais centrais será marginal ao sistema, isto é, elas afetarão tão somente os custos marginais locais de longo prazo, enquanto que no outro caso, um grande número de PCH's candidatas pode influenciar significativamente os custos marginais de expansão de todo o sistema da empresa concessionária. Metodologias de planejamento completamente diferentes se aplicam a cada um desses casos (BAJAY et alii, 1989).

## 2.3 TECNOLOGIAS APROPRIADAS PARA PCH'S

Não há uma única tecnologia apropriada para PCH's. Ela varia não só com a capacidade instalada e a altura de queda da central, como também com as características do sistema de potência no qual a central será inserida. Pelo menos três tipos de tecnologias "apropriadas" para PCH's podem ser vislumbradas. Elas serão discutidas nas seções a seguir.

A instalação de uma central hidrelétrica de médio ou grande portes envolve quatro níveis de elaboração para o seu projeto: o estudo de inventário, o estudo de viabilidade econômica, o projeto básico e o projeto executivo, nesta ordem.

Para a instalação de PCH's basta um estudo de pré-dimensionamento, seguido de um de dimensionamento e, no caso das PCH's maiores e mais complexas, também um projeto executivo. A abrangência e a profundidade destes estudos é analisada mais adiante nesta tese.

O primeiro nível de automação de PCH's se refere ao controle carga-

freqüência-tensão. Este controle é quase eliminado quando se trabalha interligado a um grande sistema elétrico. Neste caso, este controle é feito, parcialmente, pela própria rede.

Entretanto, não se pode dispensar algumas ações de controle, mesmo que para retaguarda, na eventualidade de um ilhamento da central.

Embora não seja prática usual no Brasil, é comum na Europa eliminar-se o regulador de velocidade nas PCH's interligadas, substituindo-o por sistemas hidráulicos convencionais com controle discreto. Este controle fecha, completamente, o distribuidor quando a central se desconecta da rede e o abre "em degraus", quando se quer e se pode gerar mais. É também usual, nestes sistemas, se ter associado um controle de nível que maximiza a geração.

A malha de tensão também pode ser modificada em PCH's interligadas. Isto pode, inclusive, trazer uma maior estabilidade ao sistema. Recomenda-se empregar reguladores de fator de potência ao invés dos reguladores de tensão tradicionais. Tal prática também não é comum no país. Os reguladores de fator de potência, oriundos de fabricação seriada, possuem um preço compatível ao dos reguladores de tensão convencionais.

A malha de tensão pode ser, de fato, eliminada, empregando-se geradores de indução interligados. Entretanto, por uma questão de economicidade, é necessário o uso de um banco de capacitores para a correção do fator de potência. É importante se diferenciar o gerador de indução interligado, com um banco de capacitores para correção do fator de potência, do gerador de indução isolado. Neste último caso, o banco de capacitores tem a função de controlar a tensão e a freqüência.

A experiência brasileira a respeito de automação de PCH's é mínima, ressaltando-se algumas centrais monitoradas e a experiência na Usina Cariobinha, da CPFL[9].

Não há dúvidas de que a automação chegará em breve às PCH's no país. Isto será uma conseqüência natural da evolução teconológica da eletrônica digital, principalmente na área de automação industrial. Já há dezenas de fabri-

[9] Companhia Paulista de Força e Luz, concessionária predominantemente distribuidora, controlada pelo Governo do Estado de São Paulo, que atua no interior do Estado.

cantes de controladores de processo no país, os chamados "single-loops".

Entretanto, há duas dificuldades para a difusão da automação nas PCH's brasileiras.

A primeira se deve aos transdutores: as grandezas mecânicas, principalmente pressão e vazão, são de difícil medição e os medidores que se fabricam hoje no país não satisfazem os requisitos para a automação da central.

A outra dificuldade diz respeito a uma definição clara do objetivo a ser atingido: meramente se substituir os operadores, quando isto for econômico; ou se otimizar energeticamente a operação de uma cascata de usinas, ou, ainda, de um sistema regional interligado.

É evidente que existe um primeiro passo a se percorrer: o monitoramento da central. A partir daí, pode-se pensar na automação da usina, depois, da cascata de usinas e, finalmente, do sistema regional, onde se realiza, de fato, o despacho de carga[10].

## 2.4 MICRO E MINI CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

O primeiro tipo de tecnologia apropriada para PCH's, que se baseia em projetos os mais simples possíveis[11], e uso intensivo de mão-de-obra e indústrias locais, se aplica a usinas de capacidade instalada relativamente baixa, altura de queda média ou baixa, servindo sistemas enquadrados no primeiro caso de planejamento de PCH's, referido anteriormente neste trabalho. Os Manuais de Micro (ELETROBRÁS, 1985a), e Mini-Centrais Hidrelétricas (ELETROBRÁS, 1985b), lidam com este tipo de tecnologia apropriada.

A ELETROBRÁS e o DNAEE consideram como micro centrais as usinas com capacidade instalada de até 100 kW, e mini centrais as usinas cuja capacidade instalada se situa na faixa de 100 a 1000 kW.

---

10 Alocação das diversas unidades geradoras de um dado sistema para o atendimento da curva de carga deste sistema.

11 Evidentemente que envolvendo um certo ônus em termos de eficiência de operação da central.

Estas usinas caracterizam-se pelo baixo investimento unitário requerido para sua implantação, uma vez que, usualmente, atendem a pequenos sistemas, com níveis de confiabilidade e qualidade de suprimento relativamente reduzidos.

A etapa de pesquisa e seleção do local para a implantação da usina é bastante simples e se prende, basicamente, à identificação do trecho de rio ou riacho que possua condições topográficas e hidrológicas compatíveis com a instalação ( MARCO et alii, 1989 ) Admite-se, para este caso, quando não se dispõe de um histórico adequado de vazões no sítio, que sejam efetuadas medições de vazão do rio na época de baixa pluviometria, e que estas sejam adotadas no cálculo da vazão "firme 95% do tempo"[12]. Nestas circunstâncias, pode-se estimar, também, a vazão de cheia observando-se as marcas de antigas enchentes ou interrogando-se antigos moradores do local. É recomendado que sejam efetuados estudos de regionalização de vazões visando a ampliação da base de dados para os estudos posteriores. Para o dimensionamento das estruturas vertentes é usual se trabalhar com cheias máximas com tempo de recorrencia de 1000 anos.

As PCH's desta categoria têm suas obras civis construídas de forma simples e, às vezes, até mesmo precária (MARTINEZ, 1986), visando, principalmente, o baixo custo da implantação. Estes tipos de estrutura podem acarretar complicações de ordem operacional, visto que as obras de adução são, normalmente, efetuadas em terrenos sem o suficiente tratamento superficial, e que, por esse motivo, têm grande facilidade em ocasionar, em determinadas épocas do ano,o transporte de grande quantidade de material sólido em suspensão.

Para centrais desta categoria, tem-se sugerido, com bastante freqüência, a utilização de barragens de madeira ou, então, de aterro lançado por pequenos caminhões.

Quanto a esses dois tipos, cabe lembrar que:

---

12 É a vazão que é excedida 95% do tempo. Se a usina for a "fio dágua", isto é, sem armazenamento útil significativo em seu reservatório, como é usual nesta categoria de PCH's, e não houver armazenamento à montante da usina, esta vazão é designada como "vazão firme".

a) A madeira é, hoje, um material de custo elevado, e além disso, se não for trabalhada e tratada com critério e segurança, pode provocar custos de manutenção bastante elevados;

b) A bacia de dissipação tem apresentado problemas relativos à erosão em ambos os casos - madeira e aterro -, pois o seu comportamento depende, grandemente, das características do terreno e da altura de queda;

c) A barragem de terra deve ser construída com um mínimo de rigor técnico, sob pena de se tornar uma obra com baixa vida útil, o que viria a comprometer o retorno esperado da central. Este rigor se aplica à limpeza da área de construção da barragem, à pesquisa de material de aterro e à suficiente compactação das camadas lançadas;

d) Deve-se, em ambos os casos, levar em consideração que o vertedouro terá que ter capacidade de extravasar um volume de água correspondente à máxima cheia estimada;

e) No caso de barragem de terra, a estrutura vertente deve ser de concreto ou revestida de pedra ou placas de concreto;

f) O Manual de Micro Centrais Hidrelétricas (ELETROBRÁS, 1985a) sugere a construção de barragens de concreto, de alvenaria de pedra argamassada ou de gabiões, que não apresentam os problemas citados anteriormente, apesar de terem um custo de implantação relativamente elevado.

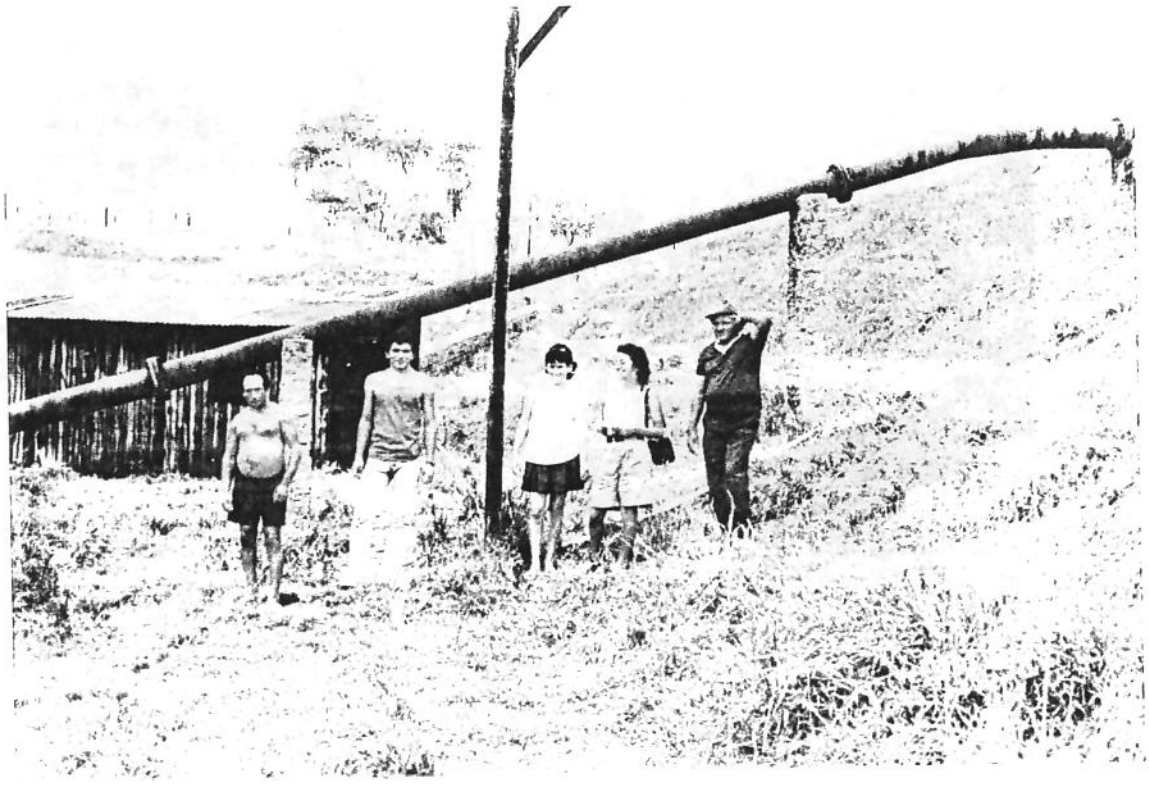
As estruturas da tomada d'água e do castelo d'água devem obedecer a uma disposição conveniente, com o objetivo de facilitar a sua execução e operação, tomando-se, entretanto, o cuidado para não facilitar a captação de partículas sólidas ou, então, a obstrução da mesma por areia ou outros detritos. Elas devem ser construídos em concreto, observando-se, cuidadosamente, o terreno onde serão feitas as fundações, de forma a se evitar a paralização ou inutilização da PCH por danos causados por recalques

nestas fundações. A figura 2.1 mostra um exemplo de uma tomada d'água acoplada a uma cela de pressão de uma micro-central, inutilizada por recalque nas suas fundações.

*Ref.: ( Fonte própria)*

*Figura 2.1 Exemplo de uma tomada d'água acoplada a uma cela de pressão inutilizada por recalque nas suas fundações - FAZENDA VACA BRANCA, XAPURI, ACRE - 1988*

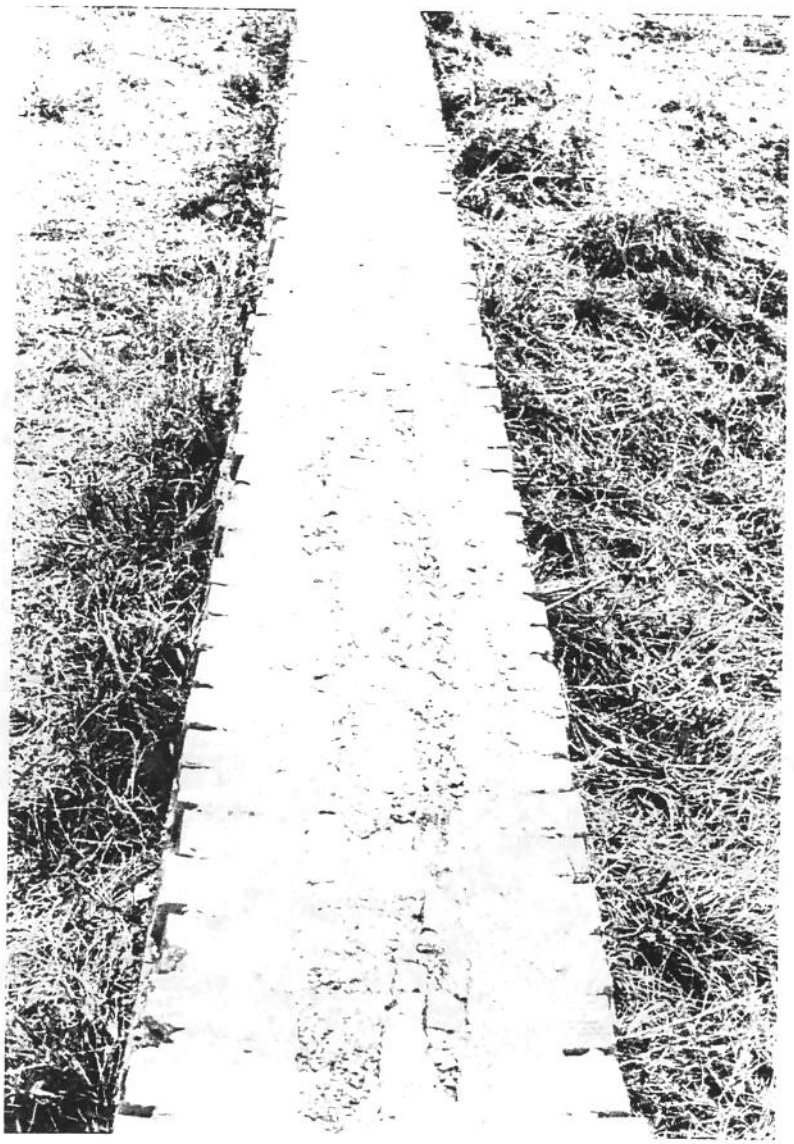
A tubulação forçada, normalmente de aço em diâmetro padronizado, deve possuir blocos de ancoragem, celas de apoio e juntas de dilatação compatíveis com o seu comprimento e diâmetro (ELETROBRÁS, 1983). Atualmente, admite-se a construção de tubulação forçada em PVC, apesar do tempo de vida ser, reconhecidamente, menor que o da tubulação de aço (MARTINEZ, 1988). A figura 2.2 mostra uma tubulação forçada de aço com as celas de apoio e a junta de dilatação. A figura 2.3 apresenta um exemplo de tubulação de PVC revestida com alvenaria de tijolo cozido.



Ref.: ( Fonte própria)

*Figura 2.2 Tubulação de aço - Fazenda Vaca Branca, Xapuri - Acre - 1988*

A casa de máquinas deve ser de construção simples, servindo apenas como estrutura protetora do grupo gerador. Ela deve, sempre que possível, ser construída em alvenaria de tijolo cozido e, somente no caso de centrais de baixíssima potência[13], se pode utilizar casas de máquinas em madeira.



*Ref.: ( Fonte própria)*

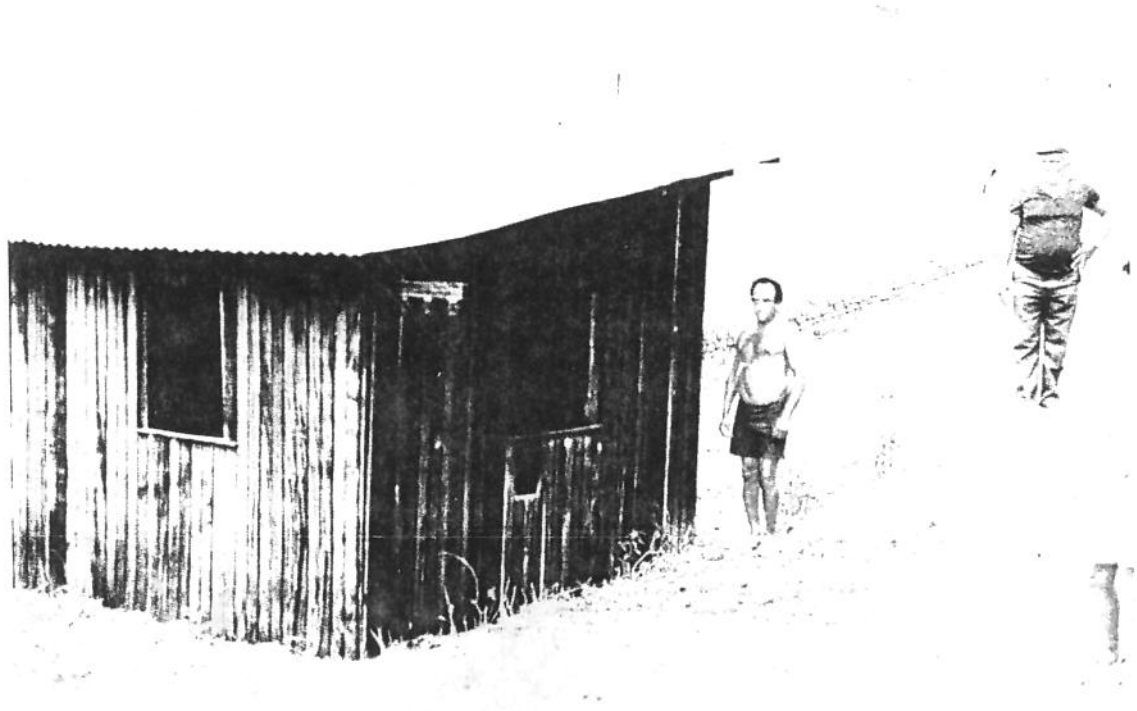
*Figura 2.3 Tubulação de PVC revestida com alvenaria de tijolo cozido - FAZENDA VACA BRANCA, XAPURI, ACRE - 1988*

13 Até 10 kW.

A figura 2.4 apresenta um exemplo de casa de máquina construída em alvenaria de tijolo cozido, enquanto a figura 2.5 mostra uma casa de máquinas construída com tábuas de madeira.

*Ref.: ( Fonte própria)*

*Figura 2.4 Casa de máquinas em alvenaria de tijolo cozido Usina de Itapecuruzinho, Carolina, MA. - 1988*



*Ref.: ( Fonte própria)*

*Figura 2.5 Casa de máquinas construída com tábuas de madeira - FAZENDA VACA BRANCA, XAPURI, ACRE - 1988*

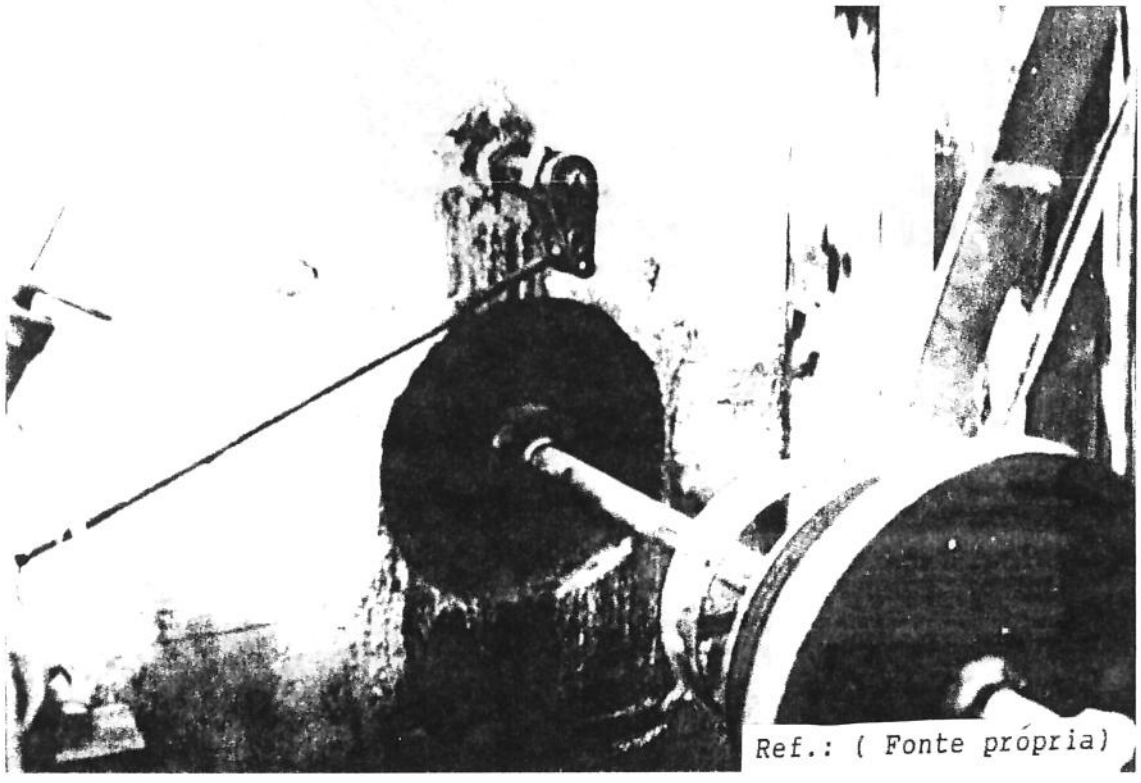
O grupo gerador para este tipo de PCH deve ser de fácil operação e grande robustez. Admite-se, neste caso, a utilização de máquinas construídas de forma rudimentar, em pequenas oficinas mecânicas (MARTINEZ, 1988), e, conseqüentemente, apresentando rendimentos relativamente baixos. As máquinas hidráulicas normalmente utilizadas são do tipo Francis ou Pelton, sendo que, atualmente, já se vem empregando a turbina tipo Michell-Banki. Um exemplo disto é a Micro Central Pacaraíma, no estado de Roraima, de propriedade da CER.

Os geradores são normalmente trifásicos, com sistema de excitação do tipo brush-less, sendo que, somente para unidades com baixa potência[14], admite-se a utilização de geradores de corrente contínua.

Embora muito se tenha trabalhado nesta área, pode-se afirmar que o gerador de indução isolado ainda apresenta limitações de ordem econômica e tecnológica ao seu uso; internacionalmente, encontra-se este tipo de gerador em instalações de até 50 kW.

Os equipamentos elétricos auxiliares e os quadros de comando estão indicados no Manual de Micro Centrais Hidrelétricas (ELETROBRÁS, 1985a).

As figuras 2.6 a 2.9 mostram os diversos grupos geradores citados acima, enquanto a figura 2.10 apresenta um quadro de comando de uma micro central hidrelétrica.



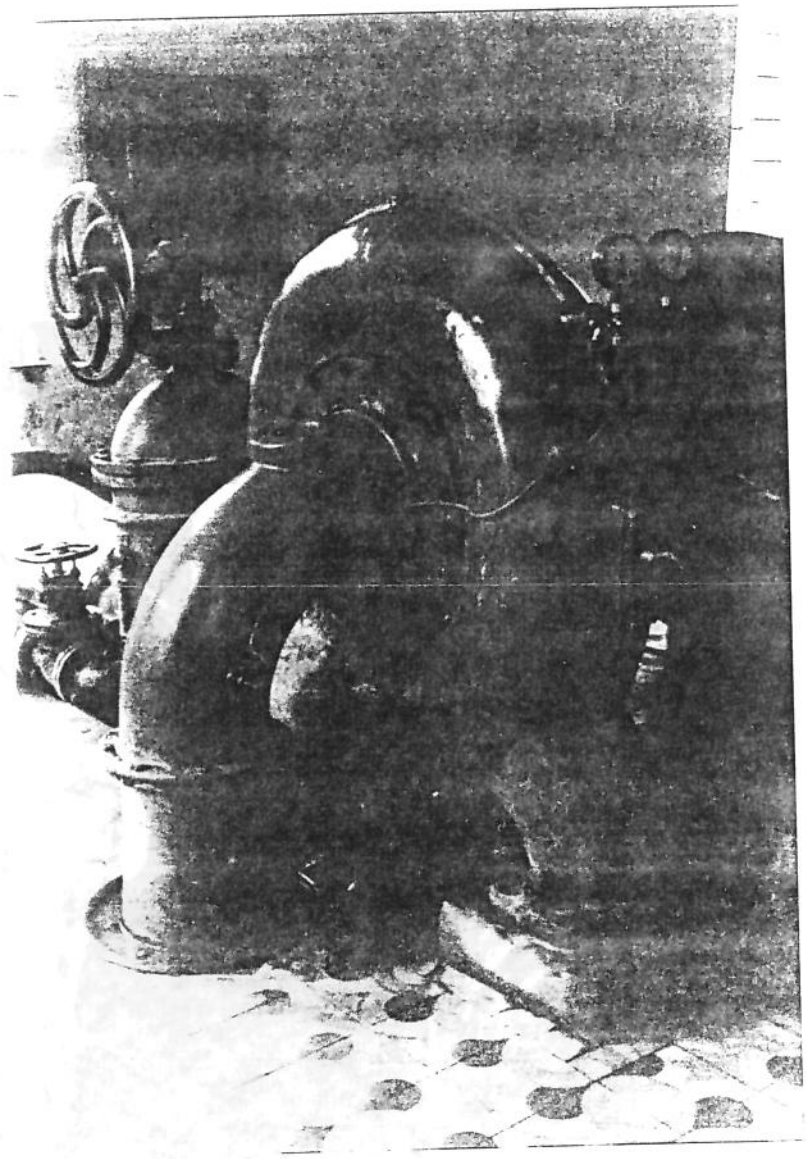
Ref.: ( Fonte própria)

*Figura 2.6 Detalhe da transmissão por correia em turbina Francis de caixa aberta, Usina Vaca Branca Xapuri Acre - 1988*

[14] Até 10 kW.

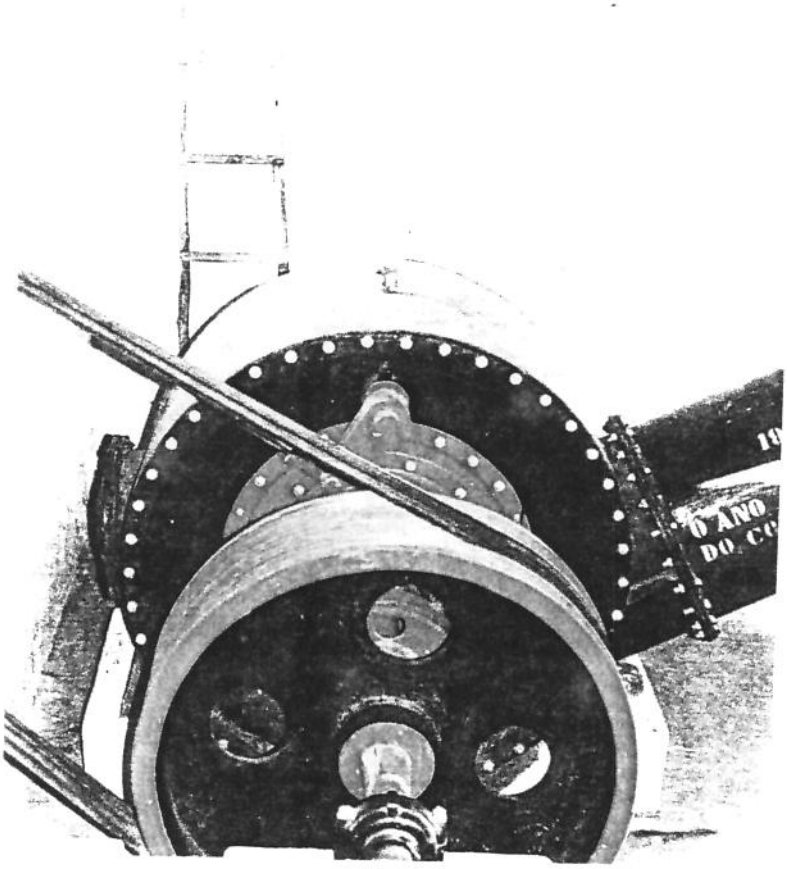
Ref.: ( Fonte própria)

Figura 2.7 Detalhe do regulador de velocidade da usina Vaca Branca, Xapuri Acre - 1988



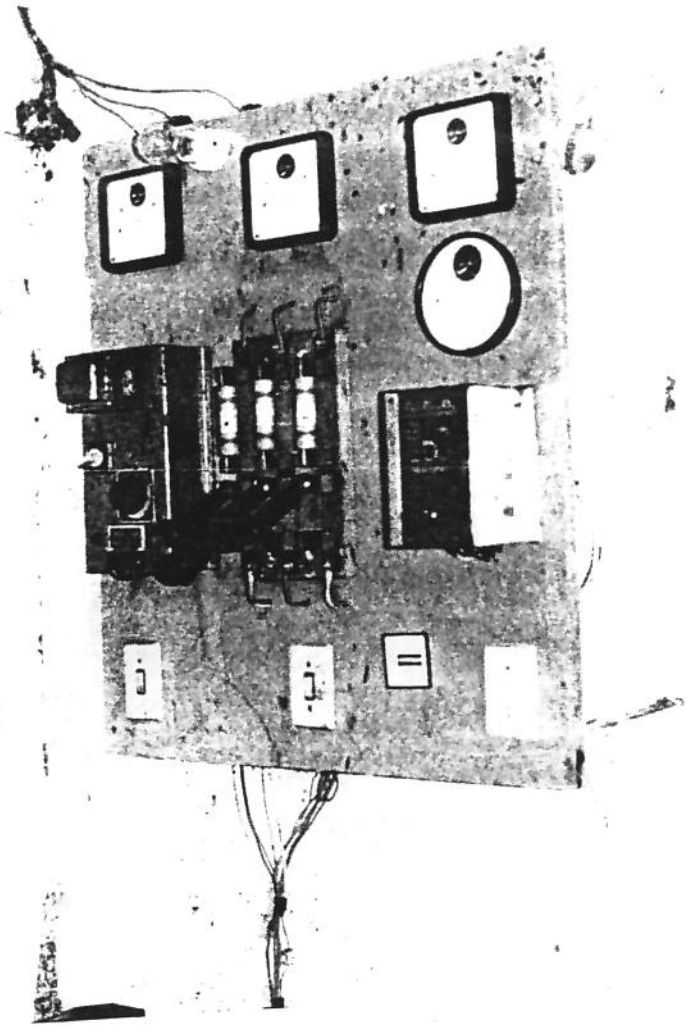
Ref.: ( Fonte própria)

Figura 2.8 Grupo gerador com turbina Francis
USINA Delano, Manhuaçu, MG. - 1988



Ref.: ( Fonte própria)

Figura 2.9 Grupo gerador tipo Francis, Usina de Itapecuruzinho Carolina MA. - 1988



Ref.: ( Fonte própria)

Figura 2.10 Painel de comando de uma micro-central hidrelétrica - USINA FAZENDA PORTO FRANCO, PORTO FRANCO, MA - 1988

Para a instalação deste tipo de PCH's bastam um estudo de pré-dimensionamento, seguido de um de dimensionamento. Análises detalhadas de divisão de quedas, visando otimizar esta divisão para um futuro elenco de usinas em cascata na bacia em questão, são, em geral, dispensáveis aqui.

Para micro centrais hidrelétricas, o custo do regulador de velocidade óleo-hidráulico convencional atinge valores semelhantes ao da turbina que irá servir. Há algum tempo, o IPT[15] "nacionalizou a idéia" do regulador de carga, que elimina a necessidade do regulador de velocidade convencional, pois mantém a abertura do distribuidor da turbina constante, igual à máxima, dissipando a geração excedente em resistências. O equipamento desenvolvido pelo IPT tem o inconveniente de trabalhar com chaveamento através de contatores, enquanto a tecnologia internacional utiliza tiristores.

Uma evolução significativa para a malha de velocidade, desenvolvida para micro centrais de até cerca de 10 kW, é o regulador eletro-mecânico da Betta Turbinas. O mesmo utiliza a idéia preconizada pela OLADE[16], de acionamento das pás diretrizes da turbina através de um motor elétrico. O sensor de velocidade é eletrônico, sendo que o sistema tem uma faixa morta e atua de forma "on-off".Pode-se associar a capacidade da central com limites para o grau de automação, da seguinte forma:

a) micro-centrais: no máximo desligamento automático e comunicação deste evento; e
b) mini-centrais: desligamento automático, partida automática, transmissão de dados fundamentais, ou registro "in loco". Em certos casos, despacho automático, utilizando-se controladores de nível.

---

15 Instituto de Pesquisas Tecnológicas, ligado ao governo do Estado de São Paulo.

16 Organização Latino-Americana para o Desenvolvimento Energético.

## 2.5 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS COM TECNOLOGIA INTERMEDIÁRIA

Este segundo tipo de tecnologia apropriada envolve projetos um pouco mais complexos, utiliza muita padronização, inclusive de obras civis, e aplica-se a PCH's com capacidade instalada de 1 a 10 MW, com altura de queda média ou alta. Estas PCH's servem, em geral, sistemas correspondendo ao primeiro caso em discussão, podendo, no entanto, ser encontrada em conexão com sistemas classificados nos segundo e terceiro casos de planejamento, também. O Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas, ELETROBRAS (1982), relata as características deste tipo de tecnologia.

Com o objetivo de facilitar e simplificar a pesquisa do local de barramento e a execução do projeto a nível de pré-dimensionamento, deve-se utilizar procedimentos computacionais que selecionem o sítio, determinem o tipo de arranjo básico mais adaptado às condições locais e elaborem uma primeira estimativa dos investimentos a serem realizados (MARTINEZ, SANTOS & BAJAY 1989). A partir destes resultados computacionais, se determina a potência a ser instalada na PCH, se escolhe o tipo de barragem e se dimensiona a barragem, o vertedouro, a tomada dágua, o sistema de adução à baixa pressão, a câmara de carga ou chaminé de equilíbrio, a tubulação forçada, a casa de máquinas, os grupos geradores, o canal de fuga e o sistema de transmissão.

Cabe lembrar que neste tipo de central as estruturas podem alcançar, por vezes, dimensões relativamente elevadas (CONCIC, FECI, 1989), e que as obras são de grande responsabilidade, não só no que tange às estruturas básicas mas, também, aos equipamentos eletro-mecânicos.

Normalmente neste nível, as PCH's operam isoladas ou em pequenos sistemas elétricos, o que implica um custo de paralização difícil de ser determinado, uma vez que a região fica momentaneamente desabastecida de eletricidade.

A barragem para este tipo de central é, freqüentemente, de concreto vertente em toda a sua extensão, sendo também admitidas, neste caso, barragens mistas terra-concreto (CONCIC, FECI, 1989), com o objetivo de se diminuir o custo final da central.

Deve-se tomar precauções com relação às fundações da barragem, necessitando-se estudos aprofundados na etapa de projeto executivo.

A estrutura de captação d'água - tomada d'água, canal de adução, tubulação de baixa pressão e castelo dágua - deve ser projetada de acordo com o Manual de PCH's (ELETROBRÁS, 1982). Admite-se, dependendo das dimensões e características da obra e, principalmente, dos custos operacionais, que se coloquem equipamentos automáticos de manobra nas comportas e nos sistemas de limpeza das grades.

O sistema de captação em alta pressão deve ser construído observando-se, também, as recomendações do Manual de PCH's (ELETROBRÁS, 1982), tendo-se o cuidado de se verificar a condição das soldas e das juntas de dilatação.

Convém ressaltar que, apesar de se tratar de uma PCH, o diâmetro das tubulações pode, facilmente, chegar a 2,50 metros ou mais, levando-se em conta os elevados volumes de água aduzidos (CONCIC, FECI, 1989).

A casa de máquinas é uma estrutura que possui um custo de implantação elevado, e tem a finalidade de abrigar os grupos geradores e um pátio de manutenção. A experiência tem mostrado que o acréscimo de custo proveniente da construção do pátio de manutenção é, plenamente, compensatório, principalmente em situações de paralização forçada.

Os equipamentos mecânicos utilizados são de tecnologia amplamente dominada por fabricantes nacionais, de fácil manobra e manutenção. Comumente, estas centrais se utilizam de máquinas do tipo Francis, de eixo horizontal, com reguladores de velocidade mecânicos.

O sistema de distribuição-subtransmissão é, normalmente, planejado de forma a ter uma baixa indisponibilidade média anual da rede e as perdas de energia reduzidas. Deve-se em princípio evitar o emprego de compensação Shunt.

Os equipamentos elétricos são escolhidos de forma a se manter uma única tecnologia para todo o sistema, bem como propiciar a possibilidade de utilização de mão-de-obra própria para manutenção e operação.

Atualmente, procura-se desenvolver um sistema de automação destas PCH's, com o objetivo de se reduzir os custos de operação das mesmas.

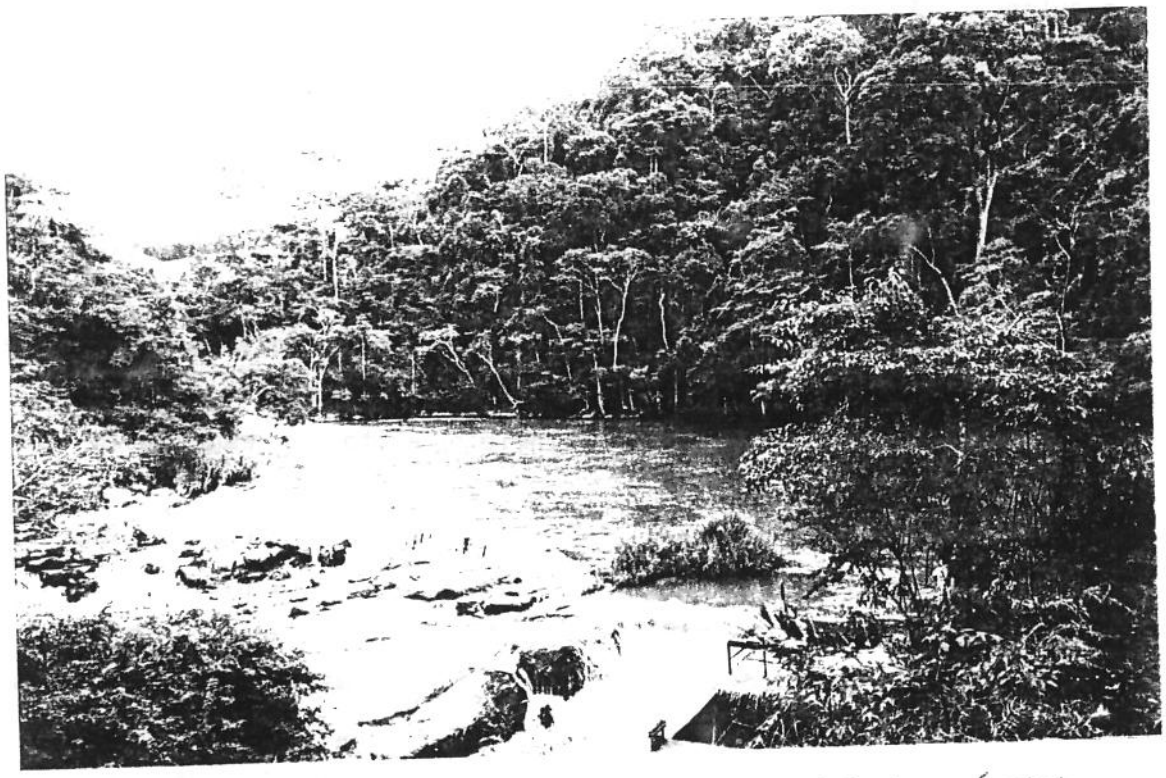
Conforme já comentado nete capítulo, o primeiro nível de automação de PCH's se refere ao controle carga-freqüência-tensão. Este controle é quase eliminado quando se insere a PCH em um grande sistema elétrico, onde o mesmo é feito parcialmente pela rede. Nesta circunstância, não se pode dispensar algumas ações de controle para a eventualidade do ilhamento da central.

Pode-se eliminar o regulador de velocidade nas PCH's interligadas, subs-

tituindo-os por sistemas hidráulicos convencionais com controle discreto. Como já foi visto, este controle fecha completamente o distribuidor quando a central se desconecta da rede, e o abre em etapas, quando se deseja gerar mais.

A modificação da malha de tensão tem a função de propiciar uma maior estabilidade ao sistema. A eliminação da malha de potência é um fato possível, empregando-se, para isso, geradores de indução que, freqüentemente, conduzem à utilização de banco de capacitores para o fornecimento de reativo aos geradores e ao sistema.

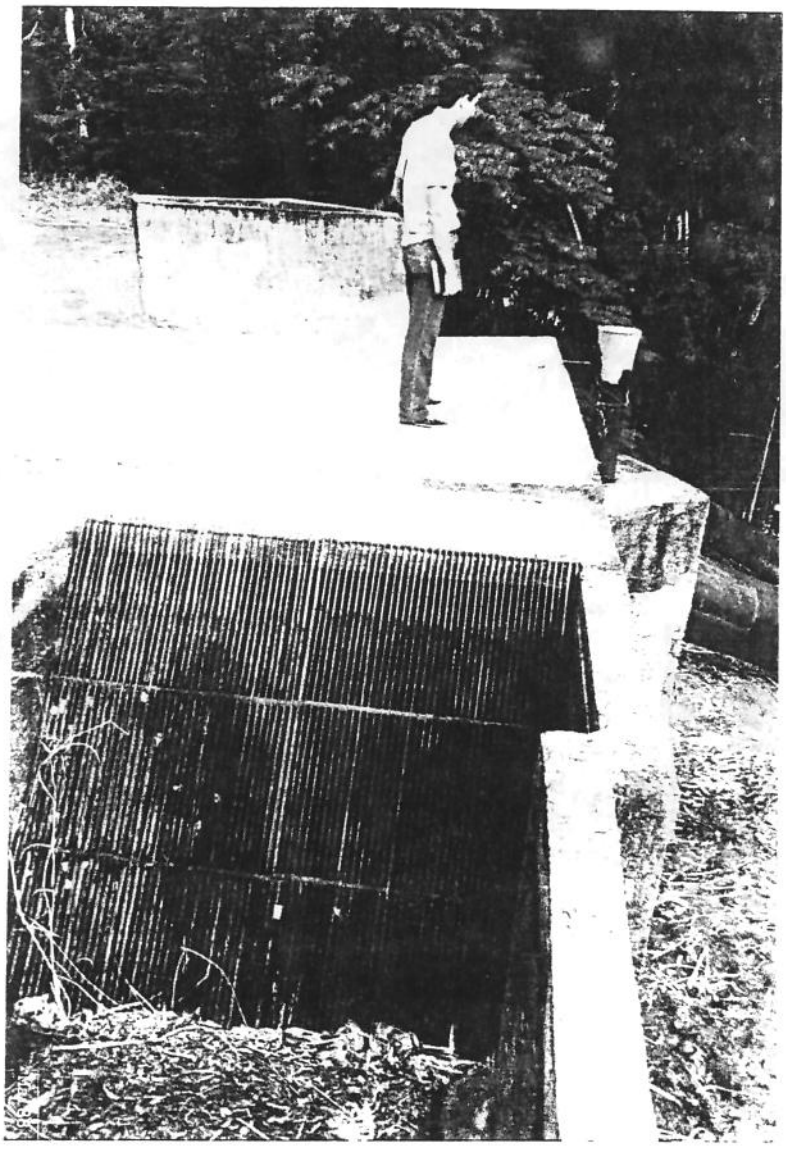
A figura 2.11 mostra uma barragem típica de uma PCH do segundo nível tecnológico.



Ref.: ( Fonte própria)

Figura 2.11 Barragem de PCH do segundo nível tecnológico
CEMIG, Caquçú - MG - CEPCH, 1990

As figuras 2.12 a 2.16 mostram uma série de estruturas e equipamentos deste tipo de PCH.

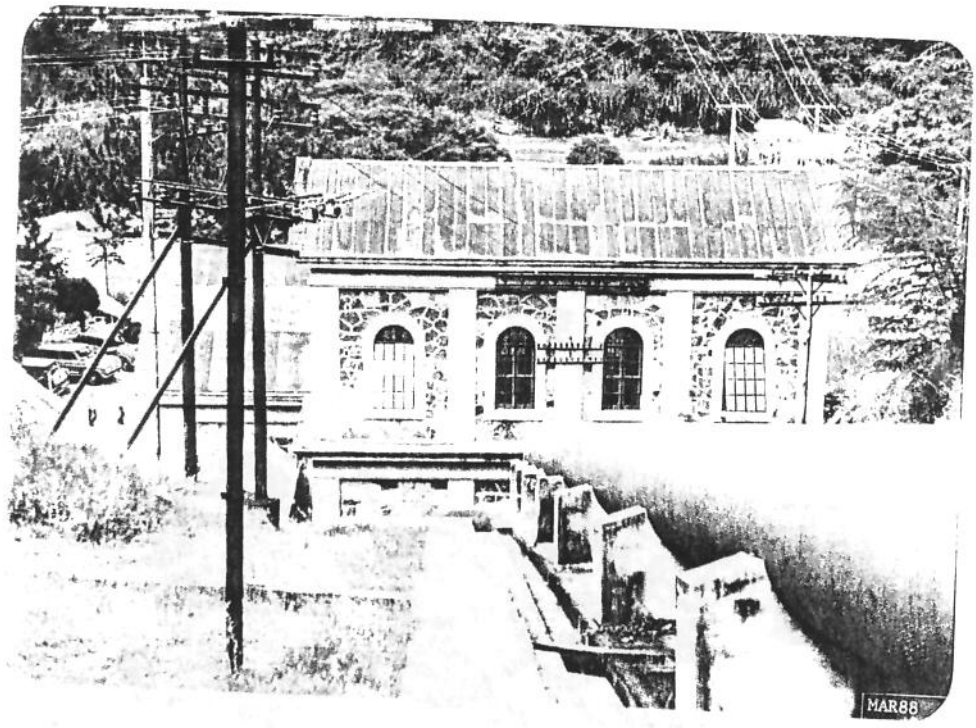


*Ref.: ( Fonte própria)*

*Figura 2.12 Tomada d'água - PCH CEMIG, Cangucu, MG - CEPCH - 1988*

Ref.: ( Fonte própria)

Figura 2.13 Tubulação forçada - PCH CEMIG, Cangucu, MG - CEPCH - 1988

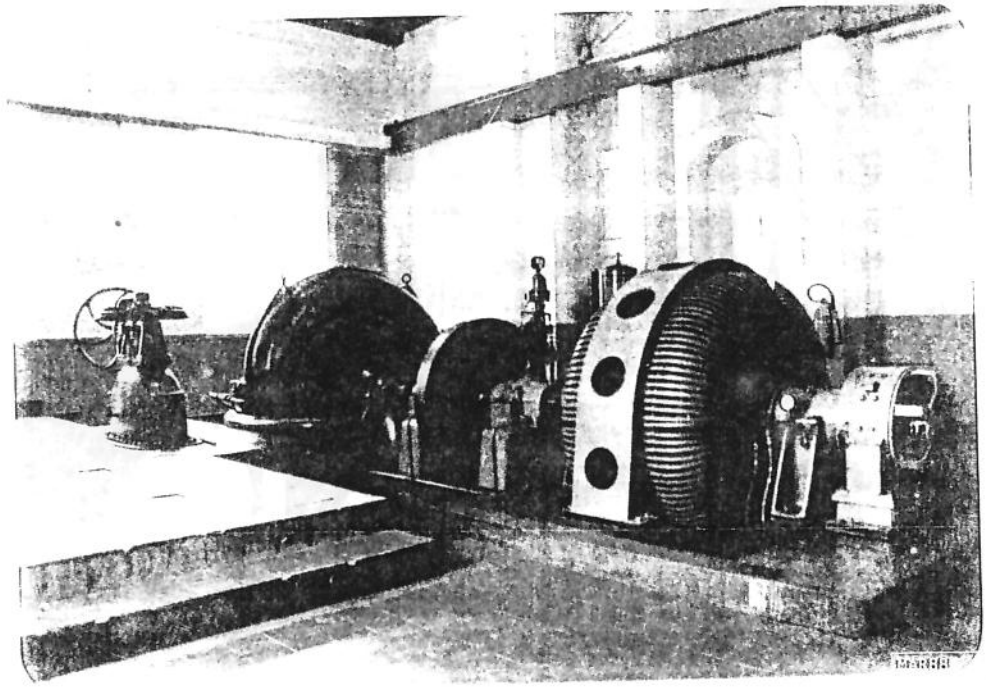



Ref.: ( Fonte própria)

*Figura 2.14 Casa de máquinas - PCH MARMELOS, PCH CEMIG, Cangucú, MG - CEPCH - 1988*

Ref.: ( Fonte própria)

*Figura 2.15 Canal de fuga - PCH MARMELOS, PCH CEMIG, Cangucú, MG - CEPCH - 1988*



Ref.: ( Fonte própria)

Figura 2.16 Grupos geradores - PCH MARMELOS, PCH CEMIG, Cangucú, MG - CEPCH - 1988

## 2.6 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS COM TECNOLOGIA AVANÇADA

Finalmente, o terceiro tipo de tecnologia apropriada para PCH's é bem mais sofisticado, aplicando-se, normalmente, só para usinas de capacidade instalada superior a 10 MW, de grandes concessionárias. Abrangendo qualquer altura de queda, as reduções no seu custo unitário de geração são buscados no grau de automação ótimo para as centrais, na padronização dos equipamentos eletromecânicos, no uso de canteiros de obras comuns a PCH's candidatas

próximas e, principalmente, na otimização do projeto da central, dentro de um quadro de maiores graus de liberdade nas alternativas de projeto e de execução.

Para estas centrais é necessário que se efetue estudos hidrológicos e geotécnicos profundos, pois as usinas, geralmente, se situam em regiões mais desenvolvidas e que necessitam de energia em quantidade e com qualidade, além do fato de que um eventual acidente ou operação inadequada com a barragem já pode causar danos substanciais às populações ribeirinhas.

A determinação da capacidade instalada e do seu fator de capacidade da PCH, devem ser feitas a partir das características hidrológicas e físicas locais e da projeção da demanda do sistema ao qual a PCH estará ligada.

Pode-se utilizar para tal, no caso brasileiro, a nível de pré-dimensionamento, o modelo FLASH (SANT'ANA,1986), que contempla uma série de fatores relativos às características da PCH ou, então, o modelo GERA (DEMANBORO et alii, 1989), desenvolvido pela CPFL e pela UNICAMP.

As PCH's deste nível operam interligadas a pequenos sistemas ou ao grande sistema interligado e, portanto, devem ter características de operação que propiciem a sua perfeita interconexão aos mesmos.

As máquinas utilizadas são normalmente do tipo Francis ou Kaplan, podendo, em alguns casos específicos, se utilizar máquinas Pelton, ou no caso de baixas quedas, turbinas tubulares ou bulbo.

Estas centrais possuem, em alguns de seus componentes, características de modernidade que lhes possibilitam operar de maneira automática e à distância. Pode-se, ainda, por meio de reformas e modernização, elevar as PCH's do nível intermediário para o nível avançado.

Esta modernização tende a fazer cair, de forma vertiginosa, os custos de manutenção e operação. Os equipamentos modernos possuem uma certa separação física entre o comando eletrônico e o acionamento das máquinas, o que facilita o manuseio e a locomoção em deles.

Em caso de pane no sistema de comando, pode-se substituir o cartão eletrônico do regulador e, assim, sanar o defeito ou pane de forma rápida e eficiente. Este tipo de regulador de velocidade oferece um circuito hidráulico compacto, além de ter a possibilidade de operar a PCH de forma simplificada, graças aos recursos de auto-supervisão do regulador.

Os equipamentos eletromecânicos, neste tipo de central, são construídos de forma mais esmerada e apresentam uma série de requintes tecnológicos, que

oferecem, como resultado, uma sensível melhoria no rendimento das máquinas.

As estruturas civis são, muitas vezes, monitoradas a partir de sensores remotos, desde que as dimensões da obra assim o exijam, e são, normalmente, executadas em elementos pré-moldados, sendo que, em alguns casos especiais, procura-se manter um estilo próprio da região na qual a mesma está inserida, de forma a se evitar impactos visuais negativos sensíveis.

O sistema de transmissão é planejado de forma a propiciar a menor indisponibilidade média anual, em termos de fornecimento de energia elétrica. Para tal, opta-se pela redundância na transformação das subestações deste sistema, ou na manutenção de subestações móveis que possam servir a várias centrais.

A escolha da tensão de transmissão é normalmente determinada de forma a prover o fluxo contínuo de toda a energia gerada, sem que o sistema sofra restrições imediatas no tocante à ampliação da capacidade de geração regional.

Na reforma ou modernização de PCH's do segundo nível se conseque reduções nos custos relativos aos equipamentos elétricos através do uso de microcomputadores e técnicas de digitalização, em painéis e mesas de comando, controle, sinalização e medição existentes.

Essa substituição, caso seja feita de uma forma criteriosa, pode conduzir à implementação, a baixo custo, de uma operação centralizada da PCH, possibilitando uma sensível redução nos seus custos de operação, através da redução de pessoal, que, usualmente, trabalha em áreas perigosas e insalubres.

A automação neste tipo de PCH's deve ser encarada, a priori, em duas etapas:

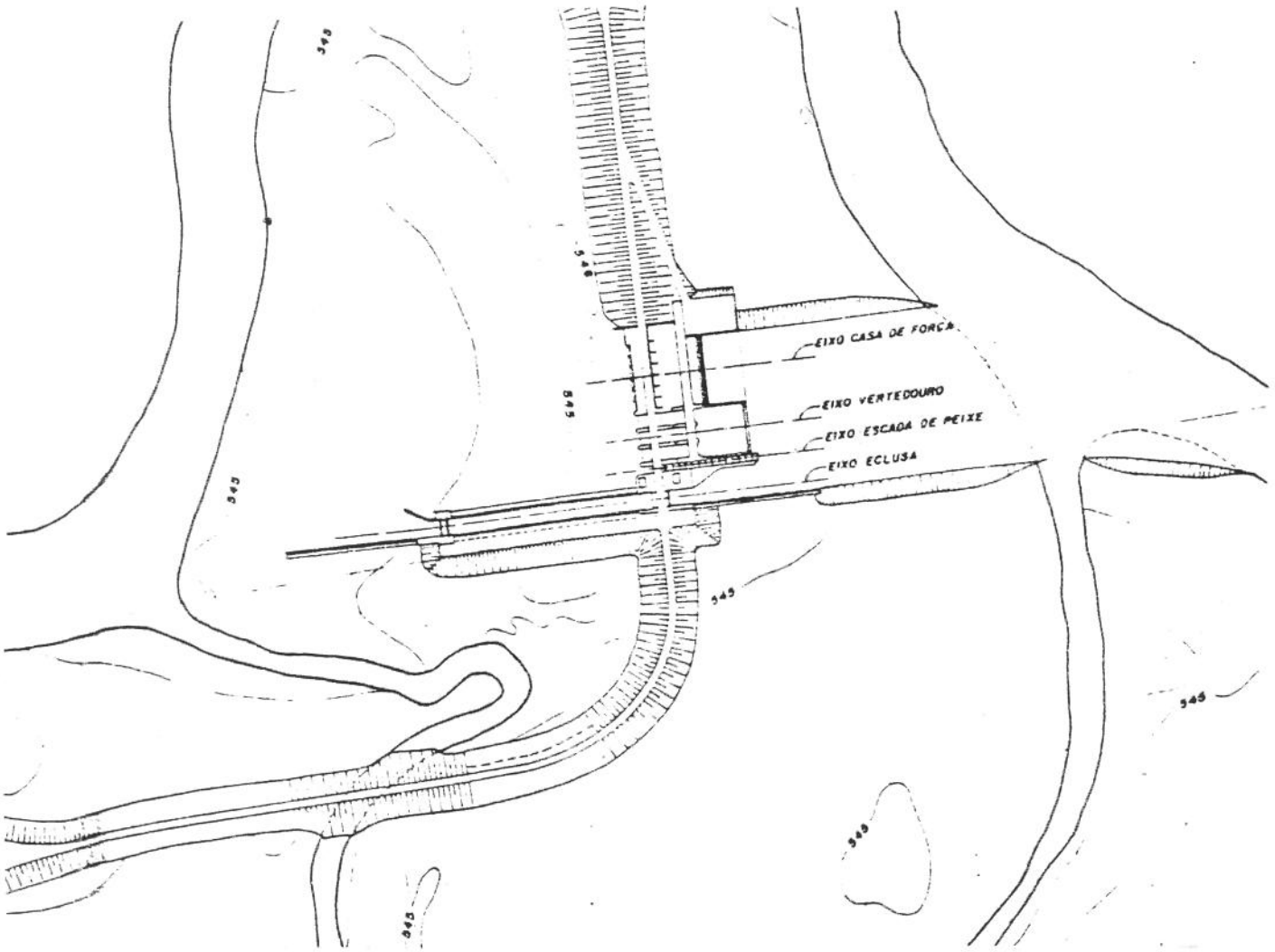
A primeira etapa se refere à substituição dos painéis, mesa de comando e controle e equipamentos associados, e implica, necessariamente, o desenvolvimento de medição digitalizada, indicadora e totalizadora e de sistemas de sinalização relativos aos comandos e controles da PCH.

Esta substituição tem como objetivo a redução de custos em equipamentos eletromecânicos e nas obras civis.

A segunda etapa tem por objetivo o comando à distância da PCH, uma vez que a mesma já se encontra modernizada nos moldes referidos acima, sendo que o controle à distância tem como objetivo a facilidade de operação da PCH e a redução do seu custo de operação.

Assume-se, como meta, a digitalização total da PCH, usando-se, para isso, controladores de processo. A disposição física dos equipamentos digitalizadores é bastante simples, de fácil manuseio, bastando apenas um pequeno treinamento do operador[17].

As figuras 2.17 a 2.20 mostram uma série de estruturas e equipamentos de PCH's do terceiro nível.




Ref.: (Estudos de Inventário CESP - 1988)

*Figura 2.17 Arranjo Básico de PCH de terceiro nível Lay-out - Eixo Caçapava.*

17 Caso a PCH não seja telecomandada.

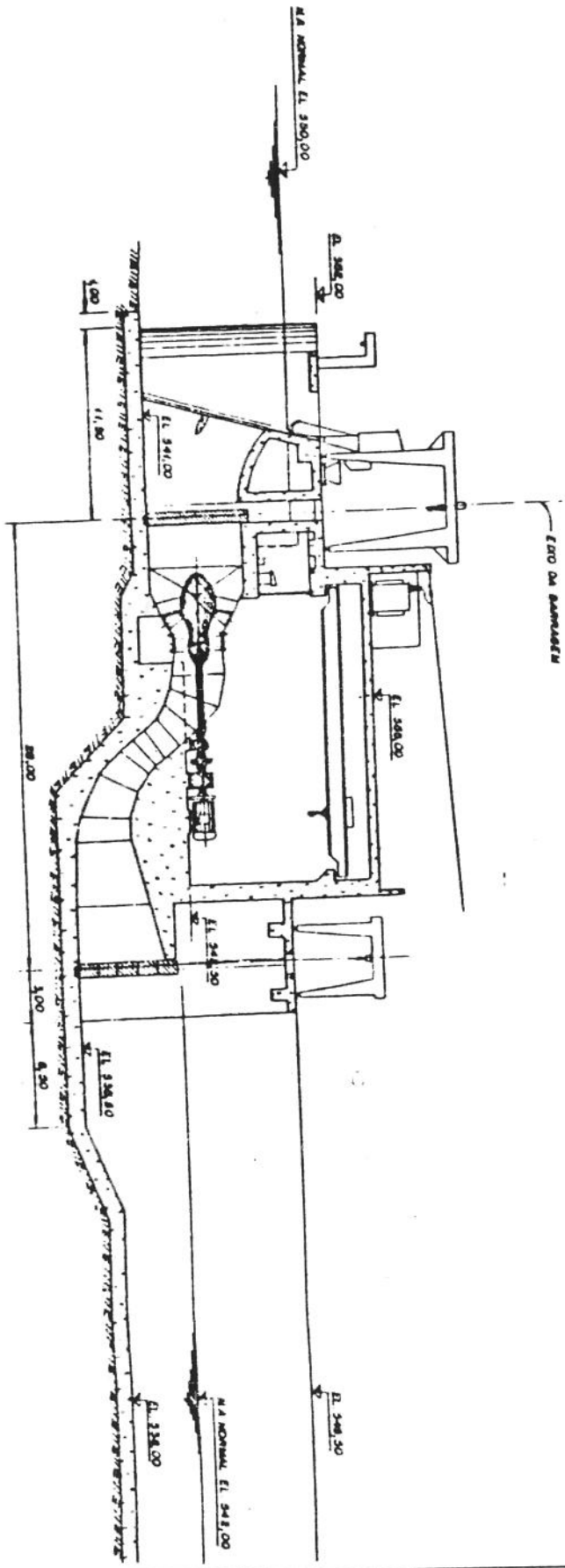
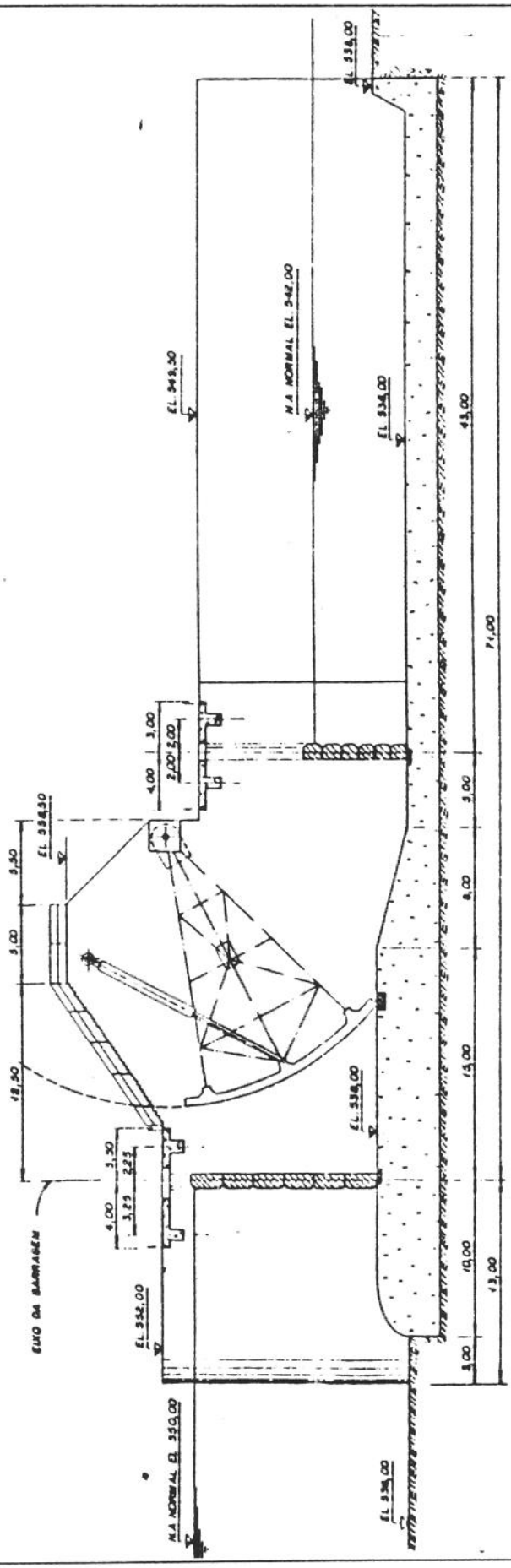



Figura 2.18 Casa de máquinas e grupo gerador composto por Turbina Kaplan tipo "S" e gerador elétrico horizontal, PCH Caçapava.

Ref.: (Estudos de Inventário CESP - 1988)




Ref.: (Estudos de Inventário CESP - 1988)

Figura 2.19 Vista do sistema de comportas da PCH Caçapava

Os níveis de tecnologia apropriadas sugeridos neste capítulo podem ser representados pela tabela 2.1, apresentada a seguir.

*Tabela 2.1 Níveis de tecnologia para PCH's*

| NÍVEL DE TECNOLOGIA | ETAPAS DE ESTUDO | POT. (MW) | TIPO DE TURBINAS | TIPO DE BARRAGEM |
|---|---|---|---|---|
| RUDIMENTAR | PRÉ-DIMENSIO-NAMENTO DIMENSIONAMEN TO | ATÉ 1.000kW | FRANCIS MICHEL-BANKI PELTON | ALVENARIA DE PEDRA, MADEIRA, TERRA/ENR. |
| INTERMEDIA-RIA | PRÉ-DIMENSIO-NAMENTO DIMENSIONAMEN TO | DE 1.000 A 10.000 kW | FRANCIS MICHEL-BANKI PELTON | TERRA ENROCAMENTO CONCRETO MADEIRA |
| AVANÇADA | PRÉ-DIMENSIO-NAMENTO DIMENSIONAMEN TO PROJETO EXECUTIVO | DE 10.000 A 30.000 kW | FRANCIS KAPLAN STRAFLOW PELTON | TERRA MISTA ENROCAMENTO CONCRETO CONCRETO ROLADO |

*Ref.: ( Fonte própria)*

# CAPÍTULO 3

# ETAPAS, ESTÁGIOS E FASES DE USINAS HIDRELÉTRICAS

"A mudança das condições produz muito mais vezes uma variabilidade indefinida do que definida".

Darwin, Charles.

*A execução de uma usina hidrelétrica se reveste de inúmeros trabalhos que vão desde os estudos para a sua locação, passando pelo "como fazer", até se chegar ao comissionamento final. Os passos dados até se chegar no final da obra são estudados e planejados de forma a maximizar os recursos hídricos e financeiros disponíveis, possibilitando que se obtenha o melhor aproveitamento pelo menor custo.*

## 3.1 INTRODUÇÃO

O projeto de uma usina hidrelétrica é um conjunto de tarefas coordenadas de forma a se produzir um estudo técnico-econômico e ambiental que permita a implantação de um aproveitamento.

Para que este conjunto de tarefas seja desenvolvido de forma coerente e produtiva, divide-se o mesmo em uma série de **etapas**, que são subdivididas em **estágios** de trabalho que, por sua vez, seguem uma seqüência lógica, acompanhando a evolução dos trabalhos em, **fases** bem distintas.

A execusão do projeto de uma usina hidrelétrica necessita de um grande número de dados, que são usualmente compilados, diretamente ou através de empresas de consultoria, pelas diretorias de engenharia das concessionárias de energia elétrica. Estes dados têm como origem o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE, o serviço de cartografia do Exército, as fotografias aéreas processadas pelas empresas aéreas, os dados geológicos e geotécnicos disponíveis no Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM,

os dados hidrológicos e meteorológicos processados pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, além dos levantamentos de campo específicos do projeto.

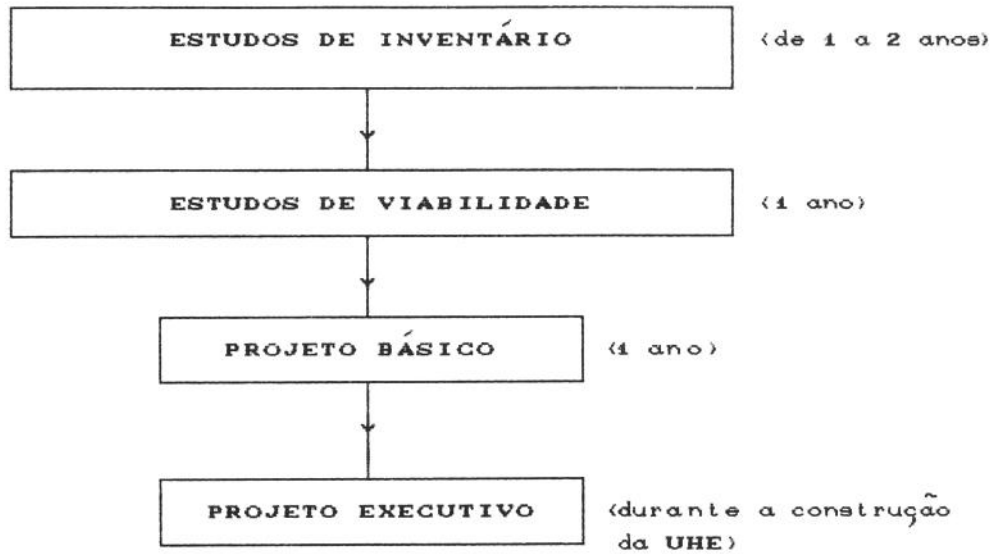
## 3.2 ETAPAS DO PROJETO DE UMA CENTRAL HIDRELÉTRICA

As etapas do projeto de uma usina hidrelétrica - UHE - são estudos seqüenciais de planejamento e dimensionamento da central, progressivamente mais detalhados. Nos primeiros estudos, predominam os aspectos de planejamento, enquanto nos últimos predominam os detalhes da engenharia de projetos. Esta divisão em etapas se faz necessária dada a complexidade e elevado custo envolvidos. Os estudos mais detalhados e, conseqüentemente, mais caros, vão se justificando conforme vão aumentando as chances de execução da obra.

Os estudos se iniciam pela coleta de dados frente aos órgãos que centralizam as informações específicas de cada área. Estas informações compreendem dados topográficos, geológicos, geotécnicos e hidrometeorológicos de caráter local, além de estudos físico-geográficos, sócio-econômicos e ambientais de âmbito regional.

Em regiões conhecidas, as informações iniciais devem se limitar a levantamentos documentais, procurando-se utilizar visitas de campo somente em caráter excepcional e, mesmo assim, limitadas a um reconhecimento aéreo. Já em regiões pouco conhecidas, tal como a Amazônia, os levantamentos de campo se fazem necessários e visam identificar um mínimo de dados locais.

As etapas do projeto de uma usina hidrelétrica podem ser visualizadas no fluxograma da figura 3.1.

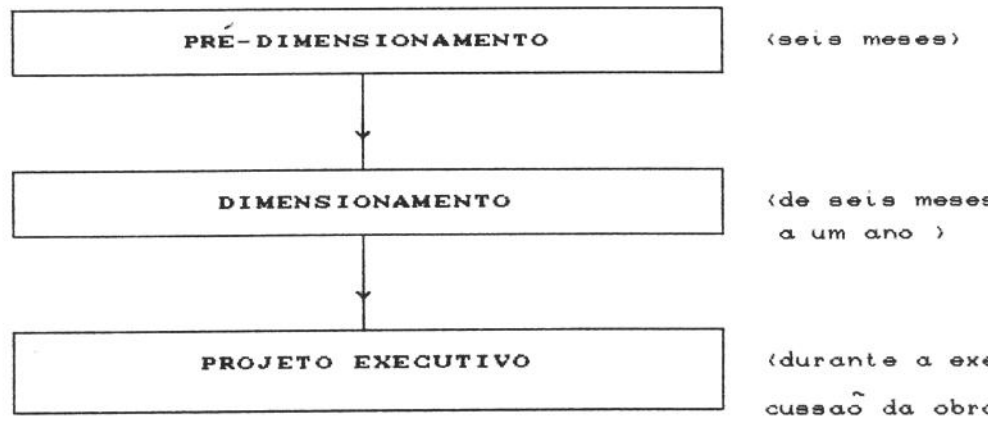



Ref.: ( Fonte própria)

*Figura 3.1 Etapas do projeto de uma usina hidrelétrica*

No caso de pequenas centrais hidrelétricas - PCH's, propõe-se, aqui, que se realize o projeto da central com, no máximo, três etapas, indicadas na figura 3.2. O projeto executivo, tal como conhecido no setor elétrico, só se justifica no caso de PCH's empregando tecnologias mais avançadas, com capacidades instaladas na faixa de 10 a 30 MW.

Estas três etapas cobrem as necessidades de execução do projeto de uma PCH, consumindo bem menos tempo e recursos financeiros, do que no caso de uma central hidrelétrica de médio ou grande portes.




Ref.: ( Fonte própria)

*Figura 3.2 Etapas do projeto de uma PCH*

A etapa de pré-dimensionamento para PCH's corresponde aproximadamente às etapas de inventário e estudo de viabilidade econômica para usinas hidrelétricas de médio e grande portes, contendo, entretanto, uma série de simplificações, compatíveis com a maior simplicidade e menor custo das PCH's.

### 3.2.1 ESTUDOS DE INVENTÁRIO

Os estudos de inventário constituem a primeira etapa do projeto de uma UHE e são subdivididos em dois estágios, o inicial e o final.

É nesta etapa que se identifica qual o potencial que pode ser, técnica e economicamente, aproveitado em relação a uma determinada configuração específica de um sistema elétrico, considerando-se as instalações pré-existentes, em construção ou planejadas, e levando-se em conta o nível de desenvolvimento técnico e as conjunturas econômicas prevalecentes.

Os estudos preliminares visam a identificação de alternativas de divisão de quedas para o aproveitamento hidrelétrico de uma bacia, bem como a avaliação de seu potencial e custos associados. É neste estágio que se definem quais as alternativas mais interessantes, que são estudadas com mais profundidade nas etapas subseqüentes.

Os estudos preliminares são de importância vital, uma vez que é a partir deles que se deve proceder à escolha da configuração final de divisão de quedas. Uma vez executados estes estudos, inicia-se o estágio final, que tem por objetivo a determinação de um conjunto de obras e instalações que propicie o desenvolvimento integral do potencial hidrelétrico economicamente aproveitável da bacia.

A escolha deve recair no conjunto de obras que implique o maior aproveitamento possível, em termos econômicos, da queda dos rios que formam a bacia, que seja ambientalmente aceitável.

É importante lembrar que a divisão de quedas para uma bacia é uma tarefa demorada e de difícil execução, pois cada aproveitamento interfere, de uma forma direta ou indireta, em outros aproveitamentos. Assim, no caso de centrais de médio ou grande porte, a avaliação de um único aproveitamento implica na avaliação global dos recursos disponíveis na bacia.

### 3.2.2 ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA

O estudo de viabilidade econômica compõe a segunda etapa do projeto de uma UHE. Como o próprio nome da etapa já identifica, é aqui que se avalia, com uma razoável precisão, a viabilidade econômica de um determinado aproveitamento hidrelétrico. Nos estudos de inventário se realizam levantamentos, de modo relativamente grosseiro, de caráter estimativo.

É importante se frisar que, enquanto os estudos de inventário hidrelétrico se preocupam em trabalhar com um conjunto de aproveitamentos, o estudo de viabilidade econômica é efetuado de forma isolada, ou seja, por aproveitamento. Nesta última etapa, os estudos são mais aprofundados e se destinam a determinar qual o custo do empreendimento. Considerando uma base de dados maior, procura-se, também, inserir a central no sistema elétrico existente, e, assim, simular o seu comportamento neste sistema. É nesta etapa que se determina, inclusive, o número de unidades geradoras e o cronograma de motorização da usina. Para isto, trabalha-se com projeções de mercado e dados hidrometeorológicos mais precisos.

É na etapa de estudo de viabilidade econômica que se determina a real "forma" do empreendimento e, portanto, é a partir daí, que se tenta viabilizá-lo.

Os parâmetros fornecidos nesta etapa, tais como altura de queda, vazão do projeto, capacidade instalada, etc., são repassados à etapa posterior, onde os mesmos serão reavaliados e retrabalhados, gerando um documento que é conhecido como projeto básico.

### 3.2.3 PROJETO BÁSICO

Nesta etapa se procede a estudos topográficos mais detalhados e precisos que procuram realçar, com exatidão, o perfil do terreno onde se pretende instalar a UHE. É nesta etapa que se procede, também, a estudos geológicos e geotécnicos mais profundos, e se realiza uma série de investigações de subsolo ao longo do eixo da barragem e no local de implantação da casa de máquinas e obras anexas.

Os estudos hidrológicos e meteorológicos são efetuados com base em um banco de dados bastante consistente e o mais completo possível. Nesta etapa,

são realizadas possíveis alterações do eixo da barragem e da altura de queda da UHE. É importante se ter em mente que, após esta etapa, não se pode realizar mudanças com relação à concepção básica da UHE, o que torna esta etapa de grande responsabilidade, uma vez que é praticamente a última chance de se modificar algo, fundamentalmente, antes da execução do projeto.

### 3.2.4 PROJETO EXECUTIVO

O projeto executivo de uma UHE é a etapa em que se detalha, de uma forma minuciosa, o aproveitamento a ser implantado. Normalmente, esta etapa é conduzida paralelamente ao andamento das obras e tem como função principal a especificação construtiva dos componentes da central.

Esta é uma etapa que envolve um enorme esforço de engenharia de projeto, uma vez que o detalhamento de cada parte do projeto é efetuado à medida em que a UHE é construída.

Não há preocupação, nesta etapa, com alterações substanciais no empreendimento, uma vez que o mesmo já foi, exaustivamente, analisado e simulado.

Entretanto, devido a problemas geológicos, geotécnicos, sociais ou ambientais, tardiamente detectados, admitem-se, eventualmente, pequenas adaptações no projeto da central. Estas alterações não podem ser de grande monta, pois uma vez iniciada a construção do maciço de uma barragem e as obras de desvio do rio, dificilmente as mesmas podem ser modificadas ou paralisadas, sob pena de enormes prejuízos financeiros, que podem inviabilizar a obra.

## 3.3 ESTÁGIOS E FASES DE DESENVOLVIMENTO DO PROJETO

Os estágios de desenvolvimento do projeto de uma UHE são compatíveis com as principais características das várias etapas do projeto. Desta forma, nas etapas de inventário e estudo de viabilidade econômica, em que se depara com um elevado número de alternativas, tem-se com os estágios denominados "inicial" e "final" dos estudos. Já nas etapas de projeto básico e projeto executivo, se trabalha com os estágios de projeto de obras civis, de equipamentos mecânicos, de equipamentos elétricos e de sistemas de transmissão, como mostrado na figura 3.3.

As características de cada estágio são proporcionais ao grau de complexidade do aproveitamento. Desta forma, procura-se classificar os mesmos de

acordo com a potência do empreendimento. Cabe lembrar, no entanto, que é possível se deparar com empreendimentos com um grau de complexidade diverso do usualmente encontrado na sua faixa de potência e, neste caso, o mesmo deve ser enquadrado na outra categoria.

| | ETAPAS | ESTÁGIOS | FASES |
|---|---|---|---|
| PROJETO DE UHE | INVENTÁRIO | Estudos preliminares | ... ... |
| | | Estudos finais | ... ... |
| | VIABILIDADE | Estudos básicos | ... ... |
| | | Estudos de alternativas de aproveitamento | ... ... |
| | | Estudos finais de Engenharia | ... ... |
| | PROJETO BÁSICO | Estudos energéticos e de motorização | ... ... |
| | | Definição da concepção geral | ... ... |
| | | Cálculos hidráulicos | ... ... |
| | | Definição dos equipamentos | ... ... |
| | | Custos finais | ... ... |
| | | Etc. | ... ... |
| | PROJETO EXECUTIVO | Obras civis | ... ... |
| | | Equipamentos hidromecânicos | ... ... |
| | | Sistema elétrico | ... ... |
| | | Obras complementares | ... ... |

*Ref.: ( Fonte própria)*

*Figura 3.3 Etapas e estágios de uma UHE de médio ou grande porte*

## 3.3.1 USINAS DE MÉDIO E GRANDE PORTES

### 3.3.1.1 Estudos de inventário

As usinas hidrelétricas de médio e grande portes, ou UHE's, como são genericamente designadas, têm como característica do seu projeto uma razoável complexidade e, portanto, requerem um maior volume de estudos, simulações e detalhes de projeto, em comparação com as PCH's.

Os estágios e fases da etapa de inventário de bacias hidrográficas, envolvendo centrais de médio e grande portes, estão apresentados na figura 3.4.

| ETAPA | ESTÁGIOS | FASES |
|---|---|---|
| ESTUDOS DE INVENTÁRIO | ESTUDOS PRELIMINARES | Coleta e análise de dados;<br>Identificação de locais barráveis;<br>Formulação de alternativas de divisão de quedas;<br>Estudos diversos;<br>Dimensionamento e estimativa de custos;<br>Comparação e seleção das alternativas;<br>Caracterização das alternativas. |
| | ESTUDOS FINAIS | Análise dos estudos preliminares;<br>Investigações e estudos preliminares;<br>Revisão das alternativas de divisão de quedas;<br>Estimativa do potencial energético;<br>Dimensionamento de obras e equipamentos;<br>Estimativa de custos;<br>Comparações. |

*Ref.: ( Fonte própria)*

*Figura 3.4 Estágios e fases da etapa de estudos de inventário*

### 3.3.1.2 Estudo de viabilidade econômica

O estudo de viabilidade compreende uma série de atividades de campo e de escritório nas áreas de engenharia que permitem a formulação da concepção global do empreendimento, como mostrado na figura 3.5.

| ETAPA | ESTÁGIOS | FASES |
|---|---|---|
| ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA | ESTUDOS PRELIMINARES | Tomada de decisão;<br>Levantamentos aerofotogramétricos;<br>Contratação da consultora;<br>Coleta e análise de dados;<br>Considerações sobre outros usos da água;<br>Análise de alternativas de aproveitamento;<br>Apreciação da divisão de quedas;<br>Relatório diagnóstico. |
| | LEVANTAMENTOS | Ambientais;<br>Geológicos geotécnicos;<br>Topobatimétricos;<br>Hidrometeorológicos;<br>De custos. |
| | ESTUDOS BÁSICOS | Ambientais;<br>Geologia e geotecnia preliminares;<br>Curva cota-área-volume;<br>Curvas características;<br>Custos unitários;<br>Avaliação energético-econômica das alternativas de eixo. |
| | ESTUDOS DE ALTERNATIVAS DE APROVEITAMENTO | Estudo de arranjo para alternativas de eixo;<br>Avaliação dos eixos em função de uso múltiplo;<br>Seleção do eixo;<br>Estudo de arranjos alternativos;<br>Estimativa de custos;<br>Pré-dimensionamentos civis;<br>Estudos de construção;<br>Arranjo e pré-dimensionamento de equipamentos;<br>Comparação técno-econômiva. |
| | ESTUDOS FINAIS DE ENGENHARIA | Desapropriações e relocações;<br>Dimensionamento de obras civis;<br>Dimensionamento eletromecânico;<br>Construções especiais;<br>Estudos de construção;<br>Estimativa de quantidades;<br>Sistema de transmissão;<br>Definição do anexo geral;<br>Estimativa de custo;<br>Cronograma de construção;<br>Cronograma físico-econômico;<br>Relatório final. |

*Ref.: ( Fonte própria)*

*Figura 3.5 Estágios e fases da etapa de estudos de viabilidade econômica*

Os objetivos dos estudos de viabilidade são:

- permitir a determinação da exeqüibilidade econômica do empreendimento;
- permitir a tomada de decisões quanto à época de início de operação da UHE;
- obter, junto aos órgãos públicos, a concessão para aproveitamento hidrelétrico;
- promover ações, junto aos órgãos públicos e privados, visando otimizar o aproveitamento dos recursos naturais existentes na área do futuro reservatório, assim como minimizar os efeitos sobre o meio ambiente.

### 3.4.1.3 Projeto Básico e Executivo

Na etapa de projeto básico, têm-se os seguintes estágios:

- projeto de obras civis;
- projeto e especificação de equipamentos hidromecânicos;
- projeto e determinação de equipamentos elétricos e do sistema de transmissão associado.

Nestes estágios, trabalha-se com dimensionamentos básicos, ou seja, no caso de obras civis projetam-se as mesmas em função das características hidráulicas da UHE, tais como as principais dimensões das tomadas dágua, tubulações forçadas, vertedouros, casa de máquinas, etc. No que se refere aos equipamentos hidromecânicos, tem-se, apenas, a determinação das dimensões físicas básicas de cada elemento.

O sistema de geração elétrico é especificado de forma a possibilitar a licitação dos geradores, painéis e sistemas de controle e comando.

No estágio de projeto básico são gerados os Documentos Básicos de Licitação - D.B.L., os quais permitem a determinação do custo final real do empreendimento.

Na última etapa, a do projeto executivo, tem-se os estágios de projeto construtivo das obras civis, o projeto das instalações e sistemas auxiliares e os projetos dos equipamentos eletromecânicos.

É nesta etapa que se obtêm, de uma forma definitiva, a forma e as dimensões finais das estruturas e dos equipamentos, bem como do sistema de transmissão associado.

### 3.4.2 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

As pequenas centrais hidrelétricas - PCH's têm como principal característica uma maior simplicidade na sua concepção. Devido a este fato, os estágios do projeto, em si, são mais simples e, muitas vezes, alguns deles são agregados, facilitando a sua execução.

Conforme proposto anteriormente, as PCH's devem ter, no máximo, apenas três etapas de desenvolvimento do seu projeto, como ilustrado na figura 3.6, junto com os respectivos estágios.

| | ETAPAS | ESTÁGIOS | FASES |
|---|---|---|---|
| PROJETO DE UMA PCH | PRÉ-DIMENSIONAMENTO | Estudos locais e regionais | ... ... |
| | | Determinação das características básicas | ... ... |
| | | Estudos econômicos | ... ... |
| | DIMENSIONAMENTO | Levantamentos | |
| | | Estudos alternativos | ... ... |
| | | Concepção final | ... ... |
| | | Estudos energéticos, econômicos, financeiros e ambientais finais | ... ... |
| | PROJETO EXECUTIVO | Levantamentos finais | ... ... |
| | | Projeto das obras civis | ... ... |
| | | Projetos e especificações hidromecânicos e elétricos | ... ... |
| | | Sistema de transmissão | ... ... |
| | | Obras complementares | ... ... |

*Ref.: ( Fonte própria)*

*Figura 3.6 Etapas e estágios do projeto de uma PCH*

### 3.4.2.1 Pré-dimensionamento de PCH's

Os estudos de pré-dimensionamento compõem a primeira etapa do projeto de uma PCH. Nela se procede à identificação de locais barráveis em um trecho da bacia. Esta identificação deve ser efetuada, primeiramente, em função de mapas e levantamentos aerofotométricos da região em estudo. Nesta etapa, os estudos devem ser, obrigatoriamente, acompanhados de visitas de campo, de forma que se possa conferir, in loco, as condições préviamente observadas.

Deve-se, nestas visitas preliminares, proceder a levantamentos superficiais das condições geológico-geotécnicas locais, observando-se, principalmente, a posição das fraturas das rochas em relação ao curso do rio. Nesta oportunidade, também se coletam dados sobre a flora e a fauna locais, de forma a se produzir o primeiro esboço de um estudo da interferência nas condições ambientais do local.

Com os dados iniciais, e utilizando-se ampliações das cartas-imagem de radar, procede-se à confecção de um provável perfil do rio, onde se faz a locação dos prováveis eixos da PCH, de forma a se verificar se haverá influência do aproveitamento sobre algum outro. Completada esta fase, procura-se formular os arranjos básicos possíveis para cada ponto de estudo.

A avaliação hidrológica e energética dos aproveitamentos deve ser efetuada levando-se em conta as características locais, ou seja, deve-se proceder a um levantamento de postos hidrológicos locais do DNAEE ou, em última instância, se empregar estudos de transposição de vazões que possibilitem uma boa aproximação dos dados.

É de virtual importância a verificação, in loco, dessas vazões transpostas, pois, não raro, ocorrem variações bastante grandes em bacias próximas, em função da variação do tipo de terreno.

Uma avaliação precisa do traçado, e conseqüente o custo, da eventual linha de transmissão da central é de grande importância pois, comumente, o custo desse componente em uma PCH eleva, sensivelmente, o custo final do empreendimento.

O relatório final desses estudos deve conter a localização do aproveitamento, as características hidrológicas locais e a configuração final do aproveitamento, de forma a possibilitar uma avaliação econômica correta do mesmo.

O aproveitamento selecionado é o que apresentar o menor custo de energia firme gerada pelo aproveitamento.

Os estágios e fases do pré-dimensionamento de uma PCH estão indicados na figura 3.7.

| ETAPA | ESTÁGIOS | FASES |
|---|---|---|
| PRÉ-DIMENSIONAMENTO | ESTUDOS LOCAIS E REGIONAIS | Identificação de locais barráveis;<br>Levantamentos topográficos preliminares;<br>Estudos geológico-geotécnicos preliminares;<br>Dados sobre flora e fauna locais; |
| | DETERMINAÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS BÁSICAS | Definição dos arranjos básicos possíveis;<br>Estudos hidrológicos e energéticos;<br>Pré-dimensionamento das obras civis;<br>Pré-dimensionamento dos equipamentos hidromecânicos dos sistemas elétricos. |
| | ESTUDOS ECONÔMICOS | Avaliação da energia firme gerada por cada alternativa;<br>Avaliação do custo de cada alternativa;<br>Definição da potência instalada. |

*Ref.: ( Fonte própria)*

*Figura 3.7 Estágios e fases do pré-dimensionamento de uma PCH*

### 3.4.2.2 Dimensionamento de PCH's

A etapa de dimensionamento de uma PCH compreende uma série de procedimentos que visam o dimensionamento hidráulico das estruturas e a elaboração das especificações básicas dos equipamentos hidromecânicos e elétricos.

O dimensionamento das estruturas e obras civis deve seguir as orientações contidas nos Manuais de Mini (ELETROBRÁS, 1982) e Pequenas Centrais Hidrelétricas (ELETROBRÁS, 1982), de forma a se obter as dimensões básicas das mesmas, no caso de centrais com capacidade instalada até 10 MW.

O dimensionamento da PCH deve partir de parâmetros básicos obtidos anteriormente, ou seja, na etapa de pré-dimensionamento, tais como a posição do eixo da barragem, o local de instalação da casa de máquinas, determinações do traçado da linha de transmissão, etc. Nesta etapa, é necessário, ainda, se levantar, de uma forma detalhada, a topografia do sítio de instalação da PCH, determinando-se os pontos para a execução das investigações de subsolo.

É nesta etapa que se procura fazer um estudo mais aprofundado das características hidroenergéticas e ambientais do aproveitamento, determinando-se, também, qual o número ótimo de máquinas a ser instalado, face às características peculiares do mercado a ser abastecido.

É recomendável, também, nesta etapa, se calcular a expectativa de geração de energia secundária no aproveitamento, além, evidentemente, da sua energia firme.

Os estágios e fases do dimensionamento de uma PCH estão indicados na figura 3.8.

| ETAPA | ESTÁGIOS | FASES |
|---|---|---|
| DIMENSIONAMENTO | ESTUDOS LOCAIS E REGIONAIS | Topográficos;<br>Hidro-geológicos;<br>Ambientais;<br>Mercadológicos; |
| | DETERMINAÇÃO DAS CARACTERISTICAS DA CENTRAL | Posicionamento dos eixos da barragem;<br>Avalição da energia a ser gerada, firme e secundária, para cada eixo;<br>Estimativa de custos;<br>Escolha do melhor eixo, com base nas considerações ambientais e de custos; |
| | ESTUDOS ECONÔMICOS E FINANCEIROS | Definição do arranjo básico;<br>Dimensionamento das obras civis;<br>Dimensionamento dos equipamentos hidromecânicos;<br>Dimensionamento dos equipamentos elétricos;<br>Determinação da energia gerada = energia firme e energia secundária;<br>Determinação do custo da energia gerada;<br>Avaliação financeira do investimento;<br>Emissão das DBL's. |

*Ref.: ( Fonte própria)*

*Figura 3.8 Estágios e fases do dimensionamento de PCH's*

### 3.4.2.3 Projeto Executivo de PCH's

O projeto executivo de uma PCH com tecnologia mais avançada e capacidade superior a 10 MW é a etapa final dos estudos para a implantação do aproveitamento hidrelétrico. É nesta etapa que se procede ao detalhamento das estruturas, obras civis e equipamentos eletromecânicos. Os estágios são semelhantes ao das centrais de grande e médio portes.

O resultado final desta etapa é um relatório, contendo planilhas de custo e quantitativos de materiais, e todos os elementos necessários à construção criteriosa da PCH.

A figura 3.9 apresenta os estágios e fases do projeto executivo de uma PCH.

| ETAPA | ESTÁGIOS | FASES |
|---|---|---|
| PROJETO EXECUTIVO | LEVANTAMENTOS FINAIS | Topo-batimétricos;<br>Hidro-geológicos;<br>Ambientais;<br>Mercadológicos. |
| | PROJETO DAS OBRAS CIVIS | Projeto das estruturas hidráulicas;<br>Projeto das barragens e diques;<br>Projeto do sistema de adução;<br>Projeto da casa de máquinas e obras auxiliares;<br>Projeto das estradas, acessos e pontes. |
| | ESPECIFICAÇÃO E PROJETO DOS EQUIPAMENTOS HIDROMECÂNICOS | Especificação das turbinas e reguladores de velocidade;<br>Especificação e projeto das comportas;<br>Especificação e projeto de pontes rolantes e pórticos. |
| | SISTEMAS DE GERAÇÃO E DE TRANSMISSÃO | Especificação dos geradores;<br>Especificação dos painéis e sistemas auxiliares;<br>Especificação e projeto da subestação;<br>Especificação e projeto da linha de transmissão. |

*Ref.: ( Fonte própria)*

*Figura 3.9 Estágios e fases do projeto executivo de PCH's*

# C A P Í T U L O  4

# E S T U D O S  D E  I N V E N T Á R I O

"E estas máquinas se tornam cada vez menos humanas, mais ascéticas, estoicas, místicas".

Spengler

*Os trabalhos iniciais para a implantação de uma usina hidrelétrica devem seguir uma série de passos que permitam que se faça avaliações de várias alternativas, sob condições semelhantes e com níveis de estudos compatíveis, obtendo-se resultados factíveis e confiáveis .*

## 4.1 Introdução

Os estudos de inventário tem como objetivo principal a formulação de um diagnóstico das melhores alternativas de implantação de usinas hidrelétricas, maximizando o aproveitamento dos recursos hídricos e minimizando os custos dos mesmos.

Os parâmetros ou benefícios energéticos de uma UHE são de três tipos: energia firme, potência disponível e energia secundária. Entretanto, nos estudos de inventário considera-se apenas os benefícios energéticos oriundos do ganho de energia firme. A desconsideração da energia secundária, "devido ao seu alto grau de incerteza", segundo o Manual de Inventário da ELETROBRÁS, conduz a avaliações conservadoras do potencial de geração da usina.

Os estudos preliminares do estágio de inventário são desenvolvidos a partir dos dados já existentes, tais como cartas imagem de radar, fotografias aéreas, mapas e cartas geológicas e topográficas, dados hidrológicos e meteorológicos, além de levantamentos complementares de campo. A determinação do potencial energético de um aproveitamento associado a uma alternativa compreende um grande número de passos que são descritos durante este capítulo.

As contribuções originais do capítulo são a sugestão de extenção dos Estudos de Impactos Ambientais - EIA - e do relatório correspondente - RIMA para o estágio de inventário e a modificação dos conceitos de energia firme e secundária, de um aproveitamento hidrelétrico.

## 4.2 A METODOLOGIA DO MANUAL DE INVENTÁRIO DA ELETROBRÁS

Define-se como estudos de inventário aqueles que se desenvolvem com o objetivo de se avaliar o potencial energético de uma bacia hidrográfica ( ELETROBRÁS, 1985 ) concluindo com uma alternativa de divisão de queda natural da bacia, com as características preliminares, estimativas de custos e benefícios de cada aproveitamento.

Estes trabalhos desenvolvem-se com dados pouco confiáveis, sendo que a qualidade das informações não é suficientemente boa para garantir resultados definitivos para os aproveitamentos. Devido a este fato, os aproveitamentos podem sofrer alterações significativas, quando dos estudos de viabilidade econômica, em suas características, como "layout", nível dágua máximo (NA), deplecionamento, tipo de barragem, motorização e demais elementos. As alterações podem, até mesmo, interferir nos esquenmas de divisão de quedas do rio.

## 4.3 CRITÉRIOS BÁSICOS

Os parâmetros *energia firme* e custo médio de cada alternativa de divisão de quedas são decisórios nestes estudos, sob os pontos de vista energético e econômico. Considera-se, no entanto, além destes, outros parâmetros nos estudos de inventário, como os sociais, ambientais, políticos, técnicos, etc.

Os parâmetros econômicos devem ser avaliados em relação a custos de referência bem definidos, capazes de detectar a eventual economicidade das alternativas estudadas. Estes custos são conhecidos como custo unitário de referência da energia-CUR, custo de referência de ponta-CIP e custo unitário de referência da energia firme-CRE. Eles são definidos, respectivamente, como:

- o custo a partir do qual a contribuição de energia firme de uma usina ou

configuração de usinas deixa de ser economicamente competitiva, ou seja, o custo da energia que será adicionada ao sistema é maior que o custo unitário de referência. Determina-se este custo, o CUR, considerando-se o mesmo fator de capacidade de referência usado na definição da capacidade instalada dos aproveitamentos em estudo;

- é o valor, a partir do qual, o custo da motorização adicional deixa de ser economicamente competitivo;
- é o valor, a partir do qual, o benefício da contribuição da energia firme deixa de ser economicamente competitivo com outras fontes de energia.

Os critérios básicos usados para o início dos trabalhos se prendem às características do sistema no qual as UHE's candidatas estão inseridas. Assim, há a necessidade de se definir o que se entende por "sistema de referência".

O sistema de referência é tido como o conjunto de usinas geradoras de energia elétrica, em relação ao qual serão quantificados os benefícios das alternativas de divisão de quedas estudadas. No caso dos estudos de inventário, recomenda-se que o sistema de referência inclua os aproveitamentos existentes, aqueles com obras em andamento e aqueles com obras previstas num horizonte de longo prazo, com dependência direta do dimensionamento em questão. Entende-se como dependentes diretos os aproveitamentos situados a montante ou a jusante do trecho em estudo. O período crítico a ser usado deve ser o do sistema interligado eletricamente à bacia em estudo.

Os parâmetros energéticos permitem avaliar e comparar as alternativas em função do potencial disponível. A partir de parâmetros econômicos, é possível transformar os parâmetros energéticos em valores econômicos e, a partir daí, comparando-se os custos totais das alternativas, concluir-se, ou não, pela sua economicidade.

Os parâmetros energéticos, ou benefícios energéticos de uma usina hidrelétrica, ou grupo de usinas, são de três tipos: energia firme, potência disponível e energia secundária.

No caso de estudos de alternativas de divisão de queda, a nível de inventário, o Manual de Inventário da ELETROBRÁS, (1982), admite apenas o benefício energético em termos de ganho de energia firme, considerado como sendo o acréscimo de energia que pode ser gerado pelo sistema nas condições hidrológicas críticas, com a utilização completa dos reservatórios. Neste caso,

calcula-se a energia firme da bacia de uma forma aproximada, como a energia firme gerada pela bacia isolada, acrescida dos benefícios nas usinas a montante e a jusante, durante o período crítico do sistema interligado.

A contribuição de energia firme é considerada, nos estudos de inventário, como a variável energética decisória, pois representa o aproveitamento de um recurso escasso e a sua determinação está diretamente ligada ao dimensionamento do reservatório. Já os benefícios de ponta podem ser facilmente alterados, posteriormente, através de uma supermotorização; a sua inclusão na análise econômica demanda uma série de estudos de engenharia, referentes à elaboração de diversos orçamentos em função da capacidade a ser instalada.

O Manual de Inventário da ELETROBRÁS não considera os possíveis benefícios da energia secundária. "devido ao seu alto grau de incerteza", o que é um ponto fortemente criticável, uma vez que o cálculo destes benefícios é relativamente fácil de ser executado. Apesar destes benefícios não constituírem um parâmetro econômico fundamental neste estágio dos trabalhos, eles podem ser de grande valia na seleção das alternativas de divisão de quedas, como um parâmetro econômico auxiliar.

A adoção de um fator de capacidade de referência é recomendada nesta etapa dos estudos. Os refinamentos dos estudos de motorização das UHE's devem ser efetuados após a seleção da alternativa final da divisão de quedas na bacia.

De posse da energia firme global inventariada e da estimativa de custo total de uma alternativa de divisão de quedas, determina-se o custo médio de geração da sua energia firme, em US$/MWh.

## 4.4 ESTUDOS PRELIMINARES

Os estudos preliminares, assim como os finais, seguem uma seqüência lógica e partem da preparação e organização de rotinas para a realização dos estudos, seguidas de um sobrevôo da área e da fixação dos dados iniciais para projeto. Deve-se tentar obter o maior banco de dados possível. A análise dos mesmos deve ser feita de forma a se identificar os pontos notáveis da região, bem como a consistência dos dados hidrológicos.

A identificação dos locais barráveis deve ser feita através de locação nos mapas dos sítios propícios para a instalação de barragens. Após o reconhecimento, deve-se procurar a melhor divisão de quedas, de forma a se obter

o melhor aproveitamento da bacia, levando-se em consideração os possíveis locais barráveis e seus respectivos N.A. máximos.

## 4.4.1 LEVANTAMENTOS BÁSICOS

### 4.4.1.1 Estudos topográficos e geodésicos

Os estudos topográficos necessários ao projeto de uma UHE compreendem uma variada gama de dados e devem ser iniciados a partir da coleta e análise de fotos aéreas. Após esta etapa, procura-se identificar os mapas e plantas disponíveis na região, tomando-se as devidas precauções com os dados obtidos e procedendo-se à análise da confiabilidade dos mesmos. Com relação aos levantamentos geodésicos, deve-se, inicialmente, coletar todos os dados disponíveis e, posteriormente, se proceder à verificação dos mesmos.

O levantamento da área de inundação provocada pelo remanso da UHE é de fundamental importância, pois esta área poderá provocar impactos ambientais e sociais significativos.

### 4.4.1.2 Estudos geológicos e geotécnicos

Os estudos geológicos e geotécnicos se iniciam pela coleta de dados bibliográficos nos órgãos competentes. Nesta etapa, é importante se fazer uma avaliação da consistência dos mesmos, de forma a se evitar futuros problemas. Admite-se, ainda, nesta etapa, a execução de visitas de campo, visando eliminar dúvidas e corrigir pontos falhos ou duvidosos. Nesta etapa, os estudos são apenas a nível estimativo.

A preparação de mapas auxiliares, a partir da interpretação de fotos, é um recurso bastante útil, principalmente quando não se possui uma avaliação local.

### 4.4.1.3 Estudos hidrológicos e meteorológicos

Os estudos hidrológicos e meteorológicos se prendem, inicialmente, a um levantamento dos dados hidrometereológicos existentes, de postos de medição do DNAEE. Deve-se, inicialmente, partir para a determinação de alguns dados básicos da bacia, tais como características pluviométricas, evaporimétricas,

etc., visando, assim, a avaliação das vazões naturais do rio em estudo.

Para as PCH's esta fase é de vital importância, pois é ela que vai influenciar mais intensamente a escolha do trecho da bacia a ser estudado.

## 4.4.2 DETERMINAÇÃO DO POTENCIAL ENERGÉTICO

Para a determinação do potencial energético associado a uma alternativa, torna-se necessário o dimensionamento preliminar das usinas que a compõem.

Dos trabalhos em escritório e de investigações de campo se procura obter, para cada alternativa de divisão de quedas, os seguintes dados, necessários para a determinação do potencial energético da bacia:

- Nível d' gua máximo dos reservatórios;
- Curvas de nível na área do reservatório;
- Série histórica de vazões naturais;
- N.A. normal de jusante;
- Perdas de carga hidráulicas;
- Evaporação;
- Estimativa de custos.

A determinação do volume útil dos reservatórios em cascata é o primeiro passo na avaliação energética de uma alternativa de divisão de quedas, pois os benefícios são medidos pela energia firme e esta depende do dimensionamento e esquema de deplecionamento de cada reservatório.

Determinado o N.A. máximo e o nível da restituição dos aproveitamentos das alternativas de divisão de quedas, determina-se o volume útil a ser adotado para cada reservatório. Isto é feito em função do deplecionamento máximo de cada um dos aproveitamentos. Este deplecionamento pode ser assumido, inicialmente, para usinas de sistemas interligados, como um terço da queda bruta; para o caso de bacias isoladas, o valor inicial deste deplecionamento pode ser adotado como o correspondente ao volume útil que se pode reencher em três anos hidrológicos. Após, deve-se diminuir o volume útil da última usina a jusante enquanto houver aumento da energia firme da configuração e, a partir daí, repetir o procedimento para a UHE imediatamente a montante e, sucessivamente, até à primeira UHE da configuração.

A viabilidade de um maior ou menor deplecionamento de um reservatório deve levar em consideração os benefícios da energia firme e os referentes à potência garantida, utilizando-se, para isto, uma análise econômica.

É importante se ressaltar que o volume de trabalhos e investigações de campo está diretamente ligado às dimensões dos aproveitamentos em questão, ou seja, para pequenos aproveitamentos deve-se procurar reduzir o volume de trabalhos, visando a obtenção de um custo compatível com as dimensões destes aproveitamentos.

O fator de capacidade de referência, FC, a ser aplicado em todas as UHE's da bacia, pode ser determinado através da equação (4.1).

$$FC = Fcm \frac{(1 - Pp)\ (1 - r)}{(1 - Pe)} \qquad (4.1)$$

onde:

Fcm = fator de carga do mercado a ser suprido pela bacia em estudo;

Pp = fator de perdas de ponta no sistema de transmissão;

Pe = fator de perdas de energia no sistema de transmissão;

r = fator de reserva de geração.

A energia firme, EF, em quilowatts médio, é obtida a partir da expressão (4.2).

$$EF = 8{,}4 \cdot Qr \cdot Hz \qquad (4.2)$$

onde:

Qr = vazão turbinada, em metros cúbicos por segundo;

Hz = queda líquida média, em metros, calculada como a diferença entre o N.A. médio do reservatório e o N.A. normal de jusante[18], menos a perda de carga hidráulica estimada para os circuitos de adução e restituição.

A potência de referência de um aproveitamento, Pr, é obtida a partir do quociente entre a sua energia firme, EF, e o fator de capacidade de referência, FC:

---

18 Este nível pode ser calculado a partir da curva cota x vazão, a jusante, para uma vazão dez por cento maior que a vazão média do período crítico.

$$Pr = EF/FC \qquad (4.3)$$

Obtém-se a potência instalada no aproveitamento, P, através da expressão (4.4).

$$P = P_R \left( \frac{H_1}{H_2} \right)^{\alpha} \qquad (4.4)$$

onde:

$\alpha$ = coeficiente, que assume o valor 1,5 para turbinas do tipo Pelton e Francis, e 1,2 para turbinas do tipo Kaplan; e

$H_1$ = queda líquida máxima, em metros, calculada como a diferença entre o N.A. máximo do reservatório e o N.A. normal de jusante, menos a perda de carga na adução e na restituição.

O N.A. médio do reservatório é obtido da curva cota x volume, a partir do N.A. máximo normal, quando se depleciona o reservatório de um volume Vd, dado por (4.5) ou (4.6):

$$Vd = 0,5 \ Vu \qquad (4.5)$$

ou

$$Vd = \frac{0,5 \ Vu}{Vu + 0,5 \ \Sigma Vum} \ . \ Vu \qquad (4.6)$$

onde:

Vu = volume útil do aproveitamento em questão, em metros cúbicos; e

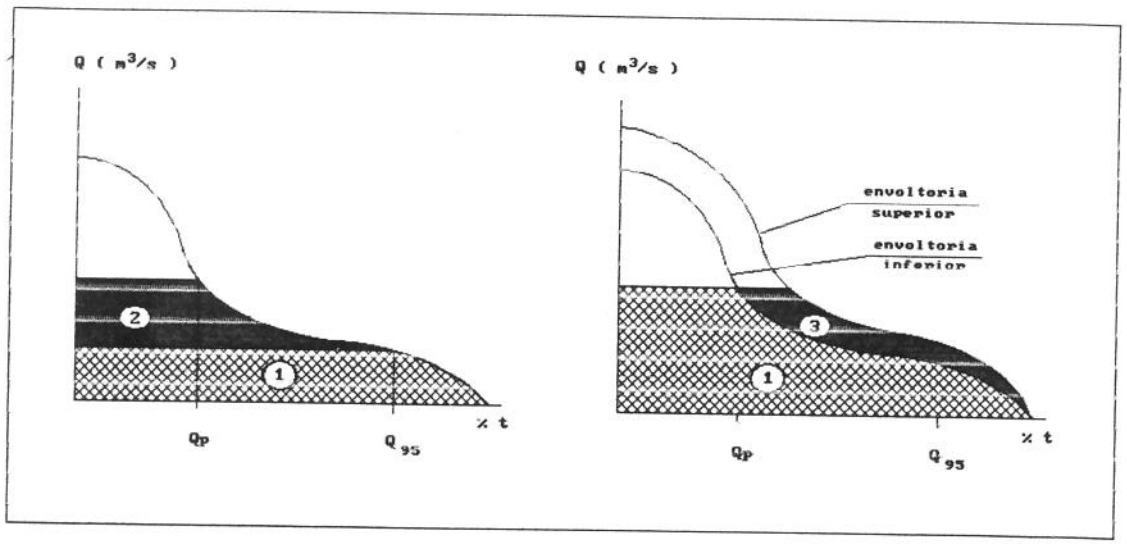
$\Sigma Vum$ = somatório dos volumes úteis de montante, em metros cúbicos.

A não contabilização da energia secundária neste estágio do projeto de uma UHE (ELETROBRÁS, 1982) é um fato que necessita de revisão urgente, uma vez que metodologicamente é fácil calculá-la, com o auxílio da curva de permanência das vazões. Propõe-se, inclusive, uma redefinição do conceito de "energia secundária", conforme ilustrado na figura 4.1. Este novo conceito requer o levantamento de envoltórias máximas e mínimas das vazões afluentes.

Para a determinação destas sugere-se a geração de duas mil séries sintéticas de vazões afluentes. A seguir, faz-se a seleção de um novo período crítico - sintético -, que serve para o traçado de uma curva auxiliar de

permanência de vazões, delimitando, assim, a envoltória mínima, e de uma outra seqüencia de vazões, máximas agora, com as quais se traça uma nova curva auxiliar, delimitando a envoltória máxima sobre a curva de permanência de vazões.

O espaço compreendido entre as duas curvas é uma área de incertezas,constituindo a "nova" energia secundária da central.




*Ref.: ( Fonte própria)*

*Atual forma de contabilização* *Uma nova definição*

*1 - Energia Firme;*
*2 - Definição tradicional de Energia Secundária;*
*3 - Nova definição para Energia Secundária.*

*Figura 4.1 Redefinição do conceito de Energia Secund ria*

A não contabilização da energia secundária, neste estágio dos trabalhos, implica em um subdimensionamento dos potenciais hidrelétricos na bacia.

## 4.5 DIMENSIONAMENTO E QUANTIFICAÇÃO DE OBRAS E EQUIPAMENTOS

A determinação do custo de uma UHE depende do conhecimento das características da mesma. Desta forma, para se obter o valor do investimento a ser realizado é necessário se proceder inicialmente à definição do arranjo básico da central, que está intimamente ligado a fatores geológico-geotécnicos, topográficos, e às características hidrológicas, tais como os valores de cheia máxima e de vazão mínima.

Adota-se, portanto, neste estágio dos trabalhos,uma série de critérios básicos que representam as soluções mais comuns no país, visando, quando possível, uma padronização das alternativas construtivas.

Assim, as barragens contempladas nos estudos de inventário são do tipo aterro, ou de concreto, tipo gravidade. Outras soluções devem ser estudadas apenas em casos específicos, ou em estágios mais avançados do projeto.

A concentração das estruturas da casa de máquinas e do vertedouro próximas a uma ombreira é recomendado para vales menos encaixados. Os vertedouros devem ser, nesta etapa, preferencialmente, de superfície, controlados por comportas de segmento.

É importante que, já neste estágio do projeto, se procure um certo equilíbrio entre o volume de material escavado e o volume de material a ser lançado na execução das estruturas, visando otimizar os movimentos de materiais de construção.

Os esquemas básicos de desvio do rio devem levar em consideração as características topográficas e geológicas, o regime hidrológico do rio, as características finais da obra, a avaliação dos riscos permissíveis e o cronograma da construção[19].

A definição do circuito hidráulico é de vital importância, e depende exclusivamente do tipo de desnível existente no local. Assim, no caso de um desnível causado pela criação de um reservatório, opta-se pela instalação da

---

[19] Apesar do Manual de Inventário da **ELETROBRÁS** indicar quatro tipos de desvios possíveis, é sempre aconselhável se procurar uma solução baseada na experiência do grupo de projetistas, evitando-se, assim, soluções simplistas e que podem levar a resultados equivocados.

tomada de água junto ao corpo da barragem e próxima à casa de máquinas.

Os tipos de barragens e vertedouros estão ligados, ao arranjo básico proposto e possuem uma relação bastante íntima com o tipo de vale no qual a UHE se localiza. O vertedouro deve ser calculado para uma cheia decamilenar, sendo que sua largura útil pode ser estimada a partir da equação geral da vazão sobre perfis vertentes (ELETROBRÁS, 1982).

Para um vertedouro do tipo canal, a calha deve ter a mesma dimensão transversal que a largura da crista, sendo que seu comprimento é obtido em função da topografia local. Normalmente, a restituição à calha do rio, neste tipo de vertedouro, é feita com uma estrutura do tipo trampolim, que lança a massa d'água a uma bacia previamente escavada e com um colchão d'água, o qual serve como um amortecedor da queda d'água.

No caso de vertedouros no leito do rio, a dissipação da energia pode ser feita através de trampolim, ou "salto de esqui", ou por meio de uma bacia de dissipação, dimensionada de forma que o ressalto hidráulico ocorra dentro da mesma.

As adutoras são dimensionadas em função da descarga máxima de cada unidade e da altura líquida máxima, sendo que o dimensionamento das estruturas de adução é feito em função da vazão total a ser aduzida.

A determinação das características da casa de máquinas é feita em função da capacidade instalada, do tipo de turbina a ser instalada e do número de unidades geradoras previstas.

A determinação do número de unidades geradoras, N, é feita em função da potência total do aproveitamento, PT, e da potência de cada turbina, $P_1$[20], (equação 4.7). O número de unidades deve ser, preferencialmente, par.

$$N = \frac{Pt}{P_1} \qquad (4.7)$$

---

20 A potência de cada turbina está ligada a uma série de fatores, tais como o tipo de turbina adotada e as possibilidades tecnológicas de construção de máquinas de grande porte. Desta forma, tem-se um limite máximo de potência para cada solução adotada, o que implica um número mínimo de unidades geradoras. É importante frisar que à medida em que se diminui o número de unidades geradoras, perde-se em flexibilidade de geração. Este fato deve ser contabilizado, já na etapa de inventário.

A determinação da descarga máxima total turbinável, $Q_{max}$, é feita em função da potência total do aproveitamento, Pt, e da altura de queda disponível, $H_1$.

$$Q_{max} = \frac{Pt}{8,67.H_1} \qquad (4.8)$$

A determinação preliminar das dimensões das máquinas é feita em primeira análise, a partir dos gráficos e ábacos do Manual de Inventário. As casas de força externas podem ser do tipo abrigada, semi-abrigada e aberta, e a sua escolha depende, basicamente, de práticas e normas de operação e manutenção[21].

As casas de força subterrâneas são utilizadas para certas condições topográficas e geológicas locais, e devem possuir todos os elementos de apoio das estruturas externas[22].

O dimensionamento da vila dos operadores deve visar o seu aproveitamento desde a época da construção até a operação da UHE, uma vez que, freqüentemente, os grandes aproveitamentos se localizam em regiões afastadas de centros urbanos relativamente desenvolvidos[23].

O dimensionamento de uma UHE, para fins de estudos de inventário, segue os passos indicados na figura 4.3 (ELETROBRÁS, 1982).

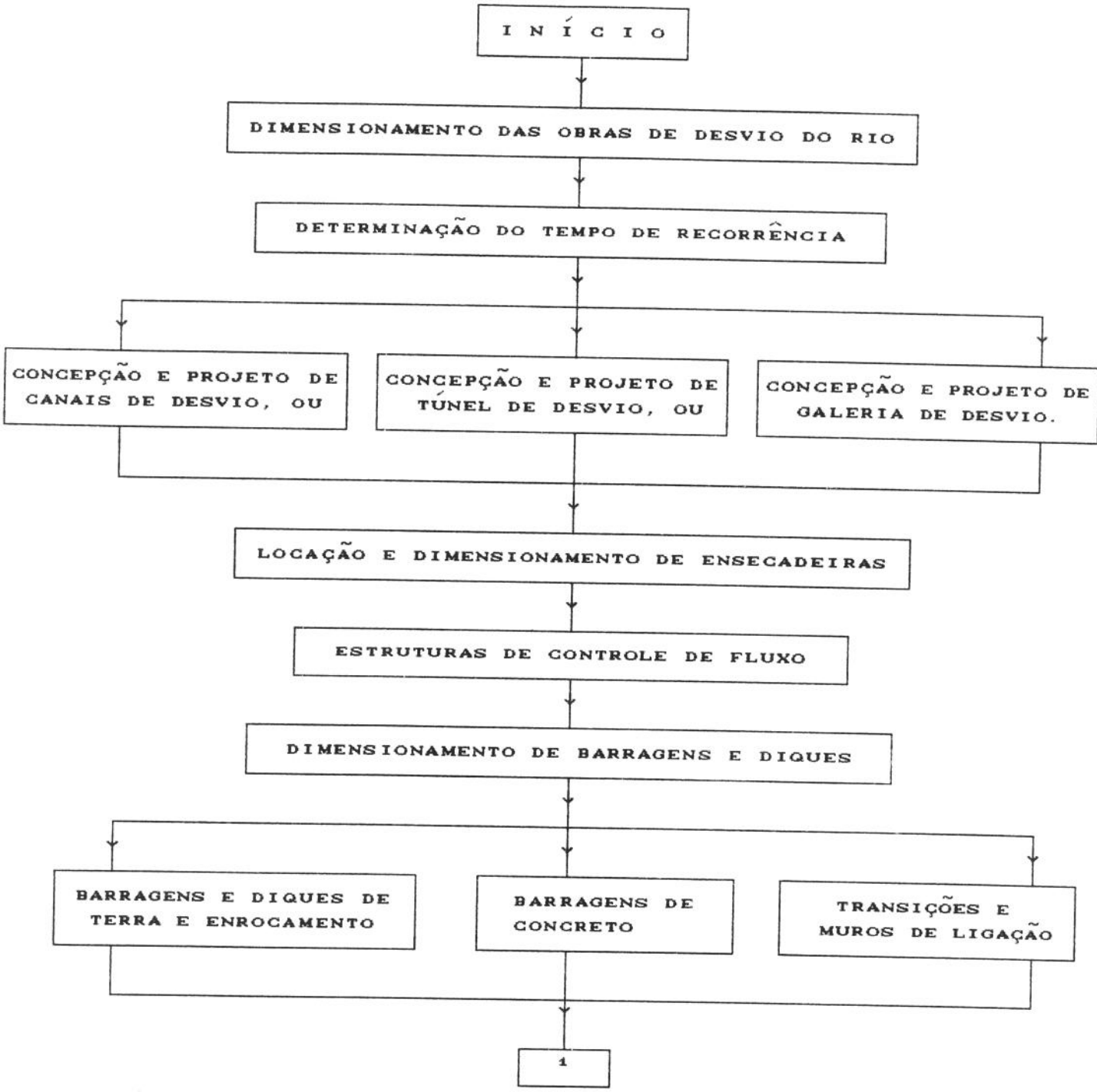
A partir deste dimensionamento, pode-se efetuar os cálculos dos custos do aproveitamento que serão utilizados para a etapa de comparação e seleção das alternativas.

---

21 Em climas úmidos e frios, tem-se optado por casa de máquinas abrigadas.

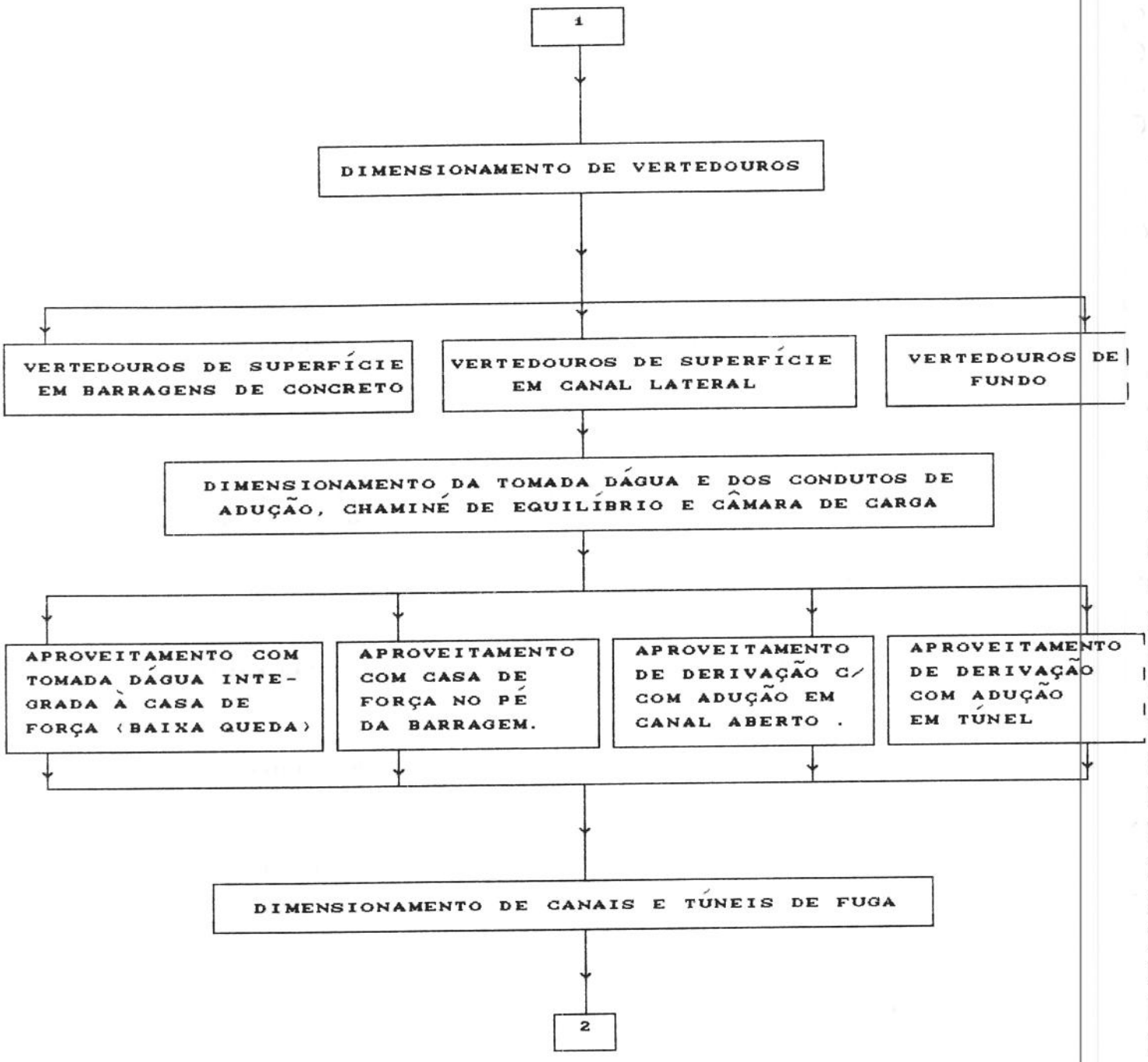
22 Existe uma série de usinas no Brasil com casas de força subterrâneas; este tipo de construção gera uma quantidade muito grande de rocha desmontada, que pode ser usada na construção de barragens de enrocamento.

23 A instalação de vilas residenciais em UHE's tem dado origem a uma série de novas cidades no interior do país, gerando um processo de desenvolvimento regional de difícil mensuração e que deve ser mais explorado em trabalhos futuros, visando, principalmente, uma avaliação econômica e social dos impactos causados pela inserção de volumes consideráveis de capital em regiões em expansão.



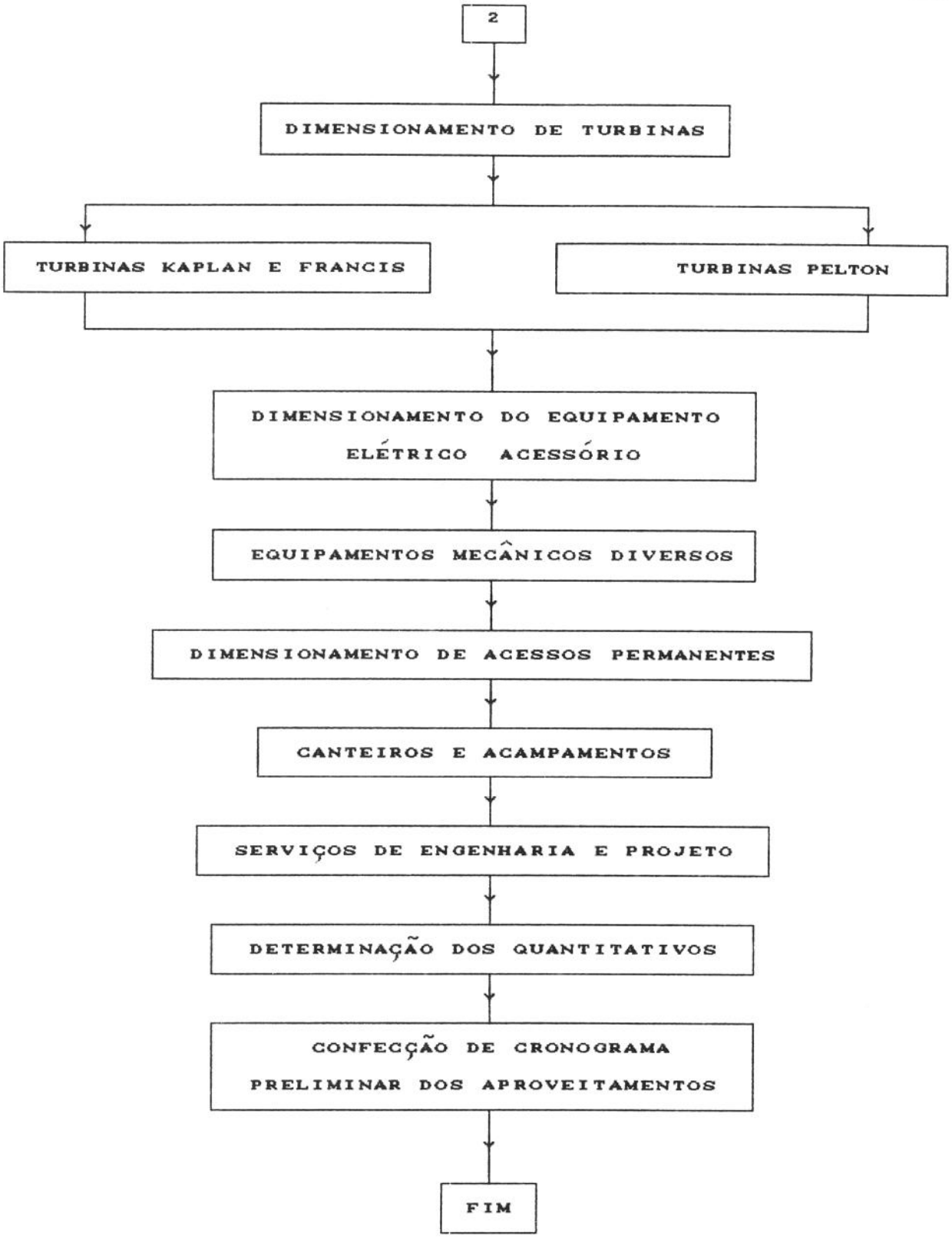

*Ref.: ( Fonte própria / Manual de Inventário de UHE )*

*Figura 4.2 Passos para o dimensionamento de uma UHE a nível de estudos de inventário*




*Ref.: ( Fonte própria / Manual de Inventário de UHE )*

*Figura 4.2 (cOnt.) Passos para o dimensionamento de uma UHE a nível de estudos de inventário*




*Ref.: ( Fonte própria / Manual de Inventário de UHE )*

*Figura 4.2 (cOnt.) Passos para o dimensionamento de uma UHE a nível de estudos de inventário*

## 4.6 Custos

A determinação das quantidades e custos deve ser feita em planilhas, segundo as contas do orçamento padrão da ELETROBRÁS. O Manual de Inventário da ELETROBRÁS (1982) fornece estimativas de custos para os principais componentes da obra, referidas ao mês de janeiro de 1982. As atualizações devem ser feitas de acordo com o desenvolvimento a seguir:

- Bens e Serviços Nacionais (BSN)[24].

$$(BSN)_i = (BSN)_o \frac{I_i}{I_o} \qquad (4.9)$$

onde:

$(BSN)_i$ = custo unitário ou global de BSN, atualizado para a nova data;

$(BSN)_o$ = custo unitário ou global de BSN, referente a janeiro de 1982, dado pelo Manual de Inventário;

$I_i$ = índice de atualização relativo à nova data, correspondente ao Índice Geral de Preços, Coluna 2 -"Disponibilidade Interna", publicado mensalmente pela revista Conjuntura Econômica da Fundação Getúlio Vargas;

$I_o$ = valor do índice I relativo a janeiro de 1982, igual a 1234,30.

- Bens e Serviços Importados (BSI).

$$(BSI)_i = (BSI) \frac{E_i}{E_o} \cdot \frac{D_i}{D_o} \qquad (4.10)$$

---

24 Os valores referentes a equipamentos e serviços de engenharia podem ser corrigidos mediante a aplicação de índices específicos correspondentes a obras hidrelétricas, publicados pela revista Conjuntura Econômica, a partir de 1979.

onde:

$(BSI)_i$ = custo unitário ou global de BSI, atualizado para a nova data;

$(BSI)_o$ = custo unitário ou global de BSI, referente a janeiro de 1982, dado pelo Manual de Inventário;

$E_i$ = índice atualizado relativo à nova data, correspondente ao índice de "Turbinas e Geradores" do US. Bureau of Reclamation, publicado trimestralmente pela revista Engineering News Record;

$E_o$ = valor do índice E relativo a janeiro de 1982, igual a 1,54;

$D_i$ = taxa média mensal -venda- de conversão do dólar americano para cruzeiros, ponderada em função do número de dias de vigência do mês;

$D_o$ = valor da taxa D para o mês de janeiro, igual a 130,996.

O custo total de uma UHE é obtido mediante o somatório das seguintes contas:

- Conta 10 - Terrenos e Servidões;
- Conta 11 - Estruturas e outras Benfeitorias;
- Conta 12 - Reservatórios, Barragens e Adutoras;
- Conta 13 - Turbinas e Geradores;
- Conta 14 - Equipamentos Elétricos e Acessórios;
- Conta 15 - Diversos Equipamentos da Usina;
- Conta 16 - Estradas de Rodagem, de Ferro e Pontes;
- Conta 17 - Custos Indiretos;
- Conta 18 - Juros durante a construção.

## 4.7 IMPACTOS AMBIENTAIS

A implantação de uma UHE e a conseqüente formação de um reservatório podem causar mudanças ambientais significativas a nível local e regional. Dentre as transformações que podem ocorrer, cite-se as alterações dos ecossistemas terrestre e aquático, a formação de novos ecossistemas e as alterações nas condições sociais, econômicas e culturais, causadas, inicialmente, pelo deslocamento de grandes contingentes de mão-de-obra, durante a

fase de construção da barragem e pela interação destes com as populações existentes na região e, em seguida, pela relocação das populações localizadas nas áreas a serem ocupadas pelo reservatório.

No desenvolvimento dos estudos ambientais para um projeto hidrelétrico, devem ser observadas as exigências necessárias à aprovação dos pedidos submetidos à análise do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. Hoje, não se exige um Estudo de Impactos Ambientais - EIA - e o relatório correspondente - RIMA -, a nível de estudos de inventário. Há, no entanto, fortes pressões para que o EIA e o RIMA também sejam requeridos para este estágio do projeto de uma UHE, já que é nele que se delimita, em grande parte, a extensão do reservatório da usina, que é o principal fator determinante dos impactos ambientais da obra.

Os estudos sobre os efeitos ambientais, a nível de inventário, se limitam apenas à caracterização e identificação do meio ambiente da bacia hidrográfica e à identificação das interferências e impactos dos reservatórios e obras. Na fase dos estudos preliminares, a avaliação ambiental permite que, na formulação das alternativas de divisão de quedas, haja uma redução do número de alternativas a ser detalhado nas fases finais dos estudos de inventário. Na fase dos estudos finais, esta avaliação possibilita o estabelecimento de parâmetros que determinam o maior ou menor efeito ambiental nas alternativas escolhidas. As suas conclusões são considerados dados importantes para a definição do melhor esquema de divisão de quedas da bacia

## 4.8 COMPARAÇÃO E SELEÇÃO DE ALTERNATIVAS

A comparação e seleção das alternativas de divisão de quedas é efetuada de forma a se maximizar os ganhos energéticos e se minimizar os custos e os impactos sócio-ambientais, eliminando-se as alternativas menos competitivas.

Considera-se que o benefício energético de um aproveitamento em uma dada alternativa de divissão de quedas corresponde à sua contribuição de energia firme ao sistema de referência, supondo os outros aproveitamentos da alternativa já instalados. Desta forma, define-se a relação custo/benefício

de um aproveitamento como sendo a razão entre o custo anual do aproveitamento e a energia firme adicional que a usina agrega ao sistema, também em uma base anual.

$$CI_i = \frac{10^3 . Cti}{8,76 . E_{fi}} \qquad (4.11)$$

onde:

$CI_i$ = índice custo/benefício da usina i, em US$/MWh;

Cti = custo total anual da usina i, em US$; e

$E_{fi}$ = acréscimo de energia firme propiciado ao sistema, pela adição da usina i, em MW médios, considerando todos os outros aproveitamentos da alternativa já construídos.

Para se determinar o custo total anual da usina, usa-se a expressão:

$$Cti = Ci . Frc + Pi . COMi \qquad (4.12)$$

onde:

Ci = custo do aproveitamento, em US$;

Pi = capacidade instalada da usina, em MW;

COMi = custo unitário anual de operação e manutenção da usina, em US$/MW;

Frc = fator de recuperação de capital, dado por:

$$Frc = \frac{i(1 + 1)^n}{(1 + 1)^n - 1} \qquad (4.13)$$

com:

i = taxa anual de juros; e

n = vida útil da central.

O ganho de energia firme, em última adição, propiciado pelo aproveitamento i, é obtido através de:

$$Efi = 8,4 \cdot \left[ H_{2i} \cdot Qri + \frac{Vui}{Ts} \sum_{k \in J} H_{2i} \right] \qquad (4.14)$$

onde:

$H_{2i}$ = queda líquida média do aproveitamento i, em metros;

$Qri$ = vazão média afluente, regularizada, no aproveitamento i, no período crítico, em $m^3/s$;

$Vui$ = volume útil do aproveitamento i, em $m^3$;

$Ts$ = número de segundos do período crítico; e

$J$ = conjunto de aproveitamentos a jusante de i.

Devido ao fato de que todos os aproveitamentos de uma alternativa de divisão de quedas devem ser economicamente vantajosos, faz-se uma comparação do índice custo/benefício de cada aproveitamento, CI, com o custo unitário de referência, CUR, aproveitando-se, apenas, aquelas usinas que tiverem o seu CI menor que o CUR.

O processo de eliminação de UHE's não-competitivas deve ser iterativo, uma vez que os benefícios propiciados por uma usina influenciam os aproveitamentos de jusante.

A comparação das alternativa de divisão de quedas é feita tomando como base o índice custo/benefício de cada uma delas. Devido ao fato de cada alternativa poder ter uma energia firme diferente, o custo médio de geração da alternativa não serve como índice custo/benefício. As alternativas de menor energia firme devem ser complementadas até o maior valor da energia firme dentre todas as alternativas, ao custo unitário de referência - CUR.

O índice custo/benefício de cada alternativa pode ser calculado, então, com o auxílio da equação (4.15).

$$ICBi = \frac{Cti + 8760\ CUR\ (Ef^* - Efi)}{8760\ Ef^*} \qquad (4.15)$$

onde:

ICBi = índice custo/benefício da alternativa i, em US$/MWh;

CUR = custo unitário de referência, em US$/MWh;

$Ef^*$ = energia firme fornecida pela alternativa com maior produção no conjunto das alternativas analisadas, em MW médios;

$Efi$ = energia firme fornecida pela alternativa i,em MW médios;

$Cti$ = custo total anual da alternativa i, depois que todos os aproveitamentos não econômicos forem eliminados, em US$.

A seleção das alternativas deve ser feita, procurando se minimizar os índices custo/benefício, ICB, e os impactos sócio-econômicos e ambientais negativos.

Sabe-se que o número de alternativas de divisão de quedas em uma bacia hidrográfica é, praticamente, infinito. Entretanto, esta condição tende a ser limitada por uma seleção prévia de locais especialmente propícios à implantação de UHE's. Após esta triagem prévia, é feita uma pré-seleção a partir de condicionantes técnicos tais como: energia firme mínima por aproveitamento, tempo de reenchimento do reservatório, capacidade de regularização, etc. Apesar desta triagem inicial, observa-se, ainda, uma quantidade bastante grande de alternativas. Desta forma, se tem desenvolvido trabalhos computacionais, visando se obter uma metodologia eficiente para comparação de alternativas que permitem ordenar as mais promissoras, segundo o índice custo/benefício da equação (4.15).

O CEPEL desenvolveu o Sistema de Inventário de Bacias Hidrográficas - SINV, que se divide em vários módulos, sendo que cada módulo está relacionado com uma etapa no processo de inventário de uma bacia hidrográfica.

Assim, o sistema SINV conta, atualmente, com cinco módulos, que são:

- PARM ENERGIA: calcula parâmetros relacionados com os benefícios energéticos dos aproveitamentos em cada alternativa;
- PARM PONTA: reavalia a capacidade instalada dos aproveitamentos, considerando sua operação para atendimento da ponta, inerente à bacia em estudo;
- SEDIV: elimina os aproveitamentos economicamente inviáveis e ordena as alternativas segundo um índice custo/benefício;
- ORDENAÇÃO: estabelece a melhor seqüência de construção para os projetos de cada alternativa; e
- SIMULA: realiza a simulação individualizada, mês a mês, da operação dos

projetos de uma alternativa.

A metodologia utilizada nos módulos PARM ENERGIA e PARM PONTA é estruturalmente a mesma descrita no Manual de Inventário da ELETROBRÁS (1982).

A utilização do modelo SINV incorpora uma série de itens do Manual de Inventário da ELETROBRÁS e reduz o tempo de processamento de forma significativa.

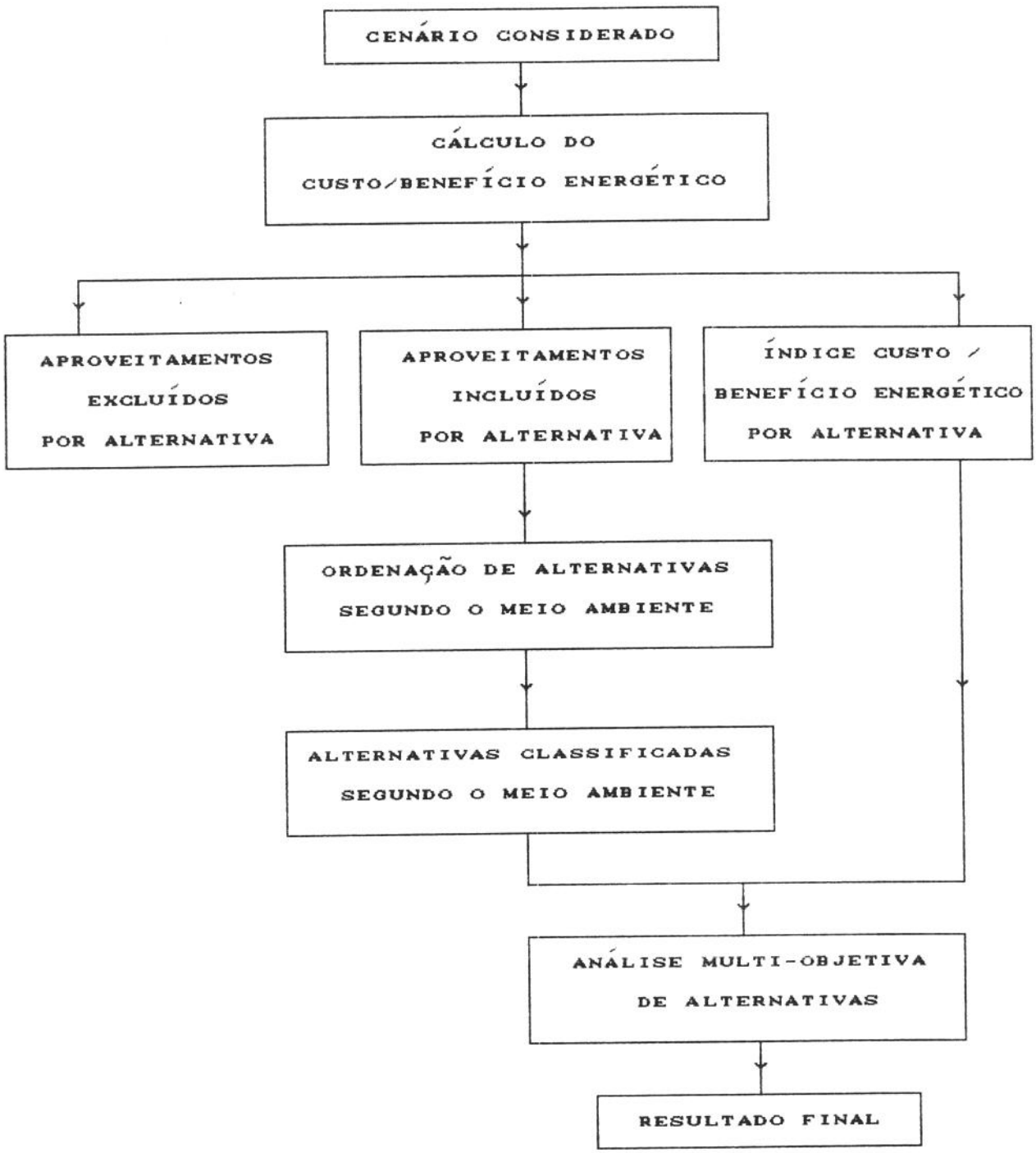
A questão ambiental pode ser equacionada como apresentada a seguir, onde se leva em consideração a preservação de jazidas minerais, a densidade e tipos de focos de erosão, presença de solos férteis, qualidade de águas, presença de vegetação natural, presença de espécies raras ou ecossistemas em extinção, presença de ecossistemas especiais, presença de unidades de conservação e presença de índios. Propõe-se subdividir os aproveitamentos em grupos que apresentam uma série de interferências ambientaise que recebem uma avaliação em forma de "Notas", como, por exemplo :

GRUPO A - aproveitamentos onde não existem impedimentos ambientais;

GRUPO B - aproveitamentos onde começam a aparecer fatores que merecem um exame mais acurado, e/ou onde já foram identificados alguns problemas;

GRUPO C - aproveitamentos onde aparecem interferências sérias, porém contornáveis, com dificuldade; e

GRUPO D - aproveitamentos onde aparecem interferências sérias, com problemas que não poderão ser superados.




*Ref.: ( Fonte própria / Manual de Inventário de UHE )*

*Figura 4.3 Fluxograma da seleção de alternativas em função do Índice Custo/Benefício energético, incluindo o critério ambiental*

Na ordenação das alternativas segundo o impacto ambiental deve-se considerar, apenas, os aproveitamentos que não foram excluídos quando da análise da relação custo/benefício. É conveniente que se elimine, também, os aproveitamentos classificados no GRUPO D[25].

Após esta subdivisão, faz-se uma série de cenários de geração que fornecerão as alternativas de implantação dos projetos, e seleciona-se aquele que cause um menor índice custo/benefício e menor impacto ambiental.

A figura 4.3 mostra a seqüência a ser adotada neste tipo de estudo.

## 4.9 A FASE FINAL DOS ESTUDOS DE INVENTÁRIO

A fase final dos estudos de inventário se destina a um aprofundamento dos estudos da fase preliminar e tem como objetivo a determinação do melhor esquema de divisão de quedas para uma bacia hidrográfica, levando em consideração as características regionais. As atividades envolvidas na fase de estudos finais são apresentadas a seguir:

-investigações complementares;
-revisão das alternativas de divisão de quedas;
-estudos diversos;
-arranjos dos aproveitamentos;
-estimativas de custos;
-seleção da melhor divisão de queda;
-estudos para usinas de ponta;
-relatório final.

Os trabalhos desenvolvidos desta forma tem como resultado final um diagnóstico das melhores alternativas de implantação de usinas hidrelétricas em uma bacia hidrográfica, maxizando, assim, o uso dos recursos hídricos e minimizando os custos e impactos ambientais envolvidos nesta atividade.

---

25 O inconveniente deste método é que não é possível quantificar o número de vezes que um determinado aproveitamento, classificado em um grupo, é mais interessante que outro. Desta forma, é comum se ordenar, internamente, em ordem crescente, cada aproveitamento, permitindo uma melhor classificação dos mesmos.

## 4.10 ESTUDO DE MOTORIZAÇÃO DAS UHE'S, NA DIVISÃO DE QUEDAS SELECIONADA

O estudo de motorização das UHE's da divisão de quedas selecionadas na fase dos estudos de inventário é feito com base no custo da motorização adicional. A capacidade instalada mínima do aproveitamento deve crescer enquanto o custo da energia firme adicional for inferior ao custo de referência de energia firme - CRE, em em US$/MWh.

A capacidade instalada mínima deve ser limitada pelo nível inicial máximo de motorização, PIMax, dado por (4.9).

$$PIMax = \frac{8,6 \cdot Qreg. Hz}{0,125} \qquad (4.9)$$

onde:

Qreg = vazão regularizada, no período crítico da bacia em estudo, em metros cúbicos por segundo;

Hz = queda líquida média, em metros.

A motorização adicional deve partir do nível mínimo e ir aumentando, enquanto o seu custo incremental for inferior ao custo de referência de ponta adicional do sistema.

Como resultado deste estudo, algumas UHE's poderão ser supermotorizadas, enquanto que o inverso poderá ocorrer com outras, dependendo do custo de sua capacidade adicional.

# C A P Í T U L O  5

# ESTUDOS DE VIABILIDADE ECONÔMICA

"O mundo verdadeiro está ao alcance do homem sábio".

Platão

*O planejamento de um uma usina hidrelétrica necessita de uma série de estudos técnico econômicos que forneçam às equipes de trabalho resultados confiáveis e que possam ser utilizado para a determinação da viabilidade econômica do empreendimento. Estes estudos são, em sua maior parte, desenvolvidos pelas empresas de energia elétrica, assessoradas por consultoras.*

## 5.1 INTRODUÇÃO

Os estudos de viabilidade econômica reavaliam, individualmente, cada aproveitamento hidrelétrico definido ao longo dos estudos de inventário. Os levantamentos de campo são mais profundos, os estudos de engenharia são mais detalhados, e a analise econômica é mais precisa, em comparação com o estágio de inventário. Os níveis d'água a montante e a jusante de cada usina, determinados nos estudos de divisão de quedas da bacia, no estágio de inventário, podem ser alterados no estágio de estudos de viabilidade econômica, caso os exercícios mais precisos de planejamento e projeto executados neste segundo estágio assim o requerirem.

Estes estudos, além de servir para mensurar a viabilidade econômica de um aproveitamento hidrelétrico, funcionam, também, para selecionar os melhores aproveitamentos para o próximo estágio, que é o de projeto básico dos empreendimentos.

É nesta etapa que se dimensiona, de forma mais precisa, o aproveitamento, as obras de infra-estrutura local e regional, o reservatório e as respectivas áreas de influência, e se avaliar, de uma forma sistemática, o eventual uso múltiplo da água e os efeitos sobre o meio ambiente.

Deve-se obedecer a uma seqüência de trabalhos que permita a execução ordenada das diversas atividades multidisciplinares envolvidas, tais como os estudos e levantamentos básicos, o estudo de alternativas de projeto, os estudos finais de engenharia e o relatório final.

## 5.2 ETAPA DE ESTUDOS PRELIMINARES E LEVANTAMENTOS BÁSICOS

A etapa de levantamentos e estudos básicos se inicia pela confecção de um relatório-diagnóstico sobre a situação atual. É neste diagnóstico que se consolidam os dados existentes e se avalia a validade da realização do estudo da UHE em causa.

A confecção do relatório-diagnóstico se inicia pela coleta de dados existentes e deve representar o acervo de informações disponíveis em todas as áreas envolvidas nos estudos. Os principais dados a serem obtidos são relativos aos relatórios de estudos de inventário hidrelétrico, relatórios sobre os estudos de outros aproveitamentos da bacia em questão, relatórios sobre o sistema elétrico no qual o aproveitamento se insere, relatórios relativos às características geológicas e pedológicas da bacia, relatórios sócio-econômicos e ambientais, dados topográficos, levantamentos aerofotogramétricos, imagens de radar, etc.

A análise destes dados permite uma avaliação da consistência dos mesmos, bem como a sua atualidade. Desta forma, deve-se procurar observar a situação atual da bacia, no que se refere ao desenvolvimento regional, com ênfase especial nos aspectos que possam ter uma influência na implantação do reservatório.

Após a avaliação dos dados coletados, deve-se proceder à avaliação da divisão de quedas proposta no estudo de inventário hidrelétrico, tomando-se especial precaução com relação à evolução dos aproveitamentos múltiplos do reservatório e da bacia como um todo[26]. Os estudos de usos múltiplos devem

---

26 Nesta etapa, pode ser definida uma nova partição de quedas, com o objetivo de se compatibilizar os estudos pré-definidos com uma realidade agora melhor conhecida.

ser efetuados em conjunto com o DNAEE e eventuais órgãos estaduais e municipais, afetos, de forma a enquadrar o aproveitamento hidrelétrico em questão na política de maximização dos recursos hídricos da bacia. Desta forma, procura-se uma maior interação entre os diversos segmentos da sociedade, a fim de minimizar os impactos ambientais e sócio-econômicos. O desenvolvimento das etapas acima descritas deve ser acompanhado, obrigatoriamente, de inspeções de campo, procurando-se levantar as redes de apoio logístico, confirmando-se os sítios indicados pelo relatório de inventário, procedendo-se a um reconhecimento geral dos aspectos topográficos e geológico-geotécnicos da bacia, bem como tentando-se confirmar todos os dados anteriormente levantados.

A partir de todos os levantamentos efetuados, inicia-se uma análise das alternativas de aproveitamento, que servirá para confirmar ou alterar as propostas apresentadas nos estudos de inventário hidrelétrico. A análise das alternativas deve contemplar, prioritariamente, os usos múltiplos da água, o sistema em que se insere o aproveitamento, as restrições para a formação do reservatório, os critérios do momento para o dimensionamento e avaliação técnico-econômica de aproveitamentos hidrelétricos, a atualização da base de dados e inspeções de campo.

Esta etapa dos trabalhos serve como justificativa para a continuação dos estudos de viabilidade, ou então, para a revisão do estudo de inventário da bacia.

Os resultados obtidos devem ser consolidados num relatório diagnóstico, que permite a elaboração da programação geral dos estudos de viabilidade.

### 5.2.1 LEVANTAMENTOS UTILIZADOS NOS ESTUDOS DE VIABILIDADE

Os levantamentos utilizados nos estudos de viabilidade se destinam a uma complementação e ampliação dos conhecimentos sobre a área de implantação de uma UHE ou conjunto de UHE's. Desta forma, inicialmente, se procede a um levantamento aerofotogramétrico atualizado, cobrindo toda a área de influência do reservatório. Esse levantamento deve ser efetuado na escala 1:40.000, ou na escala 1:25.000, e restituído nas escalas 1:25.000, ou

1:10.000, com curvas de nível de 5 em 5 metros. O levantamento aerofotogramétrico da área do sítio deve ser feito na escala 1:8.000 e restituído em 1:2.000, com curvas de nível de 1 em 1 metro.

Estes levantamentos dão origem aos estudos topobatimétricos, que se estendem desde a área do reservatório até à área do aproveitamento.

O nível de detalhamento destes estudos varia de acordo com o tipo de atividade a que eles se destinam; os levantamentos são normalmente efetuados na escala 1:2.000, com curvas de nível de 1 em 1 metro.

É importante que os nivelamentos nas bordas do futuro reservatório ultrapassem os 10 metros em cota em relação a cota do nível dágua máximo normal previsto para o aproveitamento[27].

Os estudos hidrometeorológicos se destinam a propiciar uma ampla base de dados que permita avaliar as principais características da bacia em estudo. Desta forma, procede-se, inicialmente, à instalação de postos limnimétricos, e/ou limnigráficos, tanto na área do aproveitamento, quanto na área do reservatório.

Os dados obtidos são importantes para o estudo da altura de ensecadeiras, para as obras de controle do reservatório e para o estudo do remanso do reservatório.

É importante, também, o estudo dos afluentes do rio onde será instalada a UHE, assim como o estudo do trecho a jusante do aproveitamento.

A determinação da curva chave do rio é de grande importância, sendo desejável que a mesma seja feita de forma a abranger toda a faixa de variação do nível da água observada durante a realização dos estudos.

A medição da descarga sólida do rio, tanto na área do aproveitamento, quanto no reservatório, é de importância crucial, devendo ser efetuada desde o início do período chuvoso da região e durante o período de cheias do rio[28].

---

27 O levantamento da existência de eventuais selas nas bordas do futuro reservatório e de virtual importância.

28 A determinação da descarga sólida irá indicar a formação de um delta aluvionário ocasionado pela criação do reservatório.

A instalação de uma estação evapoclimatológica faz-se necessária, caso não exista nenhuma nas proximidades.

Os estudos geológicos e geotécnicos devem englobar investigações manuais, mecânicas e geofísicas nas áreas de implantação do aproveitamento e de empréstimo de material.

Estes estudos partem da coleta de amostras através de métodos manuais ou mecânicos[29], e são seguidos de investigações geofísicas constituídas por serviços de sísmica de reflexão. Estes métodos se destinam à determinação das camadas de solo e de rocha, com suas respectivas espessuras e características básicas, e ao levantamento indireto da topografia do leito do rio e da espessura dos sedimentos submersos.

Os estudos ambientais se iniciam pela coleta de dados básicos que possibilitem a caracterização da área de influência do aproveitamento hidrelétrico, incluindo o reservatório. Os aspectos considerados nesta etapa são relativos ao subsolo, ao solo, ao clima, à geologia e geomorfologia regionais, aos recursos hídricos e aos recursos minerais[30].

O levantamento do meio ambiente biótico se refere à análise e identificação da vegetação, e a determinação da fauna alada e terrestre, com identificação, inclusive, dos refúgios de animais e dos processos migratórios dos pássaros. A fauna aquática deve ser identificada e levantada, tanto em espécies quanto em população.

O ambiente sócio-econômico deve ser avaliado, contemplando-se, prioritariamente, a situação populacional, a existência de populações urbanas, a estrutura fundiária, e a infra-estrutura de serviços, viária e sanitária.

---

29 Os métodos manuais são as sondagens a trado, a varejão, poços e trincheiras; mecânicos são as sondagens rotativas e a percussão. Todos estes métodos fornecem amostras para ensaios geotécnicos e para a caracterização geológico-geotécnica do material da área de aproveitamento.

30 As pesquisas básicas se apoiam em levantamentos bibliográficos, trabalhos de foto-interpretação e, principalmente, em trabalhos de campo.

A influência da instalação do reservatório nas atividades econômicas locais também deve ser levada em consideração[31].

A última etapa dos levantamentos para estudos de viabilidade se refere à determinação dos custos unitários envolvidos na implantação do aproveitamento.

## 5.3 Estudos Básicos

Os estudos básicos são iniciados a partir da base de dados, que deve permitir um perfeito conhecimento das características locais. Desta forma, a caracterização fisiográfica da bacia deve incluir vários aspectos fisiográficos, tais como área, forma da bacia, densidade de drenagem, declividade do rio, cobertura vegetal, uso atual da terra, taxa de ocupação urbana, malha viária, etc. A caracterização climática deve fornecer informações sobre a temperatura, umidade, radiação, vento, evaporação, pressão e todos os demais dados necessários.

A avaliação da evaporação no reservatório deve ser baseada em séries de dados obtidos a partir da leitura de tanques evaporimétricos, que permitam uma boa caracterização regional. A análise dos dados obtidos dos postos limnimétricos e fluviométricos deve contemplar um criterioso estudo de consistência dos mesmos, de forma que se obtenha uma confiável base de dados.

Com estes dados e com levantamentos complementares, determina-se as curvas características, as séries de descargas e a regularização das mesmas, o estudo de vazões extremas, o amortecimento de ondas de cheia, o estudo de

[31] A criação do reservatório de uma **UHE** pode influenciar a navegação fluvial, os aspectos de lazer e de uso múltiplo da água região, além de influenciar os aspectos culturais e provocar modificações no patrimônio paisagístico, arqueológico e histórico locais.

remanso e de borda livre[32] e a análise dos dados hidrosedimentométricos.

Uma importante etapa é a determinação do tempo de vida útil do reservatório, feita a partir de dados sedimentométricos. Estima-se, assim a sua capacidade de armazenamento e, conseqüentemente, a futura disponibilidade energética da UHE. O plano de enchimento do reservatório é vital para a elaboração de um cronograma de execução das obras da UHE[33].

O mapeamento geológico do local do aproveitamento e da região deve ser efetuado mediante interpretações de cartas aéreas, do mapeamento de afloramentos rochosos e da classificacão dos solos de cobertura.

O mapeamento geológico-geotécnico do local do aproveitamento deve ser feito com base nos dados levantados anteriormente[34].

Os estudos ambientais visam caracterizar o ecossistema antes da implantação do aproveitamento.

O plano de levantamento ambiental deve, portanto, incluir os itens relacionados com os solos e rochas, com o uso do solo, com o clima, com as características do meio biológico e com os aspectos econômicos e sociais. Após esta etapa, faz-se um plano de desapropriação, que deve levar em conta uma série de informações, tais como a situação da propriedade, existência de

---

32 A capacidade de vazão das estruturas vertentes do aproveitamento, somada à capacidade de amortecimento da onda de enchente, é utilizada nos estudos de borda livre que definirão a cota final das estruturas da UHE.

33 A determinação da vida útil do reservatório é uma tarefa de difícil execução, uma vez que os sólidos em suspensão dependem muito do uso que se dá à terra. Assim, pode-se ter uma situação inicial que indique um baixo volume de sólidos transportados no rio e que se modificará ao longo do tempo com a ocupação das áreas próximas à usina. O avanço do desmatamento nas margens do reservatório é um fato que não pode ser esquecido e que contribui para que o assoreamento progrida até níveis elevados.

34 Obtidas de poços, trincheiras, investigações geofísicas, etc.

reservas naturais, custo da terra[35], etc. A partir dessas informações é que se preparao plano de enchimento do reservatório.

O plano de enchimento do reservatório representa um conjunto de atividades desenvolvidas com a finalidade de identificar os efeitos da criação do "lago", bem como avaliar os programas desenvolvidos para minimizar os seus efeitos negativos.

Além dos programas relacionados ao meio físico, deve-se procurar desenvolver um trabalho relacionado com os elementos sócio-econômicos, principalmente no que diz respeito às condições de vida da população. Esta etapa se reveste de especial importância, uma vez que é ela que vai influenciar as atividades que dizem respeito à vida das populações ribeirinhas, que já têm um esquema de vida que, inevitavelmente, será modificado pelas ações tomadas para a implantação do sistema de geração de energia.

A execução de um plano de utilização que vise atender o controle ambiental do reservatório e áreas adjacentes, assim como definir as alternativas de aproveitamento, é de importância capital, pois as propostas nele contidas deverão servir de base para a criação de instrumentos legais específicos que permitam gerenciar a região de influência do reservatório.

É importante que este plano de utilização contemple uma série de propostas relativas ao reequilíbrio ambiental, além de avaliar e formular recomendações a respeito do abastecimento de água, da navegação, do desenvolvimento da agricultura e piscicultura, da criação de áreas de lazer, etc.

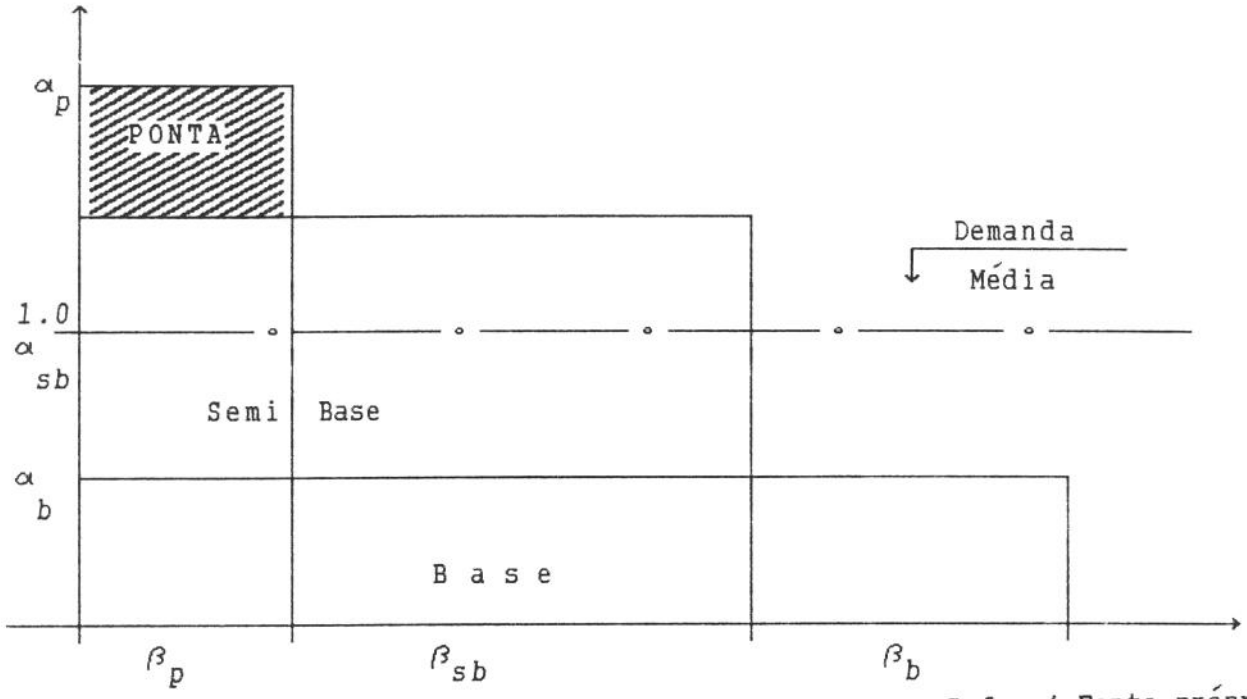
Com relação aos estudos mercadológicos, deve-se definir se o aproveitamento faz parte de um sistema isolado ou interligado e, assim, delimitar a área de influência do mesmo. Caso o aproveitamento faça parte do primeiro caso , o mercado a ser considerado será composto pela agregação do mercado de cada localidade a ser servida pela usina. No caso de sistemas interligados, a determinação da área de influência deve ser feita de acordo com critérios tradicionalmente utilizados pela ELETROBRÁS.

Considera-se nos estudos de viabilidade econômica as curvas de carga do sistema a ser atendido aproximadas por três patamares de potência constante,

---

35 O custo da terra tem sido um problema de difícil equacionamento uma vez que, muitas vezes, ele representa o único bem que as populações ribeirinhas possuem. Desta forma, estas populações se apegam à terra e se tornam em um foco de resistência contra a implantação da U.H.E..

representados pelos parâmetros de $\beta$, conforme ilustrado na figura 5.1.




Ref.: ( Fonte própria)

*Figura 5.1 - Curva de permanência de carga com três patamares.*

Para uma curva de carga discretizada em três patamares, a potência total de uma usina $P_t$ pode ser expressa como:

$$P_t = P_p + P_{sb} + P_b \qquad [5.1]$$

onde:

$P_b$ = potência alocada para a produção de energia na base da curva de permanência de carga ;

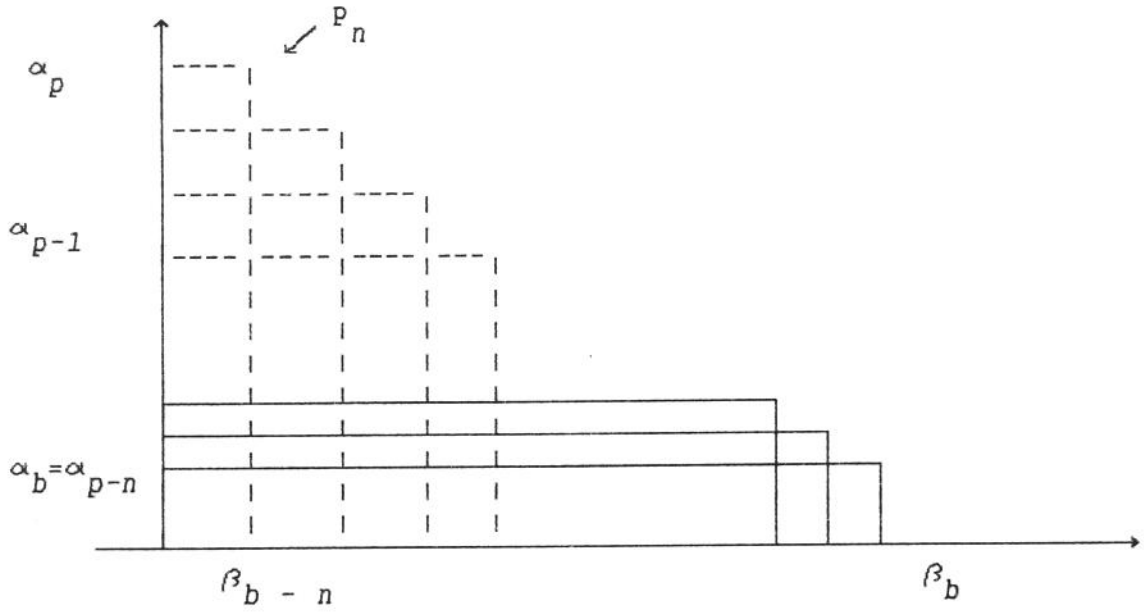
$P_{sb}$ = potência para a produção de energia na semi-base da curva de permanência de carga;

$P_p$ = potência alocada para a produção de energia na ponta da curva de permanência de carga.

Desta forma, pode-se chegar à energia firme da usina aplicando-se a equação 5.2:

$$E_f = P_p \cdot \beta_p + P_{sb} (\beta_{sb}+\beta_p) + P_b \cdot (\beta_b+\beta_{sb}+\beta_p) \qquad [5.2]$$

Havendo interesse na busca de uma maior precisão, pode-se utilizar um maior número de patamares, conforme ilustrado na figura 5.2.




Ref.: ( Fonte própria)

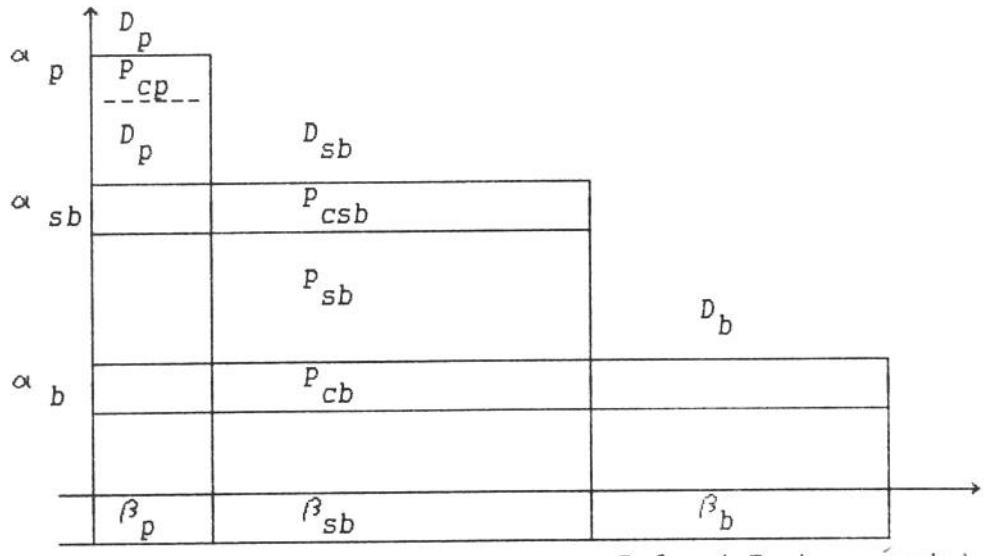
*Figura 5.2 Curva de permanência de carga com n patamares.*

Com "n" patamares na curva de carga, a potência total e a energia firme gerada por uma usina podem ser calculadas através das equações (5.3) e (5.4).

$$PT = \sum_{i=0}^{n} P_i \qquad [5.3]$$

$$Ef = \sum_{n=0}^{n} P_i \cdot \beta_{b-i} \qquad [5.4]$$

Voltando à curva de permanência de carga em três patamares, o seu atendimento pela usina sendo analisado e as demais usinas do sistema esta representado na Figura 5.3.




*Ref.: ( Fonte própria)*

*Figura 5.3 Atendimento da curva de carga por uma dada usina e pelas demais usinas do sistema*

Assim, verifica-se na figura 5.3 que a potência necessária para se atender a demanda de base, PTb, é obtida pela soma da potência de atendimento da base, Pb, da usina em questão, com a potência de complementação de base, Pcb, pelas outras usinas do sistema; a potência necessária ao atendimento da demanda do bloco da semi base, PTsb, é obtida pela soma da potência de atendimento da semi-base, Psb, da usina analisada, com a potência de complementação de semi base, Pcsb, pelas demais usinas ,mais a demanda de base; e a potência necessária ao atendimento de ponta é calculada a partir da soma da potência de atendimento de ponta, PTp, da usina candidata , com a potência de complementação de ponta, Pcp, pelas demais usinas do sistema, acrescido da demanda do bloco da semi-base.

Desta forma, obtém-se a energia total do sistema através de (5.5).

$$ET = PTp \cdot \beta p + PTsb \cdot \beta sb + PTb \cdot \beta b \qquad [5.5]$$

A energia total do sistema está relacionada com as potências de cada um dos blocos da curva de permanência de carga através das seguintes expressões:

$$\frac{PTp}{ET} = \alpha_p \; ; \quad \frac{PTsb}{ET} = \alpha_{sb} \; ; \quad \frac{PTb}{ET} = \alpha_b . \qquad [5.6]$$

Evidentemente, um procedimento semelhante pode ser definido para uma curva de permanência de carga com *n* patamares.

O passo seguinte, referente a determinação do nível de motorização da usina, contempla a busca de maximização dos benefícios para o sistema.

O benefício anual da energia gerada para atendimento de uma curva de permanência de carga com três patamares pode ser calculada com o auxílio da equação (5.7).

$$BE = (Pp + Pcp) \cdot \beta p \cdot CREp + (Psb + Pcsb) \cdot (\beta sb + \beta p)\ CREsb + (Pb + Pcb)\ (\beta sb + \beta b + \beta p)\ CRE_b + E_s \cdot CRE_s \qquad [5.7]$$

onde:

BE = benefício anual da energia gerada, em US$;
Pp = potência de ponta, gerada pela usina analisada, em MWh;
Pcp = potência de complementação de ponta;
$\beta p$ = tempo de permanência na ponta do sistema, em *h*;
CREp = custo unitário de referência da energia gerada no bloco de ponta, em US$/MWh;
Psb = potência de semi-base gerada pela usina em questão, em MWh;
Pcsb = potência de complementação de semi-base, em MWh;
$\beta sb$ = tempo de permanência na semi-base do sistema, em *h*;
CREsb = custo unitário de referência de semi-base, em US$/MWh;
Pb = potência de base gerada pela usina em análise, em MWh;
Pcb = potência de complementação de base, em MWh;
CReb = custo unitário de referência de base, em US$/MWh;
$\beta b$ = tempo de permanência na base do sistema,em *h*;
Es = energia secundária, em MWh;
CRes = custo unitário de referência da energia secundária.

O benefício líquido anual gerado pela UHE, BEL, pode ser obtido através da expressão 5.8:

$$BEL = BE - CA \qquad [5.8]$$

onde:

CA = custo total anual da UHE, em US$.

Para se determinar o nível de motorização da UHE, maximiza-se o benefício líquido gerado pela mesma, sujeito às restrições (5.1) e (5.2). A supermotorização deve continuar enquanto o benefício anual incremental, $\Delta$ BE, superar o custo total anual incremental, $\Delta$ CA,:

$$\Delta BE \geq \Delta CA \qquad [5.9]$$

A maximização do benefício líquido está ligada à possibilidade da UHE gerar o máximo possível na hora da ponta; esta condição é limitada pela capacidade disponível da UHE, Pg, pela sua energia firme, Ef, e por restrições operativas, tais como paradas forçadas, disponibilidade de água no reservatório, perda de queda por deplecionamento, etc. Estas restrições conduzem a uma geração mínima contínua, Pm. A potência a ser despachada na ponta, Plp é obtida por:

$$PL_p = \min \left[ \frac{EF - Pm \cdot \beta b}{\beta b} \; , \; Pg \right] \qquad [5.10]$$

Pode-se calcular a potência a ser despachada fora da ponta, PLb por (5.11) ou (5.12):

$$PL_b = \frac{EF - Pm \cdot \beta b}{\beta p} \qquad \text{se} \quad PL_b = Pm \qquad [5.11]$$

$$PL_b = \frac{EF - Pg \cdot \beta p}{\beta b} \qquad \text{se} \quad PL_b = Pg \qquad [5.12]$$

Atravéz da simulação da produção da UHE, são determinados os ganhos oriundos da sua inclusão ao sistema, estabelecendo-se, assim quais os

benefícios líquidos incrementais de ponta, de base e de energia.

Quando o benefício líquido incremental se iguala ao custo incremental, obtém-se o ponto ótimo de motorização da usina. O limite físico superior para a motorização da usina está diretamente ligado às características hidrológicas da bacia.

A potência máxima instalável na usina, Pmax, é obtida pela expressão 5.13:

$$Pmax \leq \frac{Efi - Pm \cdot \beta b}{\beta p} \qquad [5.13]$$

onde:

Efi = energia firme da UHE no período crítico;

$P_m$ = potência mínima gerada devido a restrições operativas;

$\beta b$ = tempo de duração da base;

$\beta p$ = tempo de duração da ponta.

A definição da data de incorporação da UHE ao sistema deve levar em consideração a variação dos custos marginais de referência. Desta forma, é conveniente que se module a usina[36]. Caso isso não seja possível, pode-se recorrer a uma antecipação dos investimentos, fato este que pode inviabilizar a obra. Saliente-se que o "*layout*" do aproveitamento tem uma influência decisiva na motorização final da usina.

A nível de estudos de viabilidade, trabalha-se com três casos de motorização da usina, que são a capacidade máxima de longo prazo, a capacidade instalada final ou a capacidade instalada inicial.

A capacidade instalada inicial é a potência econômica na época de instalação da UHE. O custo anual da usina, CA é obtido em função da data de motorização da mesma, Pt, e da data em que se supermotorizará a UHE, $\sigma$.

$$CA\ (Pt, \sigma) = CA_1 + CA_2\ (Pt, \sigma) \qquad [5.14]$$

---

[36] Nem sempre é possível se adotar este tipo de estratégia, o que conduz a problemas de ordem prática.

onde:

$CA_1$ = custo anual da UHE para motorização inicial;

$CA_2$ = custo anual da supermotorização;

$\sigma$ = intervalo de tempo entre a entrada em operação e a super-motorização da UHE.

O custo $CA_2$ pode ser obtido com auxílio da equação (5.15).

$$CA_2 (Pt, \sigma) = C_1 (Pt) + C_2 (Pt) (1 + i)^{\sigma} \qquad [5.15]$$

onde:

$C_1(Pt)$ = parcela do custo de supermotorização que será desembolsada na época de ampliação da UHE;

$C_2(Pt)$ = parcela que é antecipada na construção inicial da UHE e que permite a supermotorização da mesma.

Pode se observar, a partir da expressão 5.15, que o custo da ampliação da UHE está diretamente ligado a duas parcelas, uma referente ao custo de antecipação pela previsão da supermotorização posterior da UHE, e uma outra referente ao custo de implantação da ampliação da usina na época da supermotorização[37]. Assim, tem-se:

---

[37] A supermotorização de uma UHE é uma decisão que deve ser adotada na etapa de estudos de viabilidade, pois a previsão desta acarretará um custo adicional na época de construção da central e, portanto, este custo deverá ser computado junto ao custo de geração na etapa de início de operação da UHE. É importante destacar que, devido aos grandes custos envolvidos com as obras de infra-estrutura de uma UHE, tais como a construção de barragens, ensecadeiras, diques,vertedouros, estradas, etc., o custo incremental de supermotorização tende a ser menor que o custo de implantação de uma nova usina. O fator limitante na supermotorização é, portanto, a disponibilidade hídrica e a característica do mercado a ser atendido pela UHE.

$$\Delta CA = \Delta C_1 + \Delta C_2 (1 + i)^{\sigma} \qquad [5.16]$$

onde:

$\Delta CA$ = custo incremental da supermotorização da UHE;

$\Delta C_1$ = custo incremental da supermotorização que será desembolsada na época da ampliação da usina;

$\Delta C_2$ = custo incremental que é antecipado na construção da UHE.

A supermotorização da UHE é econômica enquanto o seu custo incremental for inferior ao custo marginal da energia.

A capacidade instalada inicial na UHE deve servir de ponto de partida na análise das possíveis antecipações de investimento no aproveitamento , tendo como balizador o custo marginal de dimensionamento do período em que a usina deve entrar no sistema. A seguir, por meio de uma análise econômica, compara-se os custos da antecipação dos investimentos com os benefícios que a mesma permite obter.

Com estes dados, procede-se ao levantamento dos custos da UHE, que servirão como base para uma tomada de decisão frente ao retorno oriundo da exploração do recurso hídrico.

## 5.4 Estudo das alternativas de projeto

A análise das alternativas de projeto, a nível de estudos de viabilidade, inicia-se com a avaliação dos eixos de barragens que foram selecionados no estágio de inventário.

Esta análise inicia-se com a definição dos arranjos preliminares mais atraentes e segue com a elaboração de uma análise comparativa, que leve em consideração parâmetros técnicos e econômicos, que indiquem a sua atratividade em termos de geração de energia elétrica e eventuais outros usos da agua do reservatório , tais como aquacultura, lazer, abastecimento de água, etc.

A estimativa dos custos e a comparação econômica das alternativas de projeto deve levar em conta os seguintes tópicos:

- Composição dos custos unitários;
- Determinação das prováveis distâncias de transporte de materiais de

empréstimo e bota-fora;

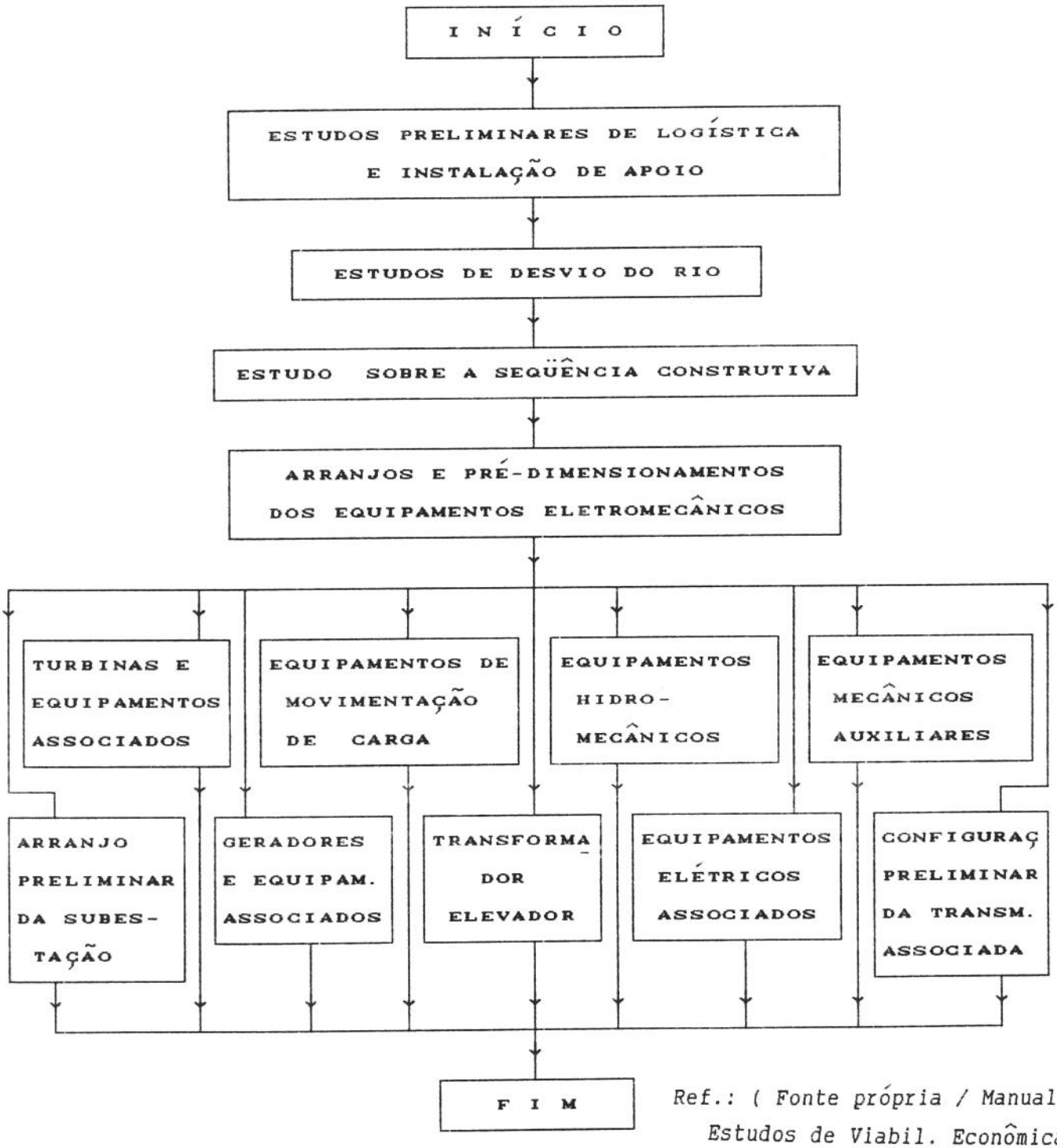
- Novos dados referentes aos estudos ambientais;
- Dados de custos indiretos e os juros durante a construção;
- Fator de recuperação de capital do investimento;
- Custo de operação e manutenção da instalação;
- Energia firme.

Para a execução de um orçamento básico, a nível de estudos de viabilidade econômica, é necessário que se proceda a um pré-dimensionamento da UHE para a alternativa de projeto considerada. Assim, com base nos dados de descarga, queda bruta, potência instalada e número de máquinas, pré-dimensiona-se o circuito hidráulico, que inclui a estrutura de adução, tomada dágua e tubulações, tanto de baixa quanto de alta pressões, válvulas, turbinas e equipamentos hidromecânicos associados, geradores e órgãos extravasores.

Nesta etapa, é feita uma reavaliação da concepção do desvio do rio e dos processos construtivos.

As obras de desvio correspondem a uma parcela significativa do montante do custo da UHE e devem ser estudadas de forma a serem, se possível, utilizadas como estruturas definitivas.

A figura 5.4. apresenta um fluxograma com as atividades a serem desenvolvidas nesta etapa dos estudos de viabilidade econômica.




*Ref.: ( Fonte própria / Manual Estudos de Viabil. Econômica*

*Figura 5.4. Atividades desenvolvidas na etapa de estudo das alternativas de projeto.*

A seleção da melhor alternativa deve se basear no critério do mínimo índice custo/benefício.

A avaliação energética de um aproveitamento pode ser efetuada a partir de balanços que levam em consideração a uma produção possível de energia nas várias usina face à demanda requerida pelo sistema. Uma maneira de se proceder a estes estudos é considerar as disponibilidades de energia e de ponta "estáticas" de uma alternativa e compará-las com a energia e a ponta requeridas pelo mercado. Uma outra maneira consiste na verificação das condições de abastecimento da carga, levando em consideração a sua variação ao longo do tempo, e as condições de "dinâmicas"hidraulicidade da alternativa. Estas duas formas de avaliação são descritas a seguir.

### 5.4.1 AVALIAÇÃO ENERGÉTICA ESTÁTICA

A avaliação energética estática é um procedimento simplificado e preliminar, usado normalmente para estudos a longo prazo, principalmente quando não se possue informações e dados confiáveis.

Considera-se, neste caso, que o requisito de energia corresponde ao mercado próprio, médio, no período, mais as vendas de energia assegurada por contratos de fornecimentos. É recomendado que se considere a sazonalidade do mercado consumidor.

Na avaliação energética das inúmeras configurações estáticas possíveis das usinas do sistema se assume os reservatórios cheios no primeiro mês hidrológico considerado. Assim, procura-se obter a geração - energia firme - que maximize o deplecionamento do reservatório no mês correspondente ao final do período hidrológico crítico, para cada novo aproveitamento do sistema e para o sistema como um todo.

Para a montagem das configurações estáticas das usinas, as UHE's que estão sendo incorporadas ao sistema são motorizadas até, pelo menos, um

mínimo que permita a geração da sua energia firme local[38].

A expressão a seguir pode ser utilizada para uma avaliação da energia firme local $EF_k$, de um dado aproveitamento k.

$$EF_k = \left[ Q\,NAT_k + \sum_{i \in M_K} \left( \frac{Vui}{NSPC} - QEVP_i \right) \right] . r^*_k \qquad [5.17]$$

onde:

$Q\,NAT_k$ = vazão natural média afluente à usina k, durante o período crítico, em $m^3/s$;

$M_K$ = conjunto constituído pelo reservatório da própria usina k e pelos reservatórios a montante;

$Vui$ = volume útil da usina i, em $m^3$;

NSPC = número de segundos do período crítico;

$r^*_k$ = produtividade média da usina k, em MW médio/$m^3/s$, referente ao esvaziamento de todo o seu volume útil;

$QEVP_i$ = evaporação efetiva média do reservatório do aproveitamento i, durante o período crítico do sistema, em $m^3/s$.

A energia firme econômica de um aproveitamento pode ser estimada a partir da depleção máxima do reservatório, que é aquela que maximiza a função a seguir:

$$\max_h \left\{ E_{(H)} + \mu\, P_{(H)},\ 0 \le h \le hmax \right\} \qquad [5.18]$$

onde:

---

38 A submotorização das UHE's nestas simulações deve ser evitada, pois ela tende, em alguns casos, a apresentar resultados inconsistentes com os de configurações anteriores.

hmax = depleção máxima admissível, em m, que corresponde à diferença entre os níveis máximo normal e mínimo operativo do reservatório;

h = depleção permitida, em m;

E = energia firme do sistema, em MW médio; é uma função de h;

P = ponta garantida do sistema, em MW;

$\mu$ = relação entre os custos marginais médios de expansão da ponta e da energia do sistema; e

No caso de um reservatório com depleção intermediária, tem-se que satisfazer a igualdade expressa na equação 5.19.

$$\left[ \frac{dE}{dh} + \mu \frac{dP}{dh} \right]_{h = h^*} = 0 \ , \ 0 \leq h < h^*_{max}. \qquad [5.19]$$

onde:

$h^*$ = depleção máxima econômica, em m.

A energia garantida é um outro parâmetro, utilizado mais recentemente na a avaliação energética de um aproveitamento hidrelétrico. Ela é definida como sendo a máxima carga média anual constante que pode ser suprida continuamente, de forma a atender a um critério probabilístico de garantia de suprimento.

Pode-se calcular a energia garantida basicamente por dois métodos, que são o do "risco do déficit" e o dos custos marginais.

O método de cálculo da energia garantida baseado no risco do déficit, é ligado ao conceito da probabilidade anual de déficit de energia. Assim, a energia garantida é a carga que, quando aplicada ao sistema, resulta em uma probabilidade anual de déficit, igual a um valor previamente especificado, P.

Este método envolve a simulação da operação do sistema, utilizando-se séries sintéticas de vazões ou de energias afluentes, para diversos níveis de carga. A cada simulação corresponde um valor estimado para a probabilidade anual de déficit de energia. A energia garantida é a carga que produz um valor de déficit próximo do valor P, pré-determinado.

O método fundamentado nos custos marginais baseia-se em um critério econômico. À medida em que se aumenta a carga do sistema, provoca-se um aumento

nos custos marginais de operação. Desta forma, a energia garantida é a carga que iguala os custos marginais esperados, a curto e a longo prazos, no sistema. Neste caso, exige-se o cálculo do custo variável de operação do sistema. Isto é feito atribuindo-se um custo ao déficit esperado.

A energia garantida incremental de uma UHE é obtida pela diferença entre a operação do sistema, com e sem a UHE.

O custo implícito do déficit, CDIE, em US$/MWh pode ser calculado com o auxílio da equação 5.20 .

$$CDIE = (CMEE \cdot \Delta M - \Delta CT) / \Delta DE \qquad [5.20]$$

onde:
CMEE = custo marginal médio de expansão de energia, em US$/MWh;
$\Delta M$ = variação na carga, em MWh;
$\Delta CT$ = variação do custo esperado de energia térmica, devido à variação de carga, em US$;
$\Delta DE$ = variação do déficit esperado de energia, devido à variação de carga, em MWh.

A energia média dos aproveitamentos pode ser obtida mediante o produto da vazão natural média a longo termo, pela produtividade média da UHE:

$$EM_k = QMLT_k \cdot R_k \qquad [5.21]$$

onde:
$EM_k$ = energia média do aproveitamento, em MW;
$QMLT_k$ = vazão natural média a longo termo afluente à usina k, em $m^3/s$;
$R_k$ = produtividade média da usina k, em MW média/$m^3s$.

A avaliação energética estática considera a disponibilidade de energia das fontes geradoras de energia[39], acrescida da disponibilidade de energia

39 Estas fontes são as usinas hidrelétricas e termelétricas, pequenas e grandes.

assegurada pelos contratos de recebimento[40].

Simula-se, então, o sistema a partir de uma determinada carga e de uma disponibilidade inicial de energia. A limitação deste tipo de estudo é que ele não considera a possibilidade de transferência de energia entre os períodos[41], e que o cálculo muito aproximado da disponibilidade de energia e demais benefícios no restante do sistema pode propiciar o surgimento de déficits ou superávits irreais. O nível de distorção depende das configurações adotadas e pode levar a resultados não confiáveis. As avaliações energéticas estáticas são realizadas em bases anuais e trimestrais.

### 5.4.2 AVALIAÇÃO ENERGÉTICA DINÂMICA

A avaliação energética dinâmica consiste na verificação das condições de atendimento à carga, levando em consideração a variação da mesma ao longo do período de planejamento, a expansão do parque gerador, a seqüência hidrológica adotada, o armazenamento de energia no sistema e a inter-relação destes fatores. Assim, a avaliação energética dinâmica permite que se façam: estudos sobre as condições de suprimento aos requisitos do mercado, para uma alternativa de expansão; estudos sobre a integração de um novo aproveitamento ao sistema; análise de sensibilidade com relação ao mercado e às datas de entrada das máquinas e usinas; e estudo e dimensionamento de projetos de geração e de linhas de interligação regional.

É usual se utilizar modelos matemáticos para representar os sistemas a serem planejados.

A forma mais simples de representação é a de se agrupar toda a armazenagem do sistema em um único reservatório, energéticamente equivalente. Este procedimento consiste no chamado "sistema equivalente", onde as vazões que afluem ao sistema real são representadas pela energia natural afluente, que pode ser dividida em energia controlável e energia a fio dágua.

---

40 Os contratos de recebimento determinam a forma e a quantidade de energia que será injetada no sistema no período de validade dos mesmos.

41 Possibilidade de armazenamento de água.

Considera-se que o mercado está completamente agrupado em um único ponto e que o mesmo não possui restrições de transmissão.Esta representação é bem simples e exige um esforço computacional bem inferior ao de um sistema representado com usinas individualizadas.

No "sistema com *n* usinas individualizadas" representa-se cada usina considerando-se o seu comportamento individual mês a mês e o efeito de sua entrada no sistema. O mercado é concentrado em um único ponto, sem restrições de transmissão. Apesar desta representação ser mais precisa, ela exige um esforço computacional bem maior que a representação anterior.

Há, também, representações intermediárias em termos de agregação das usinas que levam em consideração as
características hidrológicas e os diferentes níveis de regularização entre regiões; tem-se por exemplo o "Modelo de Simulação a Subsistemas Equivalentes".

O enfoque adotado na modelagem pode ser o determinístico ou o probabilístico. No primeiro caso, o sistema deve ser capaz de atender ao mercado sem déficits em qualquer hipótese de repeticão da série histórica diponível.

Já o enfoque probabilístico leva em conta as aleatoriedades das afluências, sendo que a garantia do suprimento é avaliada pelo risco do não atendimento ao mercado e. As incertezas na previsão do mercado e na execussão do programa de obras são consideradas apenas em análises de sensibilidade.

A avaliação energética dinâmica se inicia a partir do sistema efetivamente existente ou previsto na data de início da análise. Evidentemente, os resultados dependem das regras de operação do parque gerador.

As regras para avaliação hidrológica e das condições de armazenamento do reservatório são desenvolvidas de forma a permitir uma boa simulação do sistema e se baseiam em séries históricas de vazões e em dados de campo referentes aos reservatórios.

A entrada de uma nova usina de grande porte provoca um impacto na operação de todo o sistema e este só pode ser bem avaliado quando se utiliza uma representação por usinas individualizadas, ( GCPS/CTEE-GTPE, 1982 a).

Na avaliação, a disponibilidade total do sistema, é obtida somando-se a

disponibilidade das centrais térmicas com as das UHE's. São previstos, na análise de subsistemas, possíveis intercâmbios de ponta, respeitando-se os limites referentes às restrições elétricas e à alocação dos despachos nas curvas de carga ( GCPS/CTEE-GTPE, 1982 b).

A curva de permanência de carga empregada nas simulações é, usualmente, aproximada por patamares.

A análise do atendimento das curvas de carga é, em geral, complementado com um estudo de pré-despacho, que visa à análise, com maiores detalhes, das condições de atendimento ao mercado, constituindo-se em um importante elo de ligação entre os planejamentos da geração e transmissão.

## 5.5 Estudos finais de engenharia

### 5.5.1 ESTUDOS AMBIENTAIS

A definição do melhor esquema de divisão de quedas de uma bacia está diretamente ligada aos efeitos produzidos sobre o meio ambiente. Os estudos ambientais devem ser direcionados à área de influência do aproveitamento, que compreende regiões que se localizam fora dos limites geográficos do mesmo, e a área diretamente afetada, que compreende a área ocupada pelo reservatório e pelas obras de infra-estrutura da UHE.

Os estudos nesta etapa devem ser, obrigatoriamente, os mais completos possíveis, não se prendendo apenas ao levantamento dos problemas, mas também às propostas de medidas que atenuem os efeitos sobre o meio ambiente. Para se concretizar as ações pertinentes a esses estudos, são desenvolvidas etapas distintas, que se iniciam pelo plano de levantamento básico, onde se executam todos os levantamentos relativos aos elementos físicos, bióticos, sociais culturais e econômicos, caracterizando, desta forma, as atividades humanas e os ecossistemas existentes. A segunda etapa diz respeito ao plano de controle ambiental, onde se prevê uma série de ações com vistas à mitigação dos efeitos negativos produzidos pelas obras. O plano de utilização do reservatório prevê a formulação de um código que permita o uso da água, bem como normas para proteção das obras a serem executadas. Finalmente o plano de desapropriação contém as diretrizes e as estimativas dos custos para se proceder à desapropriação das áreas envolvidas. Estas

etapas são discutidas com mais detalhes, a seguir.

### 5.5.2 PLANO DE LEVANTAMENTO BÁSICO

O plano de levantamento básico envolve um conjunto de atividades necessárias
para a correta caracterização da área de influência do aproveitamento. Esta etapa deve ser utilizada para se criar uma base de dados que permita uma
tomada de posição relativa à ações, visando atenuar efeitos negativos sobre o meio ambiente. O plano de lavantamento básico deve caracterizar a área de influência do empreendimento e a área diretamente envolvida, em termos dos meios físico, biótico e social.

Na caracterização do meio físico deve-se levar em consideração os aspectos climáticos da região, os aspectos geológicos e geomorfológicos, os recursos dos solos, a capacidade de uso das terras, o uso atual do solo e os recursos hidrícos. A caracterização do meio biótico inclui o levantamento da vegetação e das formas terrestre, alada e aquática.

Finalmente, as características sociais, econômicas e culturais levantadas devem englobar o processo de ocupação da região, as principais características sociais e culturais, as populações índigenas, o quadro urbano, a infra-estrutura regional, as atividades econômicas dos diversos setores, a saúde pública, a educação, e o lazer, além do patrimônio cultural histórico, paisagístico e arqueológico.

### 5.5.3 PLANO DE CONTROLE AMBIENTAL

O plano de controle ambiental tem por objetivo básico identificar os impactos provocados pela implantação do reservatório e demais obras complementares, e criar atividades que minimizem seus efeitos danosos ao meio ambiente.

Apesar da maior parte dos efeitos negativos ocorrer na etapa de enchimento do reservatório, providências devem ser tomadas desde o início das obras, de forma que se atinja um novo equilíbrio regional no menor espaço de tempo possível.

O programa de manejo ambiental deve ser efetuado de forma a definir as

principais etapas a serem implantadas, envolvendo tanto as empresas do setor elétrico, quanto outros órgãos setoriais.

A programação das operações de enchimento do reservatório, que engloba os procedimentos básicos para a formação das equipes que atuarão na etapa de enchimento, está intimamente ligada à desapropriação das áreas de influência, à limpeza da mesma, ao recenseamento das populações, à relocação das obras de infra-estrutura, às épocas de migração de peixes e animais aquáticos, e à preparação de novos habitats para a fauna.

### 5.5.4 PLANO DE UTILIZAÇÃO DO RESERVATÓRIO

O plano de utilização do reservatório deve ser efetuado pela empresa concessionária, com o apoio e auxilio do comitê da bacia hidrográfica envolvida, ou, no caso de não haver tal comitê, com os órgãos governamentais ligados ao assunto.

A conservação dos recursos materiais e o uso do reservatório em atividades econômicas e recreativas deve constar de um instrumento normativo sobre o uso e ocupação da área de influência do aproveitamento, de forma a se permitir a exploração de seu potencial energético, econômico e recreativo, com a preservação do meio ambiente.

Deve-se, também, procurar elaborar um plano diretor que delimite o zoneamento, que permita a exploração da área a ser inundada, e que vise o uso múltiplo do reservatório. Este uso múltiplo é uma atividade que cresce em importância, dia após dia, como efeito multiplicador dos recursos aplicados na implantação da UHE. Esta utilização vem ampliar a capacidade de evolução da região, permitindo que o empreendimento funcione como um vetor de desenvolvimento regional.

### 5.5.5 PLANO DE DESAPROPRIAÇÃO

A definição da área a ser desapropriada é uma tarefa que deve levar em consideração as necessidades energéticas, o controle ambiental e o uso múltiplo da água. Devido a vários problemas, esta delimitação tem-se fixado, exclusivamente, a uma cota pouco acima da área inundada e às áreas referen-

tes às obras de infra estrutura, de empréstimo e bota-fora.

A complexidade do problema tem mostrado ser esta a principal causa de conflito entre as empresas geradoras e as populações locais, uma vez que a prática de se desapropriar, pura e simplesmente, uma área interrompe uma série de atividades produtivas da região. É importante lembrar que muitas vezes o capital oriundo da indenização das terras e benfeitorias não é reaplicado na área [42], o que provoca uma ruptura nos processos econômico e sociais locais.

O plano é iniciado com a delimitação da área a ser desapropriada, com o levantamento dos elementos básicos para avaliação, com um estudo de preços das glebas e posterior estimativa do custo total e, finalmente, com as recomendações para a condução do processo de desapropria- ção pelas empresas concessionárias de energia elétrica[43].

A criação de um calendário de desapropriações é de vital importância para se evitar um confronto entre as populações ribeirinhas e as empresas concessionárias de energia elétrica. Este calendário poderia contemplar um plano de atendimento e assistência aos proprietários reordenando os seus investimentos e fazendo que os mesmos participem ativamente do processo de reassentamento das comunidades locais e de avaliação do patrimônio que será atingido pelas obras hidrelétricas. É importante que seja evitado o abandono de propriedades nesta fase, pois a inexistência, nesta fase, de investimentos de porte provenientes da construção da usina, pode causar um colapso econômico na micro região, o que acarretaria uma série de problemas sociais de difícil equacionamento.

---

[42] Este fato se deve, muitas vezes, ao valor pago como indenização pela área estar muito aquém do valor de mercado, o que provoca reações negativas por parte dos proprietários locais.

[43] O processo de desempedimento das terras deve ser iniciado em tempo hábil, de forma a se ter a área livre para permitir o enchimento do reservatório. Este tempo é estimadotomado em função da dimensão do reservatório e pelas caracteristicas fundiárias da região.

# CAPÍTULO 6

# PROJETO BÁSICO E EXECUTIVO DE USINAS HIDRELÉTRICAS

"A ciência ... considerando as coisas unicamente pelo lado verdadeiro e certo ... não vê a continuidade e nem a eternidade".

Nietzche

*O "como executar" uma tarefa sempre foi tido como um problema de difícil equacionamento e compreensão, pois exige um conhecimento prévio do assunto e um planejamento geral, que permita inclusive se ver além do horizonte de planejamento. Quando as sociedades começaram a se organizar e passaram a demandar, cada vez mais, insumos para se manterem e progredirem, surgiu a necessidade de se "projetar para o futuro", tentando "ver" onde não se tinha como enxergar. Neste contexto, os estudos prospectivos e os projetos passaram a se revestir de uma importância fundamental, pois são eles que vão determinar as características "durabilidade e qualidade" do empreendimento.*

## 6.1 Introdução

A execução dos projetos básicos e executivos de usinas hidrelétricas segue atualmente uma sistemática que é resultado da evolução na técnica de projetos hidrelétricos. Assim , crescente incremento na geração hidrelétrica verificado após a década de 50 propiciou um campo fértil para os técnicos do setor elétrico desenvolveram novas metodologias de calculo me nova concepções de projeto.

Neste capítulo são apresentadas, de uma forma sintética, as etapas que compõem os projetos básico e executivo de uma usinas hidrelétrica.

O projeto básico compreende as atividades de estudos ambientais, climatológicos, topográficos, geológicos-geotécnicos e energéticos, avaliação de alternativas e arranjo geral do projeto.

O projeto executivo é desenvolvido durante a construção da usina e envolve o detalhamento geral das estruturas e obras da usina.

Propõe-se, neste capítulo uma mudança na legislação que prevê a aprovação do Relatório de Impacto Ambiental-RIMA apenas para aproveitamentos com capacidade instalada superior a 10 MW. Sugere-se que não se leve em conta somente a capacidade instalada, mas também a área a ser inundada, tornando o processo mais racional e realmente direcionado à proteção e preservação ambiental.

## 6.2 O PROJETO BÁSICO DE UMA USINA HIDRELÉTRICA

O projeto básico de uma usina hidrelétrica é uma tarefa levada a termo logo após os estudos de viabilidade econômica. Ele deve prover todos os elementos básicos para a implantação da usina. A licitação dos componentes da usina é feita com referência ao projeto básico.

A seqüência dos projetos básico e executivo deve se basear em uma série de trabalhos complementares, que formam um corpo de especificações que serão usadas para a implantação da UHE.

O projeto básico de uma UHE deve seguir um critério de minimização de custos e, por isto, deve ser baseado em estudos locais que indicarão a melhor opção, tanto no que diz respeito às caracteristicas técnicas, quanto à disponibilidade de material de construção. As campanhas de investigação devem ser feitas de uma forma exaustiva, visando a confirmação dos dados obtidos nas etapas de inventário e viabilidade. Os passos que compoem o projeto básico são relacionados a seguir:

- Confecção do "Relatórios de Impacto Ambiental" - RIMA;
- Estudos hidroclimatológicos;
- Estudos topográficos e geológicos;
- Estudos energéticos;
- Estudo de alternativas;
- Arranjo geral do projeto.

Cada uma destas etapas tem características próprias, que são analisadas a seguir.

### 6.2.1 CONFECÇÃO DO "RELATÓRIO DE IMPACTO AMBIENTAL" - RIMA

O relatório de impacto ambiental visa fornecer ao projetista uma série de parâmetros que possibilitem a implantação de uma UHE com um mínimo custo para o meio físico e biótico local.

A legislação prevê que os aproveitamentos acima de 10 MW necessitam de um licenciamento ambiental, o qual requer a aprovação de um "Relatório de Impacto Ambiental" - RIMA, condensando todos os dados necessários à uma avaliação da obra sobre odo meio ambiente local.

A utilização do limite de capacidade instalada de 10 MW para o licenciamento ambiental é muito criticável, uma vez que a área de influência da usina não está apenas relacionada com a capacidade instalada, mas também com o tipo e topografia da região em questão[44] . Assim, seria coerente que se estabecesse um indice ambiental, IA em $MW/km^2$, relacionando a capacidade instalada final, com a área a ser inundada:

$$IA = \frac{Pf}{Ai} \qquad [6.1]$$

onde:

Pf = capacidade instalada final da usina, em MW;

Ai = área inundada pelo reservatório da usina, em $km^2$.

A determinação das fronteiras para o índice ambiental deve ser feita por regiões específicas do país, uma vez que o Brasil apresenta diversidades regionais muito profundas e marcantes. O levantamento deste índice pode ser inicialmente efeituado em função das diversas usinas existentes e já operando no parque nacional. Os índices assim determinados são representativos da filosofia aplicada nos últimos anos e traduzem a atual situação vigente no que diz respeito aos problemas de ocupação e de

[44] A limitação, por faixa de capacidade instalada, exigida nos estudos de impacto ambiental é discutível, uma vez que se pode ter PCH's com áreas de influên- cia maiores do que uma usina de médio porte, o que causa uma incoerência no critério de avaliação ambiental e pode dar margens a manobras com o intuito de burlar a lei.

inundação de áreas com seus respectivos deslocamentos de populações. Estes índices devem ser recalculados e modificados a medida em que novas unidades forem sendo agregadas ao sistema, indicando assim as novas tendências ambientais a nível nacional.

A seguir são apresentados alguns indices calculados em função desta proposta.

*Tabela 6.1 Indices ambientais calculados por regiões do Brasil*

| Região do PAÍS | ÁREA KM | CAP.INST. MW | Nº DE UHE'S UN. | IA MW/KM$^2$ | IA CORRIGIDO MW/KM$^2$ |
|---|---|---|---|---|---|
| Sul | 1.535 | 28.917 | 11 | 9,655 | 9,655 |
| Sudeste | 11.533 | 21.700 | 35 | 1,879 | 2,640 |
| C.Oeste | 5.154 | 12.300 | 07 | 2,386 | 3,765 |
| Nordeste | 4.965 | 6.383 | 07 | 1,286 | 2,955 |
| Norte | 4.482 | 8.495 | 04 | 1,895 | 3,550 |
| Brasil | 22.888 | 53.634 | 54 | 2,343 | 2,343 |

*Ref.: ( Fonte própria)*

A correção do indice ambiental é feita somando-se ao bloco de usinas da região a maior usina do sistema, que no caso é a UHE de Itaipú, que possui capacidade instalada de 12.600 MW e ocupa uma área de 1460 km$^2$.

A proteção da fauna, flora e qualidade da água já está devidamente prevista na legislação[45] nacional. O RIMA deve contemplar os seguintes tópicos:

[45] A legislação aqui citada se refere à Lei nº. 4771, de 15/Set/1965; à Lei nº. 5197, de 03/Jan/1967; à Portaria nº. 0001, de 04/Jan/1977, da SUDEPE e à Resolução nº. 20, de 18/Jan/1986.

- Caracterização do empreendimento;
- Descrição técnica do empreendimento;
- Planos governamentais para a região;
- Sumário da legislação pertinente;
- Diagnóstico ambiental;
- Identificação e avaliação dos impactos ambientais mais importantes;
- Programas ambientais e
- Considerações finais, equipe técnica, fotografias, referências bibliográficas e anexos.

O RIMA fará parte integrante do projeto básico da usina.

As justificativas ambientais devem ser parte destacada do relatório, uma vez que elas serão as responsáveis pela aprovação parcial ou integral[46] do empreendimento ( CER/ENGE-RIO, 1987 ).

## 6.2.2 ESTUDOS HIDROCLIMATOLÓGICOS

Os estudos hidroclimatológicos se destinam a fornecer os dados referentes às condições da bacia onde o aproveitamento está localizado. Para isto analisa-se as cartas, fotografias aéreas e outros trabalhos existentes sobre a região ( SMITH, 1943 ). Os passos requeridos para a consecução deste trabalho são:

- Estudo da potamografia e geomorfologia local;
- Estudo e conhecimento da cobertura vegetal;
- Caracterização fisiográfica;
- Levantamento da situação meteorológica da bacia;
- Estudo dos índices climáticos regionais;

[46] Esta aprovação, normalmente, diz respeito a área inundada e suas conseqüentes interferências com o meio físico social e biótico locais.

- Estudos e pesquisas sobre a evaporação e evapotranspiração;
- Cálculo das precipitações e
- Cálculo das vazões.

Os estudos hidroclimatológicos devem ser condensados em um volume contendo todos os dados levantados e os resultados obtidos.

No estágio de projeto básico é necessário que se faça uma boa revisão das soluções adotadas anteriormente, evitando-se erros que podem colocar em risco as estruturas, ou então, podem reduzir o fator de capacidade a níveis inaceitavelmente baixos[47].

### 6.2.3 ESTUDOS TOPOGRÁFICOS E GEOLÓGICO-GEOTÉCNICOS

Os estudos topográficos no projeto básico constituem uma extensão dos trabalhos desenvolvidos nos estágios anteriores do projeto da usina e se destinam a fornecer uma base mais confiável de dados sobre a região do aproveitamento.

Assim, os novos levantamentos devem ser efetuados procurando se identificar detalhes que eventualmente passaram desapercebidos nos estágios anteriores. Além dos levantamentos propriamente ditos, tem-se, nesta etapa, o lançamento de marcos na área da usina.

Os estudos geológico-geotécnicos devem ser efetuados de forma a se conhecer, de forma definitiva, as características da região onde se vai instalar a barragem e demais estruturas, e também das regiões de empréstimo de materiais de construção.

As principais sondagens efetuadas são do tipo "simples e rotativa". Cada um destes tipos se subdivide em diversos procedimentos que são citados a seguir ( HUARTE, 1977; SANGLERAT, 1967):

---

47 O fator de capacidade deve ser estudado com muito cuidado, pois uma avaliação imprecisa pode levar a supermotorização da central,o que, dependendo das condições do sistema elétrico, pode não ser interessante.

- SONDAGENS SIMPLES
  - Procedimentos Manuais
    - a trado,
    - a percussão
  - Métodos Mecânicos
    - a trado,
    - a percussão
- SONDAGENS ROTATIVAS
  - Com hélices,
  - Com coroas adiamantadas,
  - Especiais.

Para o estudo da região da barragem, utiliza-se métodos de prospecção geofísica, que são subdivididos nos métodos elétrico e sísmico. O método elétrico se baseia na variação da resistividade elétrica do solo e o sísmico na variação da velocidade de propagação das ondas vibratórias ( CAPUTO, 1987).

Os resultados obtidos nos estudos topográficos devem ser consolidados em um volume que concentre todos os levantamentos efetuados, bem como relacione todos os marcos deixados no campo. Os resultados dos ensaios geológico-geotécnicos também devem ser agrupados em um volume específico que condensará todos os "logs" de sondagem obtidos ao longo da campanha de exploração.

### 6.2.4 ESTUDOS ENERGÉTICOS

Os estudos energéticos são realizados, neste estágio do projeto da usina , à luz de parâmetros de hidrologia bastante mais precisos do que durante os estudos de viabilidade econômica. Nestes estudos são utilizados modelos de planejamento da operação das usinas do sistema, desenvolvidos pela ELETROBRÁS, que levam em consideração o volume útil do reservatório, a capacidade de deplecionamento do mesmo, a evaporação local e as características do mercado, entre outros fatores. Em particular, o modelo MSUI, que trabalha com uma representação individualizada para as usinas tem apresentado bons resultados na simulação dos valores gerados e dos fatores de capacidade das usinas hidrelétricas do sistema, sendo, por isso, utilizado com bastante freqüência. Os resultados desta modelagem são apresentados na forma de tabelas, contendo informações sobre energia firme, geração média no período simulado, capacidade garantida, capacidade instalada e depleção esperada.

## 6.2.5 ESTUDO DE ALTERNATIVAS

A partir das opções existentes para um aproveitamento, faz-se uma série de estudos técnicos, econômicos e ambientais, que visam avaliar o custo destas alternativas e seus impactos ambientais, de modo a se poder escolher a melhor solução.

A formulação das opções de arranjo deve seguir uma sistemática de tentativa de redução do volume e, conseqüente do custo das estruturas, com a maximização da queda e, se possível, do volume de acumulação no reservatório[48].

A avaliação da conveniência de se instalar uma estrutura de concreto, um maciço de terra, ou um de enrocamento, está diretamente ligada aos estudos geológico-geotécnicos, constituindo-se em um passo fundamental no projeto da usina.

A tendência que existe de se optar por uma estrutura de terra se dá, principalmente, devido ao fato de, no Brasil, se ter uma grande instabilidade nos custos dos materiais de construção, causando grandes incertezas, mormente em obras que consomem quantidades imensas de insumos, como é o caso das barragens de concreto. Além disto, o dimensionamento de estruturas de contenção de água, em terra, são hoje grandemente estudadas e não apresentam riscos elevados quanto à sua estabilidade e durabilidade.

As alternativas selecionadas devem ser preparadas de forma que se possa produzir um estudo pormenorizado de cada elemento da usina.

O conjunto de desenhos e planilhas produzidas deve integrar um relatório de estudo de alternativas que fará parte do projeto básico.

## 6.2.6 ARRANJO GERAL DO PROJETO

O arranjo geral do projeto selecionado corresponde à melhor opção

[48] Apesar de se ter um ganho de energia com o aumento do volume de acumulação, é necessário que se observe as condicionantes ambientais envolvidas no reservatório.

encontrada para o sítio estudado: O arranjo deve contemplar o tipo de desvio do rio, o maciço da barragem e todos os demais elementos que constituem a usina hidrelétrica, ( SCHEREIBER, 1977 ).

Os estudos sobre odesvio do rio devem ser levados a termo, visando, principalmente, um esquema que, além de utilizar maciçamente material de construção local, permita que se construa a obra em um periodo de tempo relativamente curto, ( WHITE & PRENTIS, 1950 ).

O arranjo final para o desvio do rio deve levar em conta não só as vazões de cheia e as características geológico-geotécnicas do local, como também o transporte de sedimentos ( GRAF, 1971 ).

Estudos de laboratório, nesta etapa, devem determinar a permeabilidade dos solos, as características das rochas e o comportamento do rio, no que diz respeito ao transporte de sedimentos (WHITE & PRENTIS, 1950 e GRAF, 1971).

A possível erosão das estruturas de desvio deve ser cuidadosamente estudada, uma vez que o estrangulamento do rio, no desvio, causa uma elevação da velocidade do escoamento, o que pode provocar o colapso da estrutura em alguns pontos.

Para se ter uma boa noção dos efeitos causados pelo estrangulamento do rio, é necessário, em alguns casos, a confecção de modelos reduzidos do canal, onde serão estudados os problemas relativos aos efeitos das ensecadeiras sobre a estrutura original do rio (SHARP, 1981).

O cálculo das vazões de cheia pode ser efetuado de acordo com diversas metodologias (ELETROBRAS, 1985 ; RÉMÉNIÉRAS, 1965). O tipo do material constituinte do leito do rio influencia a opção adotada. Desta forma, é necessário que se faça uma série de estudos deste leito, incluindo sondagens e estudos geológicos (WHITE & PRENTIS, 1950).

No projeto do vertedouro se deve tentar reduzir os tratamentos de fundações e se propiciar a máxima descarga de vazão com um mínimo de área de construção (DE MELLO, 1991).

Definido o arranjo básico final da usina, faz-se a montagem dos documentos básicos de licitação, que fornecerão as diretrizes para a contratação das obras e montagem dos equipamentos.

Estes documentos devem contemplar os seguintes itens:

O B R A S C I V I S

SERVIÇOS DE INFRA-ESTRUTURA:

- mobilização e instalação
- instalação de canteiro,
- central de beneficiamento de agregados,
- central de concreto,
- equipamento de lançamento de concreto,
- depósito de cimento,
- pátio de preparação de fôrmas e armação,
- instalações diversas,
- instalação do acampamento:
  - terraplanagem,
  - construções de edificações,
  - renovação e paisagismo na área construída,
  - rede de distribuição de água,
  - sistema de esgoto sanitário,
  - suprimento de energia elétrica,
  - localização da obra;
- operação e manutenção do acampamento,
- desmobilização,
- construção da vila dos operadores.

DESVIO DO RIO:

- esquemas de desvio do rio,
- esgotamento das fundações.

LIMPEZA E ESCAVAÇÃO:

- desmatamento, destocamento e limpeza,
- raspagem,
- escavação comum,
- escavação em rocha,
- escavação em área de empréstimo,
- jazidas de areia,
- pedreiras,
- estoques.

PREPARAÇÃO DAS FUNDAÇÕES:

- ancoragens, etc,
- injeções de impermeabilização,
- regularização da superfície,
- preenchimento de fendas,
- limpeza e impermeabilização superficial:
  - composição da calda de injeção,
  - furos de verificação.

MACIÇO DA BARRAGEM, ATERROS E INSTRUMENTOS:

- tipo de maciço, execução, controle, fiscalização,
- aterros:
  - estradas,
  - estruturas,
  - subestações,
  - linhas de transmissão,
- instrumentação:
  - recalques,
  - piezômetros.

CONCRETO:

- composição,
- materiais,
- água,
- classes de concreto,
- produção do concreto,
- transporte do concreto,
- preparação e lançamento do concreto,
- adensamento,
- acabamento,
- tolerâncias para construção,
- reparos no concreto,
- cura e proteção do concreto,
- fôrmas,
- concreto:
  - blockouts,



UNICAMP BIBLIOTECA CENTRAL

- → segundo estágio,
- → enchimento,
- → argamassa,
- → projetado,
- → pré-moldado.

ARMADURA DE AÇO:

- fornecimento,
- estocagem e processamento,
- aço para armadura,
- materiais de proteção.

PARTES EMBUTIDAS:

- qualidade da execussão,
- dispositivos de vedação de PVC,
- dispositivos de vedação de aço,
- aparelho de apoio metálico e não metálico,
- soldagem,
- chapas de espera etc,
- tubulação embutida,
- instalação da tubulação embutida,
- proteção da tubulação,
- aterramento,

ACABAMENTO DA CASA DE FORÇA:

- piso do gerador,
- paredes,
- coberturas.

ESTRUTURAS METÁLICAS:

- normas e especificações,
- materiais,
- fornecimento,
- desenhos de fabricação,
- conexões e detalhes,
- soldas,

- perfis soldados,
- chumbadores,placas de base,colunas,
- vigas diversas e contraventamentos,
- calhas, furos e fabricação,
- pintura,
- montagem,
- inspeção final.

E Q U I P A M E N T O S E L E T R O-M E C Â N I C O S

GERADORES SÍNCRONOS:

- normas,
- extensão do fornecimento,
- características gerais,
- ensaios.

CUBÍCULOS:

- normas,
- extensão do fornecimento,
- características gerais,
- ensaios.

QUADROS DE DISTRIBUIÇÃO:

- normas,
- extensão do fornecimento,
- características gerais,
- ensaios.

QUADROS DE COMANDO,CONTROLE E DISTRIBUIÇÃO:

- normas,
- extensão do fornecimento,
- características gerais,
- ensaios.

TRANSFORMADORES DE FORÇA:

- normas,

- extensão do fornecimento,
- características gerais,
- ensaios.

GRUPOS DIESEL:

- normas,
- extensão do fornecimento,
- características gerais,
- ensaios.

QUADROS DE SERVIÇO AUXILIAR:

- normas,
- extensão do fornecimento,
- características gerais,
- ensaios.

DISJUNTORES:

- normas,
- extensão do fornecimento,
- características gerais,
- ensaios.

CHAVES SECCIONADORAS:

- normas,
- extensão do fornecimento,
- características gerais,
- ensaios.

PÁRA-RAIOS:

- normas,
- extensão do fornecimento,
- características gerais,
- ensaios.

BOBINAS DE BLOQUEIO:

- normas,

- extensão do fornecimento,
- características gerais,
- ensaios.

TRANSFORMADORES DE POTENCIAL:

- normas,
- extensão do fornecimento,
- características gerais,
- ensaios.

TRANSFORMADORES DE CORRENTE:

- normas,
- extensão do fornecimento,
- características gerais,
- ensaios.

TURBINAS:

- normas,
- extensão do fornecimento,
- características gerais,
- ensaios.

PONTE ROLANTE DA CASA DE FORÇA:

- normas,
- extensão do fornecimento,
- características gerais,
- ensaios.

PÓRTICOS DOS VERTEDORES:

- normas,
- extensão do fornecimento,
- características gerais,
- ensaios.

CONDUTOS FORÇADOS:

- normas,

- extensão do fornecimento,
- características gerais,
- ensaios.

COMPORTAS E MISCELÂNEAS:

- normas,
- extensão do fornecimento,
- características gerais,
- ensaios.

COMPRESSORES, BOMBAS, GRADES E FILTROS:

- normas,
- extensão do fornecimento,
- características gerais,
- ensaios.

DESENHOS E ESQUEMAS ELÉTRICOS DA UHE

## 6.3 PROJETO EXECUTIVO DE UMA UHE

O projeto executivo de uma usina hidrelétrica compreende as ações destinadas ao detalhamento final de engenharia, das estruturas e demais elementos constituintes da UHE. Ele se inicia com o dimensionamento e acompanhamento da construção das ensecadeiras e obras correlatas, tais como acessos e estruturas de apoio para o esgotamento das fundações da barragem. Dependendo do tipo de região e das condições geológico-geotécnicas da área, tem-se um ou outro tipo de desvio do rio, que pode ser por canal aberto ou por meio de túnel escavado em rocha[49]. No cálculo da estrutura de desvio deve-se considerar a disponibilidade local de material. Nesta etapa, deve-se prever, também, o acompanhamento constante do comportamento da estrutura,

[49] Em condições especiais pode-se ter, ainda, o desvio sendo feito por meio de uma galeria.

( SCHREIBER, 1977; DAVIS 1952; WHITE & PRENTS 1950 ).

Os estudos topográficos, geológicos e geotécnicos devem ser agora desenvolvidos visando um maior conhecimento de algumas regiões da área de infuência da usina e a conferência dos serviços executados pelas empreiteiras. Os serviços geológicos e geotécnicos devem acompanhar os trabalhos de campo, fornecendo informações que orientem as atividades de execução das obras.

O projeto executivo das barragens deve seguir o esquema especificado no projeto básico. Assim, deve-se ter constantes trocas de informações entre as equipes de campo e o projetista, principalmente no que diz respeito ao material de construção aplicado. O dimensionamento final, detalhado, das barragens pode seguir os procedimentos propostos por DE MELLO (1991), DAVIS (1952) e GRISHIN (1982).

O cálculo estrutural dos vertedouros deve ser executado tomando-se como base os perfis hidráulicos pesquisados na etapa de projeto básico. O detalhamento deve conter plantas e listas de materiais que possibilitem a confecção de um plano de compras e estocagem do material de construção. O volume de serviços de detalhamento deve ser compatível com a vazão aduzida e com as características específicas de cada usina.

É necessário que sejam desenvolvidos planos de fiscalização que permitam o acompanhamento dos trabalhos, desde a etapa de preparo das fundações até a montagem das fôrmas, armaduras, lançamento e cura do concreto.

A tomada dágua deve ser projetada seguindo as mesmas recomendações feitas para o caso dos vertedouros, devendo-se tomar um cuidado especial com a montagem das fôrmas de concreto, de modo que se possa ter um perfil hidráulico igual ao dimensionado na etapa anterior.

As peculiaridades[50] da tomada dágua tornam esta estrutura bastante importante em uma obra hidrelétrica: ela deve ser dimensionada visando uma longa vida útil e paralisações para reparos[51], as menores e menos freqüentes possíveis. As grades devem ser projetadas para se conseguir um sistema que

[50] É uma estrutura que faz parte direta do sistema de geração da UHE.

[51] As paralisações para reparo implicam em paradas das máquinas e suspensão da geração de energia.

permita fazer a limpeza das mesmas de modo periódico e automático[52].

O sistema de adução deve ser projetado visando a minimização das perdas de carga e a redução dos riscos de rupturas e vazamentos no mesmo. As juntas de dilatação devem ser concebidas de forma a permitir um bom funcionamento do o sistema ao longo do tempo, ( SCHEREIBER, 1977 e DAVIS, 1952 ).

Os demais órgãos adutores devem ser dimensionados de modo a permitir que, na etapa de montagem e construção, haja condições de implantar as estruturas sem que surjam dúvidas quanto aos seus elementos[53].

Para o caso de de se lançar vários tipos de concreto em uma mesma estrutura, é importante que se faça uma série de desenhos que mostrem as caracaracterísticas e o volume do material a ser lançado.

A figura 6.1 ilustra um exemplo de detalhe de uma junta de dilatação, em uma estrutura de concreto armado enquanto a figura 6.2 apresenta um exemplo de setores de concretagem em uma barragem de concreto, com as suas diversas classes de concreto.

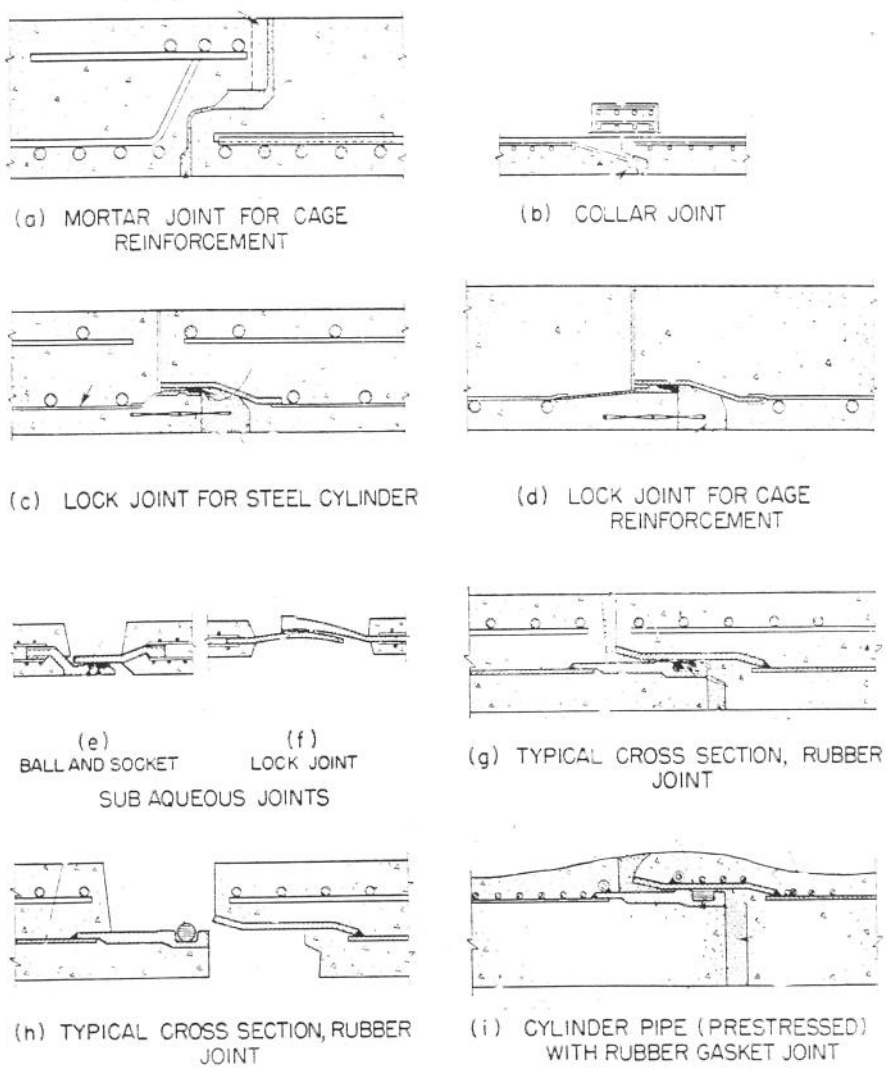
O projeto executivo da casa de máquinas deve ser desenvolvido à luz de novos parâmetros, fornecidos pelos fabricantes dos equipamentos hidro-eletro-mecânicos, e visa, prioritariamente, o detalhamento das estruturas e a especificação do acabamento das mesmas. A apresentação do projeto deve ser feita em dois volumes. O primeiro se destina à memória de cálculo e contém todos as hipóteses adotadas para o cálculo das estruturas, juntamente com as planilhas obtidas durante o projeto. O segundo volume se destina aos desenhos e especificações que serão levados ao campo para a execução das obras.

A apresentação do projeto da casa de máquinas, bem como os detalhes das estruturas e das volutas das turbinas, deve ser feita visando o perfeito entendimento da obra. A figura 6.3 apresenta um exemplo de detalhe construtivo de uma estrutura de usina, onde se pode observar a armadura utilizada na construção de uma caixa espiral.

---

52 A existência de material preso nas grades aumenta a perda de carga e diminui o rendimento das máquinas.

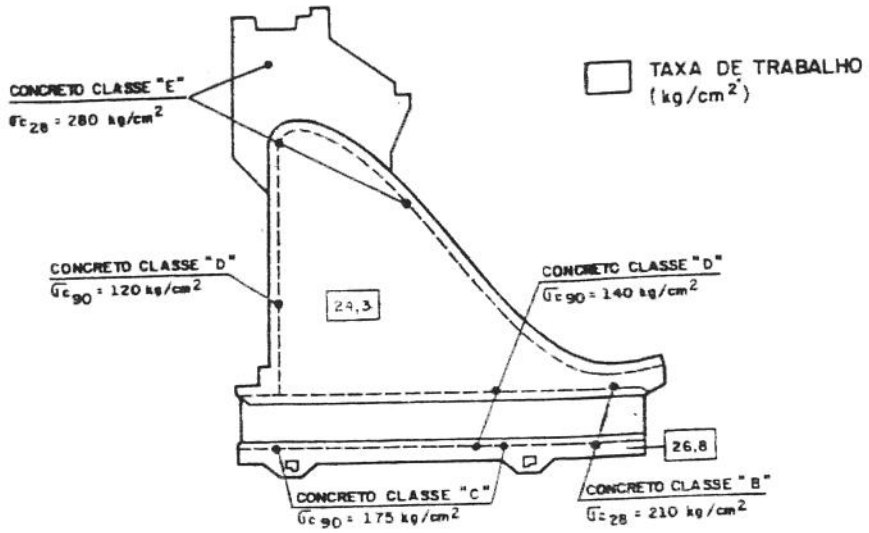
53 Apesar do grande esforço de projeto é comum se deparar com situações onde se tenha que refazer parte de um projeto e alguns detalhes da estrutura.




Ref.: ( Fonte Davis, C.V.; "Handbook of Applied Hidraulics" *McGraw-HILL Book Company, New York, 1952)*

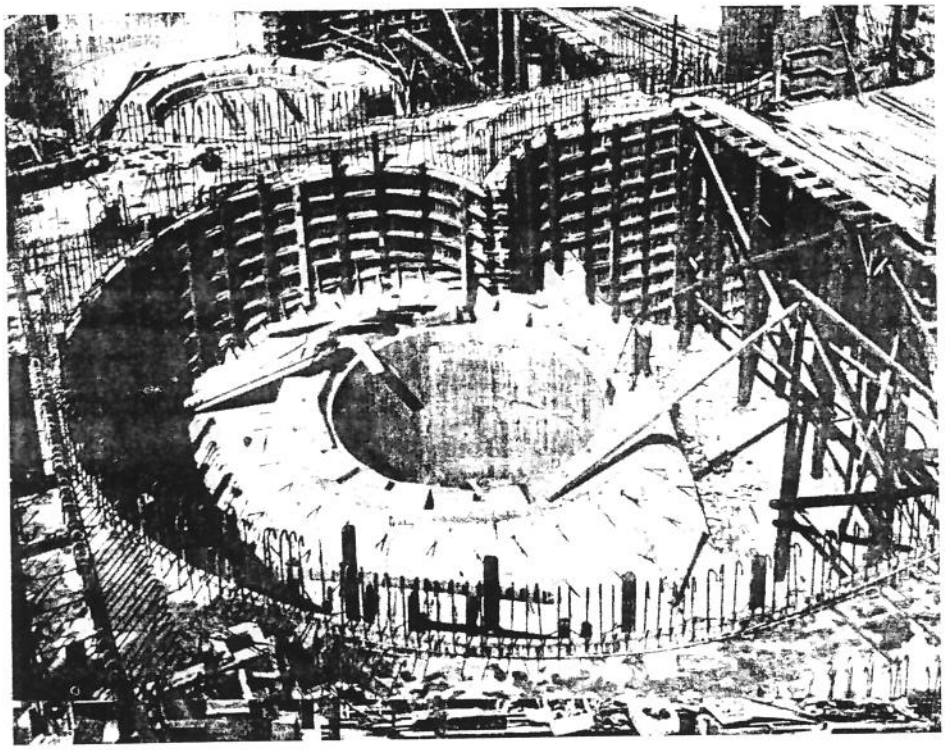
*Figura 6.1 Exemplo de uma junta de dilatação.*

O projeto dos equipamentos deve ser seguido por uma equipe, junto com o fabricante, de forma que se tenha uma boa visão dos trabalhos a serem desenvolvidos. Os demais serviços referentes ao projeto executivo devem ser desenvolvidos de comum acordo entre as diversas áreas da empresa proprietária do empreeendimento e os executores da obra, de modo que os trabalhos possam progredir sem que surjam pontos de dúvida que acabarão por provocar um atraso no cronograma das instalações.




*Ref.: ( Fonte Concreto Massa no Brasil - ELETROBRÁS -1989 )*

*Figura 6.2 - Perfil de uma barragem de concreto com detalhe do zoneamento por classes.*



*Ref.: ( Fonte Mosonyi, E.; "Wasserkraftwerke". AKADEMIAI KIADO, BUDAPEST, 1956)*

*Figura 6.3 - Exemplo do detalhe construtivo de uma voluta em uma usina hidrelétrica.*

# CAPÍTULO 7

# PRÉ-DIMENSIONAMENTO DE PCH's

"As idéias dominantes em cada época sempre foram as idéias da classe dominante".

Marx, K. & Engels, F.

*As atividades decorridas durante a evolução da humanidade sempre foram precedidas de um elevado grau de risco, que afetava a segurança e a estabilidade daqueles que as financiavam. Esta atitude se justificou durante um grande período da história, quer pela total falta de recursos prospectivos, quer pelos elevados lucros oferecidos pelas atividades de risco, tais como as primeiras explorações marítimas. Na atualidade, este risco tem sido dimi- nuído por estudos e pesquisas a nível científico, que visam buscar a melhor opção para se suprir determinada necessidade de um grupo ou uma sociedade. O simples "ousar fazer" já não é suficiente para se justificar toda uma ação empreendedora, que possa, tanto redundar em sucesso, como em um completo desastre. Assim, os modernos investimentos têm se pautado em uma série de pesquisas, objetivando a formação de um horizonte que permita, aos grupos com capacidade de investir, uma orientação "do que" e "de como fazer", com o menor volume de recursos e maior retorno e segurança possíveis.*

## 7.1 Introdução

A implantação de um aproveitamento hidrelétrico é uma tarefa que exige uma longa série de estudos e cálculos. À medida que a capacidade da central cresce, tem-se um maior volume de trabalhos, obviamente com o intuito de se reduzir os custos, otimizar a capacidade a ser instalada e o número de máquinas da usina. No caso das pequenas centrais hidrelétricas, algumas destas atividades podem ser agregadas e simplificadas, reduzindo o tempo e o custo de execussão de seu projeto, sem comprometer a integridade da futura obra.

Pode-se classificar o planejamento da implantação de PCH's em três níveis (BAJAY, 1990).

No primeiro deles, a central irá pertencer a auto-produtores, cooperativas de eletrificação rural, produtores independentes ou pequenas concessionárias, e sua capacidade instalada não ultrapassa 1.000 kW.

No nível intermediário, a PCH, de media ou alta normalmente, estará inserida em pequenos sistemas isolados, utilizará de uma tecnologia mais complexa e seus componentes poderão alcançar dimensões relativamente elevadas. Para a implantação de uma central de nível intermediário, é aconselhável que se proceda a um estudo de divisão de quedas, pelo menos para um razoável trecho da bacia, a montante e a jusante do sítio em questão (MARTINEZ, 1990). A capacidade instalada nessas PCH's pode alcançar 10 MW.

O terceiro nível de planejamento se refere a PCH's mais sofisticadas e se aplica, normalmente, para centrais de capacidade instalada superior a 10 MW, abrangendo qualquer altura de queda. Para a implantação dessas PCH's são necessários estudos geológicos e hidrológicos profundos, bem como todas as demais investigações de ordem técnica aplicáveis a usinas hidrelétricas.

A implantação de uma PCH, neste último nível de planejamento, requer, obrigatoriamente, a realização de um estudo de divisão de quedas para toda a bacia, no estágio de pré-dimensionamento, quando se verifica, também, com um caráter preliminar, a atratividade econômica da PCH. No estudo de dimensionamento, procura-se otimizar o projeto, tal qual nos casos anteriores, com o objetivo de se reduzir o custo unitário de geração. Finalmente, no projeto executivo, que só se aplica neste caso, detalha-se cada etapa de realização da obra. A capacidade instalada neste caso pode chegar, até a 30 MW.

Os estudos de pré-dimensionamento de uma PCH alcançam um nível de detalhamento que permite ao projetista ter o valor da capacidade a ser instalada na central, o seu número de unidades geradoras, o custo aproximado da usina e um arranjo básico da obra, com um grau de detalhamento compatível com as informações disponíveis. Normalmente obtem-se nesta etapa um esquema do arranjo básico e uma primeira aproximação da casa de máquinas e do sistema elétrico da PCH. Com relação aos estudos econômicos, é comum se obter uma boa aproximação do periodo de retorno e da taxa interna de retorno do empreendimento.

O pré-dimensionamento de uma PCH passa, portanto, pelas etapas de

pesquisa e seleção de locais barráveis, estudo de alternativas de divisao de quedas - quando aplicável -, determinação de arranjos básicos, determinação da capacidade instalada e estimativa do custo do empreendimento.

As investigações técnicas, no pré-dimensionamento da central, devem ser razoavelmente expeditas. As estimativas de custo dos componentes da central, são inferidas de usinas semelhantes, já construídas na região.

A identificação e seleção de locais barráveis é uma das primeiras tarefas nos estudos de pré-dimensionamento de PCH's. Excetuando-se algumas regiões do Brasil[54], nota-se uma falta crônica de dados, o que torna esta etapa inicial difícil e cheia de incertezas. Nestes casos, deve-se proceder, junto ao DNPM, IBGE e DNAEE, a uma pesquisa de cartas topográficas e de dados hidrológicos e geológicos da região. A superposição desses dados pode indicar a existência de inter-faces entre diversos tipos de geologia, que permitem o aparecimento de desníveis. Mesmo que as cartas estejam em escalas de, até, 1:250.000, a sua utilização é aconselhada, pois servem para orientar a equipe de campo e o pessoal encarregado de fazer o sobrevôo da área.

Após o sobrevôo, seleciona-se qual, ou quais locais serão visitados, levando-se equipamentos topográficos e material para a sondagem do terreno, para a batimetria do rio e para a determinação das vazões. De posse destes dados, procura-se conceber um arranjo básico que permita, com um mínimo de deslocamento de material, criar as condições de implantação da PCH.

As PCH's atualmente construídas apresentam, em geral, dois tipos de arranjo básico (ELETROBRÁS, 1982). O primeiro é constituído de barragem, tomada dágua, canal de adução, câmara de carga, tubulação forçada, casa de máquinas e canal de fuga. Este arranjo pode ser simplificado com a inexistencia do canal de adução[55].

O segundo tipo é uma variação do primeiro, onde se substitui o canal de adução pela tubulação de baixa pressão, e a câmara de carga pela chaminé de

---

[54] Regiões Sul e Sudeste e, particularmente, os Estados do Rio Grande do Sul, Paraná e São Paulo.

[55] Fato este comum de ocorrer em centrais com altura de queda de, até, 30 metros.

equilíbrio[56].

As centrais de baixa queda ainda não são comuns no Brasil, principalmente devido aos altos custos de investimento necessários. Este tipo de central só se aplica às condições do terceiro nível de planejamento de PCH's (BAJAY, 1990).

A estimativa dos custos dos componentes de uma PCH, no seu pré-dimensionamento é uma etapa que demanda um grande esforço e carrega um elevado grau de imprecisão, se for executada da forma tradicional, com planilhas de custo. Neste capítulo propoe-se regressões estatísticas para os custos destes componentes. Estas regressões foram ajustadas através da parametrização de dados referentes a inúmeros projetos de PCH's, executados de acordo com os dois últimos níveis de planejamento anteriormente referidos.

No final do capítulo são apresentados dois estudos de caso. O primeiro para um pequeno sistema onde irá operar uma PCH de alta queda, de nível tecnológico intermediário. O segundo caso apresenta um sistema interligado, onde se prioriza as usinas candidatas, e,posteriormente, se realiza o pré-dimensionamento da central selecionada.

## 7.2 ESTIMATIVA DOS CUSTOS DE PCH'S NO BRASIL

Os custos levantados nesta tese cobrem faixas de capacidade instalada acima de 500 kW e abaixo de 30 MW, cobrindo, portanto, PCH's dos diversos níveis tecnológicos mencionados anteriormente. Os principais tipos de turbinas pesquisados são a FRANCIS e a KAPLAN, por se possuir um banco de dados a respeito, por elas cobrirem uma ampla faixa de utilização e pelo fato deles constituirem os o tipos de turbinas com os quais os fabricantes nacionais possuem maior experiência.

Para os dois primeiros níveis tecnológicos de PCH'sforam desenvolvidas

---

[56] A substituição destes elementos se deve a fatores tais como a topografia local e a variação do nível do reservatório da central.

nesta tese equações de custo específicas para cada tipo de estrutura.

Os projetos e custos de PCH's do terceiro nível tecnológico foram obtidos mediante consulta ao banco de dados da Companhia Paulista de Força e Luz-CPFL, e da Eletricidade de São Paulo - ELETROPAULO, sendo que os custos, em moeda nacional, das diversas estruturas foram atualizados utilizando-se os índices publicados pela Fundação Getulio Vargas - FGV, e, posteriormente, convertidos em dolares Americanos.

## 7.2.1 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS DE NIVEIS TECNOLÓGICOS BAIXOS E INTERMEDIÁRIOS

### 7.2.1.1. Barragem e vertedouro

As barragens para PCH's são, normalmente, construídas de terra, enrocamento de pedra argamassada ou concreto. As barragens de madeira devem ser evitadas, devido aos problemas construtivos e operacionais que apresentam[57]. A parametrização adotada para os custos dos componentes da PCH inclui o vertedouro de superfície, normalmente utilizado para esse tipo de instalação.

As principais grandezas que definem o custo deste elemento são a altura da barragem e a extensão da mesma[58].

O custo do conjunto barragem/vertedouro, CDB, em US$ de novembro de 1993, pode ser obtido com o auxílio da expressão (7.1).

$$CDB = 140{,}65 * \left( e^{0.3798\ hb} \right) * kv * Lb \qquad [\ R^2 = 0{,}8732\ ] \qquad (7.1)$$

[57] As barragens de madeira apresentam problemas de vedação entre as tábuas, durabilidade das mesmas, e dificuldades construtivas e de manutenção.

[58] É importante frisar que é nesta etapa preliminar de investigação que se define qual o tipo de barragem a ser utilizado.

onde:

hb = altura da barragem, em metros;

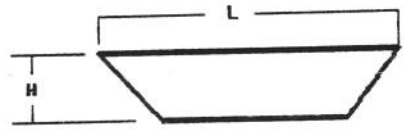
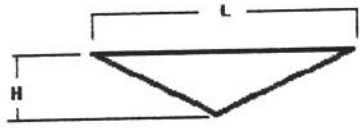
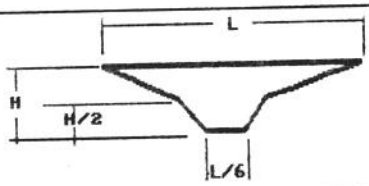
Lb = comprimento da barragem, em metros;

kv = coeficiente de forma para o tipo de vale onde será construída a barragem.

$R^2$ = coeficiente de determinação da regressão estatística ajustada.

O valor de kv pode ser obtido na tabela 7.1.

Tabela 7.1 Coeficiente de forma para diferentes tipos de vale

| tipo de vale | kv |
|---|---|
|   | 1,85 |
|   | 1,00 |
|   | 0,60 |

*Ref.: ( Fonte EPRI, 1983)*

### 7.2.1.2 Tomada d'água

As tomadas d'água são estruturas destinadas à captação de água do reservatório. Devem ser localizadas nas margens dos rios, de modo a não facilitar a entrada de sólidos carregados pelo fluxo de água. São construídas em

concreto armado e apresentam, obrigatoriamente, um desarenador. O tipo de arranjo da tomada d'água está diretamente ligado ao sistema de adução de baixa pressão; assim, tem-se, basicamente, dois tipos de tomadas d'água: as tomadas d'água acopladas ao canal de adução e aquelas acopladas à tubulação de baixa pressão.

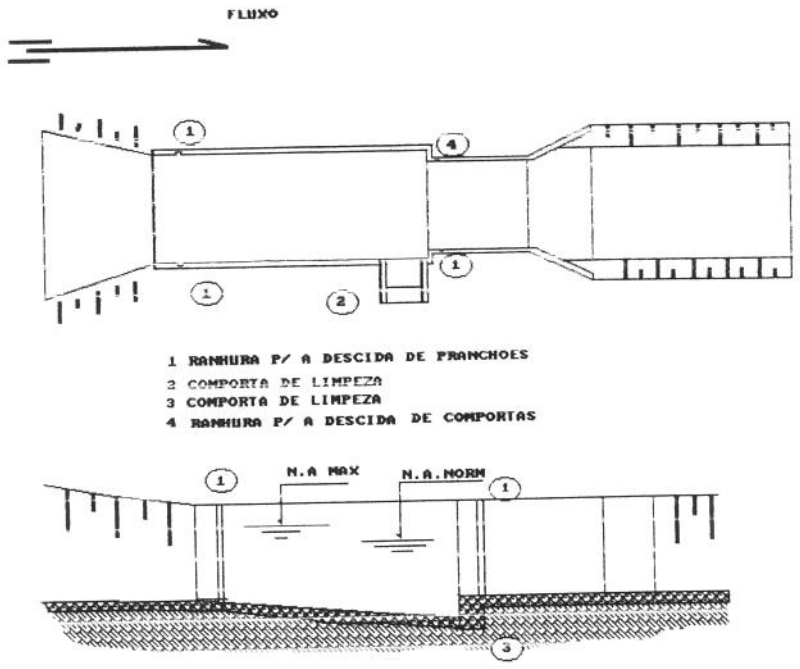
Os custos de ambos os tipos são bastante próximos. Assim sendo, se desenvolveu apenas um equacionamento que fornece o custo total da tomada d'água, CTD. Este custo, em US$ de novembro de 1993, é fornecido pela equação (7.2).

$$CTD = 4999{,}23 * Q^{0{,}8289} \qquad [\ R^2 = 0{,}9305\ ] \qquad (7.2)$$

onde:

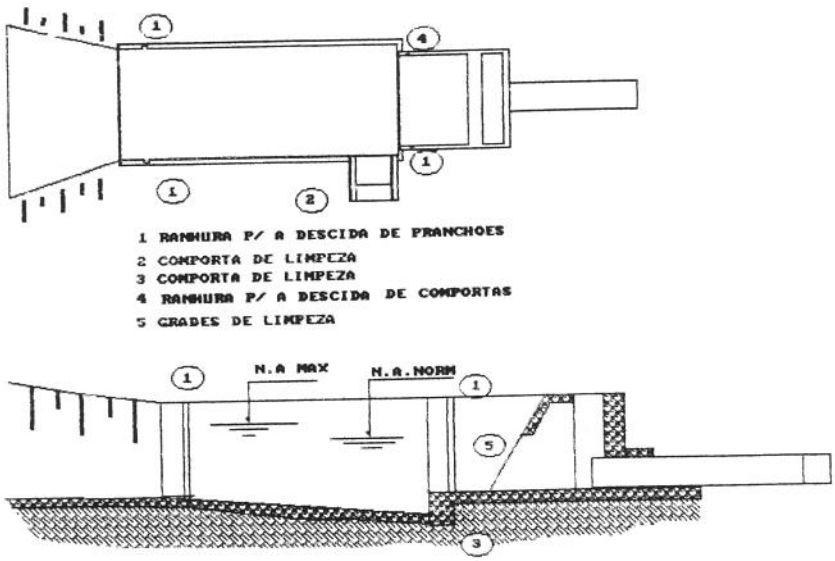
Q = vazão de projeto em $m^3/s$.

As figuras 7.1 e 7.2 ilustram estes dois tipos de tomada d'água.




*Ref.: ( Fonte Manual de PCH's, ELETROBRÁS, 1982)*

*Figura 7.1 Tomada d'água acoplada ao canal de adução*




*Ref.: ( Fonte Manual de PCH's, ELETROBRÁS, 1982)*

*Figura 7.2 Tomada d'água acoplada à tubulação de baixa pressão*

### 7.2.1.3 Sistema de adução de baixa pressão

O sistema de adução em baixa pressão pode ser constituído por um canal ou por uma tubulação de baixa pressão, sendo que a escolha entre um e outro é uma questão de ordem técnica e econômica.Quando se tem uma grande variação no volume do reservatório, torna-se mais econômica a opção por uma tubulação de baixa pressão, pois, além, de não se ter o problema de um sistema aberto e sujeito a constantes limpezas e manutenção, não se incorre na obrigatoriedade de se fazer canais com bordas livres de grandes dimensões[59].

---

[59] As primeiras PCH's no Brasil, construídas no início do século , se situavam em regiões que ainda não haviam sofrido a influência de desmatamentos e agressões ambientais,apresentando por conseguinte poucos problemas de ordem técnica e operativa, no que diz respeito ao sistema de adução.

O custo do canal de adução, CCA, em US$ de 1993, é estimado com o auxílio da equação (7.3).

$$CCA = 106.836\ Q^{0,5491} * Lc * Kt. \qquad [\ R^2 = 0,9456\ ] \qquad (7.3)$$

onde:

Q = vazão turbinada, em $m^3/s$;

Lc = comprimento do canal, em km;

Kt = coeficiente do terreno.

O custo da tubulação de baixa pressão, incluindo as juntas de dilatação e os blocos de apoio e ancoragem, pode ser obtido com a equação (7.4).

$$CTB = 289.304 * Q^{0,7870} * LTB, \qquad [\ r^2 = 0,9189\ ] \qquad (7.4)$$

onde:

LTB = comprimento da tubulação de baixa pressão, em km.

Os valores de Kt estão indicados na tabela 7.2.

Tabela 7.2 Valores de Kt

| Tipo de Topografia | Kt |
|---|---|
| Montanhosa | 1,5 |
| Ondulada | 1,3 |
| Plana | 1,0 |

*Ref.: ( Fonte (EPRI, 1983).*

### 7.2.1.4 Câmara de carga e chaminé de equilíbrio

A estrutura que interliga o sistema de baixa pressão à tubulação forçada é conhecida como castelo d'água. O castelo d'água pode ser de dois tipos, conhecidos como câmara de carga e chaminé de equilíbrio. O castelo d'água deve ser colocado o mais próximo possível da casa de máquinas, pois, assim, a extensão do sistema de alta pressão fica reduzida ao mínimo necessário.

O castelo d'água tem duas finalidades básicas que são: restringir o efeito do chamado "golpe de ariete" ao trecho do conduto forçado, de forma que o sistema de baixa pressão não esteja sujeito aos seus efeitos, e fornecer às turbinas, no caso de um aumento da carga nos geradores, o volume de água necessário, até que a massa de água no sistema de baixa pressão , no conduto, seja acelerada suficientemente para suprir as máquinas. Em ambos os casos, o castelo d'água serve como órgão de compensação do sistema hidráulico.

Quando se trabalha com uma instalação que tem o seu sistema de adução constituído por um canal aberto e uma tubulação forçada, faz-se a conexão entre ambas por meio de uma câmara de carga[60] . Pode-se obter o custo aproximado da câmara de carga, CCC, em US$ de novembro de 1993, através da equação (7.5).

$$CCC = 345.902,0 * Q^{1,1679} \qquad [\ R^2 = 0,9338\ ] \qquad (7.5)$$

O custo da chaminé de equilíbrio - ligando uma tubulação de baixa pressão a tubulação forçada - CCE, em US$ de dezembro de 1993, pode ser estimado através da expressão (7.6).

$$CCE = 5672,7 * Q^{0,5699} \qquad [\ r^2 = 0,9774\ ] \qquad (7.6)$$

[60] Recomenda-se, por problemas de manutenção e operação sempre se utilizar um sistema de adução em baixa pressão com tubulação.

### 7.2.1.5 Tubulação de alta pressão

As tubulações forçadas, ou de alta pressão, são elementos que interligam o castelo d'água às turbinas. Sofrem pressões internas crescentes, de montante para jusante, até alcançarem a altura de queda da usina, acrescida de um eventual golpe de ariete. As tubulações forçadas podem ser enterradas ou a céu aberto. Em usinas de pequeno porte, as tubulações, usualmente, são instaladas a céu aberto, sendo apoiadas sobre berços de concreto e ancoradas em estruturas de contenção, também chamadas de blocos de ancoragem.

O custo da tubulação, forçada, CTA, incluindo os blocos de ancoragem e selas de apoio, em US$ de novembro de 1993, pode ser estimado com o auxílio da equação (7.7).

$$CTA = 131.715,41 * Q^{1,024} * Ltf, \quad [\ R^2 = 0,9774\ ] \qquad (7.7)$$

onde:

Ltf = extensão da tubulação forçada, em km.

### 7.2.1.6 Casa de máquinas

A casa de máquinas é uma estrutura que tem a função de abrigar os equipamentos hidromecânicos e parte dos equipamentos elétricos de uma usina. Deve ser projetada, visando propiciar um espaço adequado para manobras e manutenção dos grupos geradores, de forma a facilitar sua operação e manutenção. O vão livre deve ser o menor possível, pois, assim, os pórticos e ponte rolante terão suas dimensões menores. A altura da casa de máquinas é calculada em função da altura máxima necessária para o gancho do guincho, acima do piso da casa de máquinas, elevar a maior peça - que pode ser o rotor da turbina ou o rotor do gerador -, por sobre as outras máquinas em operação.

As equações (7.8a) e (7.8b) fornecem os custos aproximados da casa de máquinas, CCM, em US$ de novembro de 1993.

$$CCM = 341,69 * P^{0,7220} \qquad [\ R^2 = 0,8498\ ] \qquad (7.8a)$$

( Para PCH's com capacidade instalada de 100 a 1200 kW )

$CCM = -398.476,5 * LOG\ 64.113,99 * X$ [ $R^2 = 0,9370$ ] (7.8b)

( Para PCH's com capacidade instalada de 1.200 a 10.000 kW )

onde:

P =capacidade instalada da central, em kW.

### 7.2.1.7 Equipamentos hidromecânicos e elétricos

Os equipamentos hidromecânicos e elétricos constituem a parte vital de uma instalação hidrelétrica. É neles que se processa a transformação da energia hidráulica em mecânica e, posteriormente, em energia elétrica.

As equações (7.9) a (7.12), a seguir, fornecem os custos aproximados dos diversos equipamentos hidromecânicos e elétricos de uma central hidrelétrica.

$CTU = 26,09 * P^{1,1847}$ [ $R^2 = 0,8556$ ] (7.9)

$CGE = 92,83 * P^{1,0489}$ [ $R^2 = 0,9514$ ] (7.10)

$CPR = 0,5228 * P^{1,2772}$ [ $R^2 = 0,8749$ ] (7.11)

$CQG = 0,9964 * P^{1,4541}$ [ $R^2 = 0,7954$ ] (7.12)

onde:

CTU = custo das turbinas, em US$ de novenbro de 1993[61];

CGE = custo dos geradores, em US$ de novembro de 1993;

CPR = custo da ponte rolante, em US$ de novembro de 1993;

CQG = custo dos quadros de comando, em US$ de novembro de 1993.

---

[61] O custo das turbinas, calculada por esta equação, inclui o regulador de velocidade.

### 7.2.1.8 Subestações e linhas de transmissão

O sistema de transmissão de uma central hidrelétrica deve contemplar o binômio *mínimo custo x máxima disponibilidade média de transmissão anual*, uma vez que o retorno do capital investido na mesma se dará em função da efetiva venda da energia gerada. Assim, os custos utilizados para a parametrização que conduziu às equações (7.13) e (7.14), a seguir foram obtidos a partir de projetos que contemplavam este binômio.

Logo, os custos da subestação, CSE, e da linha de transmissão[62], CLt, em US$ de novembro de 1993, podem ser estimados através das equações (7.13) e (7.14), respectivamente.

$$CSE = 0{,}1574 * P^{1{,}8036} \qquad [\ R^2 = 0{,}8157\ ] \qquad (7.13)$$

$$CLt = 71.7271{,}57 * (\ LOG\ 11704{,}16 * P\ )\ llt \qquad [\ R^2 = 0{,}8703\ ] \qquad (7.14)$$

onde:
llt = extensão da linha de transmissão.

### 7.2.1.9 Custos adicionais

Os chamados "custos adicionais" são referentes às obras de desvio do rio, implantação de acampamentos, custo da administração do proprietário e custo da engenharia de projeto. As expressões (7.15) a (7.18) estimam estes custos, em US$ de novembro de 1993.

$$CDR = 11.138{,}49 * \left(\frac{hb}{Lb}\right)^{1{,}332} \qquad [\ R^2 = 0{,}9377\ ] \qquad (7.15)$$

$$CAC = 2.454{,}89 * P^{0{,}3292} \qquad [\ R^2 = 0{,}8129\ ] \qquad (7.16)$$

[62] A tensão de transmissão aqui adotada é de 13,8 kV.

$$CAP = 35,624 * P^{0.9922} \qquad [\ R^2 = 0,9702\ ] \qquad (7.17)$$

$$CEP = 58,71 * P^{1,0121} \qquad [\ R^2 = 0,9823\ ] \qquad (7.18)$$

onde:

CDR = custo de desvio do rio, em US$ de novembro de 1993;

CAC = custo do acampamento, em US$ de novembro de 1993;

CAP = custo da administração do proprietário, em US$ de novembro de 1993;

CEP = custo da engenharia de projeto, em US$ de novembro de 1993;

hb = altura da barragem, em metros;

Lb = extensão da barragem em quilometros;

O custo total do empreendimento, CTH, em US$ de novembro de 1993, pode, então, ser avaliado através da equação (7.19).

$$CTH = (1 + CE) \sum C_{esteq} + CDE + JDC \qquad (7.19)$$

onde:

CE = taxa para cobrir eventualidades (geralmente adotado como 0,15);

$C_{esteq}$ = custo das estruturas e equipamentos, em US$ de novembro de 1993;

CDE = custo das desapropriações, em US$ de novembro de 1993;

JDC = juros durante a construção, em US$ de novembro de 1993.

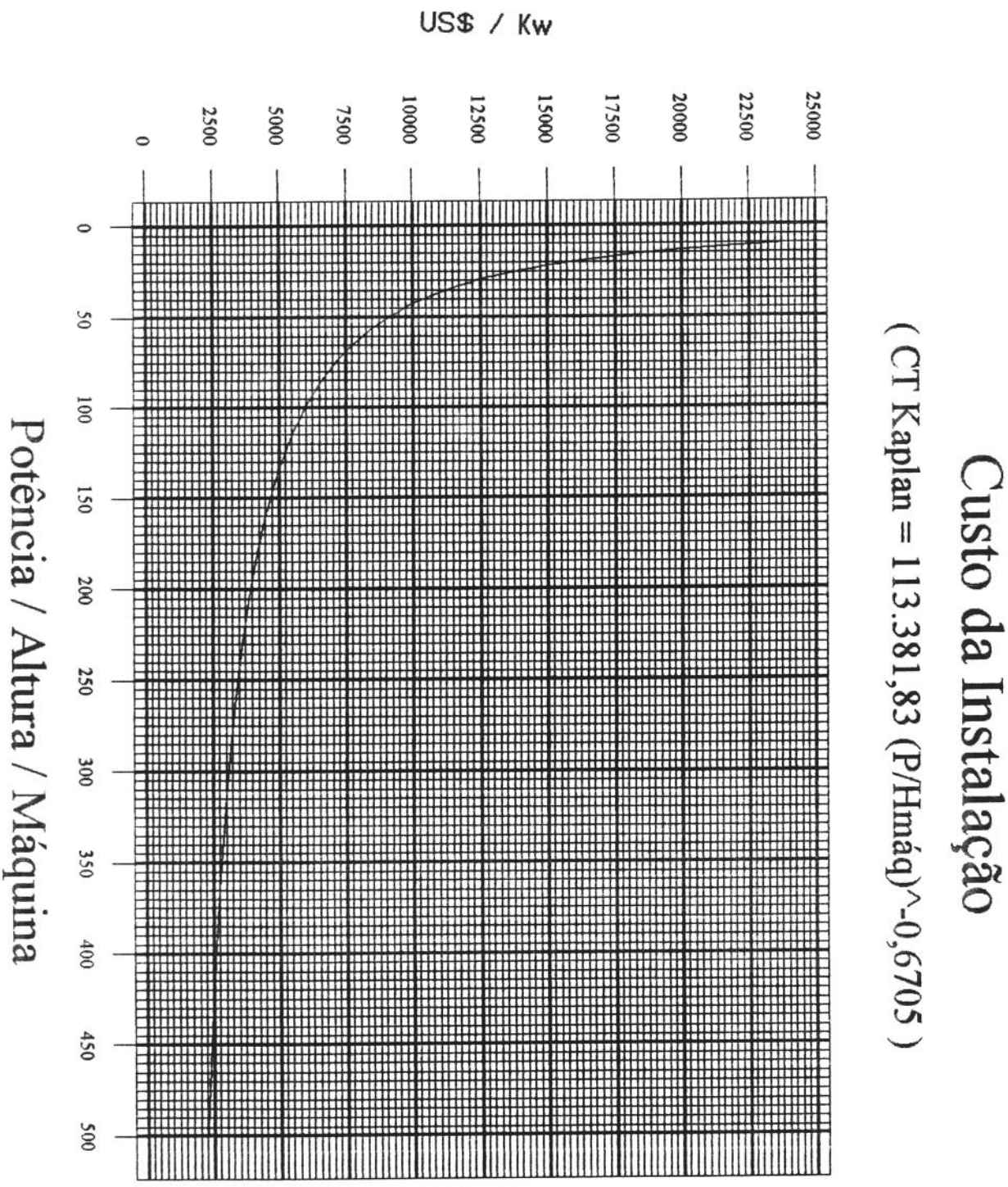
## 7.2.2 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS DE NIVEL TECNOLÓGICO AVANÇADO

As pequenas centrais hidrelétricas de nível tecnológico avançado apresentam uma série de características que as diferenciam das demais centrais anteriormente citadas. Dentre estas pode-se mencionar o usualmente elevado grau de automação e a freqüente utilização de grupos geradores axiais, que ao serem inseridos nas PCH's, modificam de forma sensível a estrutura de custos das mesmas. Aliado a isto tem-se a pequena base de dados hoje existente, o que torna o tratamento estatistico dos custos das estruturas e equipamentos difícil de ser efetuado assim, optou-se por trabalhar com uma função que relaciona o custo por kW da usina com a capacidade instalada da usina dividida pela altura de queda disponível pelo

número de unidades geradoras. Desta forma obteve-se os gráficos indicados nas figuras 7.1 e 7.2, para turbinas tubulares e Francis respectivamente. Os valores obtidos destas figuras, obviamente são aproximados uma vez que, devido a agregação de dados, não se contempla nesta representação características específicas de usina, tais como arranjos basicos especiais[63].

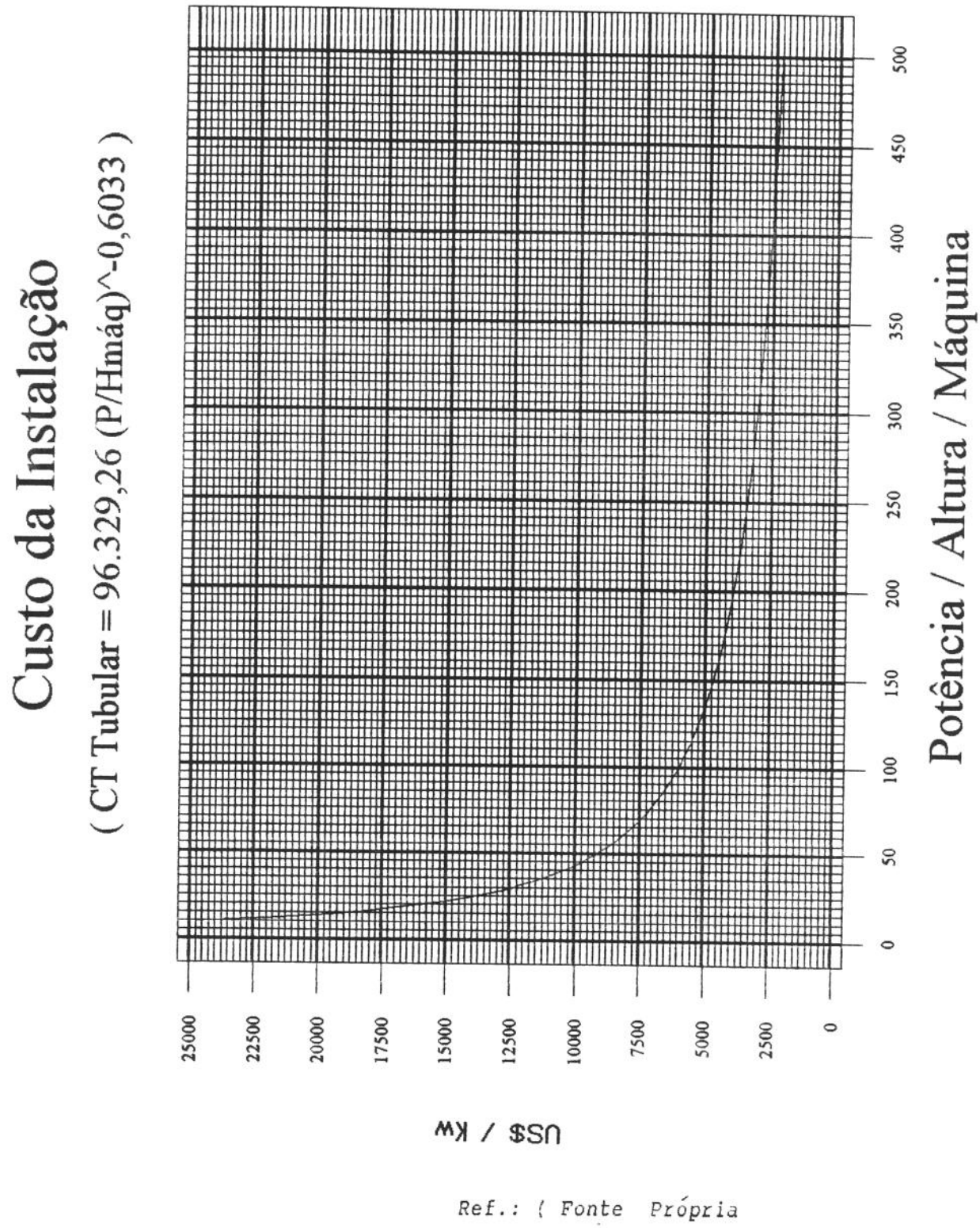
Sugere-se que sejam efetuados novos levantamentos de custos de centrais, de modo a se obter uma série de equacões de custos para as estruturas deste tipo de central, permitindo uma maior precisão nos calculos.

[63] Estes arranjos básicos podemse referir, por exemplo a obras situadas em regiões de topografia plana e que necessitam de grande número de diques de modo a limitar a área de influência direta do reservatório.




*Ref.: ( Fonte Própria*

*Figura 7.3 Custo em US$/kW de uma pequena central hidrelétrica - PCH de tecnologia avançada utilizando grupos geradores do tipo tubular .*




*Ref.: ( Fonte Própria*

*Figura 7.4 Custo em US$/kW de uma pequena central hidrelétrica - PCH de tecnologia avançada utilizando grupos geradores do tipo francis.*

As equações 7.20 e 7.21 fornecem os custos das PCH's de tecnologia avançada em US$/kW, em função da relação "$P/_{H/maq}$".

$$CT_{TUBULAR} = 96.329,26 * ( P/H/maq )^{-0,6033} \quad ( R^2 = 0,9213 ) \qquad [7.20]$$

$$CT_{KAPLAN} = 113.381,83 * ( P/H/maq )^{-0,6705} \quad ( R^2 = 0,9523 ) \qquad [7.21]$$

onde:

$CT_{TUBULAR}$ = custo unitário de investimento em US$/kW de PCH's de tecnologia avançada empregando turbinas tipo tubular em US$ de novembro de 1993.

$CT_{KAPLAN}$ = custo unitário de investimento em US$/kW de PCH's de tecnologia avançada empregando turbinas tipo kaplam em US$ de novembro de 1993.

$P/H/maq$ = relação entre a capacidade instalada de uma unidade geradora e a altura de queda bruta disponível na central.

## 7.3 PRÉ-DIMENSIONAMENTO DE PCH'S PARA SISTEMAS INTERLIGADOS

### 7.3.1 Estudos preliminares

O pré-dimensionamento de PCH's em bacias com um elevado número de pequenos aproveitamentos, que operam em um sistema interligado segue, na fase de estudos preliminares as diretrizes básicas preconizadas no Manual de Estudos de Inventário de Bacias Hidrográficas da ELETROBRÁS, devidamente simplificadas e otimizadas para PCH's. O grande número de sítios e certas peculiaridades das PCH's tais como uma divisão de quedas não exaustiva e a conveniência de modulação favorecem a utilização de metodologias computadorizadas, que permitem uma elevada agilidade aliada a uma grande

segurança com relação ao exame da disponibilidade energética e ao calculo dos custos envolvidos na implantação das usinas.

Os estudos preliminares recomendados pelo Manual de Estudos de Inventário ( ELETROBRÁS, 1982 ) visam fornecer subsídios para a formação de um banco de dados que será a base para o desenvolvimento de todos os estudos posteriores.

As informações requeridas pelos estudos preliminares compreendem dados topográficos, geológico-geotécnicos, hidrometeorológicos, físico-geográficos, sócio-econômicos e ambientais.

Os estudos topográficos podem se basear em fotografias aéreas, mapas e plantas pré-existentes em escalas apropriadas - 1:10.000 a 1:5.000. É admitida e, até mesmo recomendada, uma ação de campo, com a finalidade de confirmação dos dados préviamente levantados, face à normal imprecisão das bases cartográficas disponíveis. Caso surjam dúvidas durante o desenvolvimento dos trabalhos na etapa preliminar, deve-se procurar uma complementação expedita dos levantamentos mediante trabalhos e estudos complementares.

O desenvolvimento dos estudos geológicos e geotécnicos deve seguir uma sistemática de pesquisa a nível estimativo, baseando-se, principalmente, em documentos pré-existentes, tais como mapas geologico-geotécnicos, que serão devidamente analisados e conferidos durante o desenvolvimento dos trabalhos.

As dúvidas que surgirem nesta etapa poderão ser sanadas a partir de uma campanha de investigação no campo. É importante frisar que as investigações de campo somente deverão ser feitas em casos extremos, principalmente devido aos custos envolvidos e ao grande número de aproveitamentos em estudo.

Os dados hidrometeorológicos devem ser obtidos, preferencialmente, a partir de análise de dados fluviométricos, de estações de medição já existentes na bacia. É importante que se faça uma análise de consistência e que os períodos de registro sejam suficientemente longos. Caso não se consiga estes dados, pode-se gerar séries sinteticas de vazões médias mensais e de enchente, a partir de modelos hidrológicos determinísticos ou estocásticos, apoiados em informações de regiões próximas e com características semelhantes às estudadas.

As informações de caráter sócio-econômico para esta fase compreendem os

seguintes itens :

- caracterização das cidades, vilas e aglomerações urbanas e rurais existentes;
- levantamento da infra estrutura regional;
- existência de parques nacionais e monumentos de caráter histórico, cultural e turístico e
- existência de reservas indígenas nas áreas de influência dos reservatórios ou na rota das linhas de transmissão.

Não podem ser esquecidos, nesta fase, os levantamentos relacionados com os níveis máximo, normal e mínimo dos reservatórios das usinas.

A estimativa inicial da capacidade instalada e da energia gerada será baseada na queda disponível e na vazão $Q_{95}$ para cada aproveitamento.

Os estudos são efetuados a partir de uma série de arranjos básicos possíveis para cada sítio, e da condição de operação do sistema elétrico no qual a usina (ou usinas) estarão inseridas. A definição da forma de funcionamento do sistema elétrico é de fundamental importância, uma vez que será ela que fornecerá subsídios para se definir o mercado para cada região de estudo.

A locação aproximada do eixo da barragem, da posição e tipo de vertedouro, do sistema de adução, da casa de máquinas, subestação e linhas de transmissão deve seguir o critério de minimização das dimensões das estruturas e das influências sobre o meio físico e social.

As alternativas selecionadas como mais convenientes deverão integrar um grupo de usinas que serão, posteriormente, estudadas e classificadas segundo o critério de maximização do benefício liquido anual e de minimização dos impactos sócio-ambientais e dos riscos inerentes ao aproveitamento.

O modelo computacional proposto nesta tese possui uma grande agilidade, o que permite a simulação, inclusive, do tempo de retorno máximo admissível para uma determinada tarifa de energia. Tal modelo facilita enormemente a análise da competitividade das PCH's fornecendo inclusive subsídios, inclusive, para a formação de possíveis parcerias entre o setor público e a iniciativa privada.

A estimativa inicial de custos tem por objetivo permitir que se selecione um razoável número de alternativas que serão estudadas com maiores detalhes em etapas posteriores.

O resultado deste exercício de determinação de custos e da energia gerada nas PCH's indica a vazão ótima de projeto e a altura da barragem, bem como o custo da energia gerada.

Para se alcançar este objetivo, faz-se uma simulação das diversas usinas em estudo, variando-se a vazão do projeto e a altura da barragem. Assim se obtém uma matriz de índices custo-benefício, coforme ilustrado genericamente, na figura 7.5. O benefício corresponde à energia firme de cada aproveitamento valorada pelo custo marginal de expansão do sistema local, no nível de tensão imediatamente superior ao da interligação da central com o sistema. Esta valoração se dá caso toda energia gerada pela usina puder ser consumida em um nível de tensão não superior ao de interligação.

Se alguma evolução de tensão for necessária para se consumir parte da energia gerada, esta parcela deve ser valorada pelo custo marginal correspondente ao nível de tensão imediatamente superior.

$$
\begin{vmatrix}
I_{CB(i,j)} & I_{CB(i,j+1)} & \cdots\cdots\cdots & I_{CB(i,j+n)} \\
I_{CB(i+1,j)} & I_{CB(i+1,j+1)} & \cdots\cdots\cdots & I_{CB(i+1,j+n)} \\
\vdots & \vdots & & \vdots \\
I_{CB(i+n,j)} & I_{CB(i+n,j+1)} & \cdots\cdots\cdots & I_{CB(i+n,j+n)}
\end{vmatrix}
$$

*Ref.: ( Fonte própria)*

*Figura 7.5 Matriz custo benefício*

Uma vez gerada esta matriz por aproveitamento hidrelétrico, seleciona-se a combinação vazão de projeto/altura da barragem que apresentar o melhor Indice Custo Benefício. A fim de se evitar longos exercícios de simulação, utiliza-se uma série de hipóteses e critérios que reduzem o número de alternativas[64].

### 7.3.2 Estudos finais

O número de alternativas selecionadas depende de uma avaliação frente ao mercado existente. A determinação dos custos finais e a quantificação das obras e equipamentos são efetuadas levando em consideração os arranjos básicos anteriormente definidos que serão reestudados e otimizados nesta fase, seguindo quando possível, a orientação geral do Manual de Instruções para Estudos de Viabilidade de Usinas Hidrelétricas da ELETROBRÁS (1984).

Possíveis modificações da posição do eixo da barragem e localização do sistema de adução, casa de força e subestação devem ser levadas a termo sob a luz de novos parâmetros que, eventualmente, possam surgir[65]. Desta forma, é necessário que se faça uma campanha de pesquisas de campo que inclua levantamentos planialtimétricos, com curvas de nível de um em um metro e escalas de 1:10.000 até 1:5.000. Nesta etapa, também deve ser efetuada uma série de medições de vazão, com a finalidade de se obter uma base de comparação com as vazões calculadas por métodos estatísticos, nas etapas anteriores.

A análise das interferências locais com o meio físico, sócio-econômico e biótico local deve ser feita, visando a identificação dos pontos mais críticos. A reordenação das alternativas, em função desta análise, deve ser considerada,com vistas a um refinamento dos resultados obtidos

---

[64] Os critérios utilizados se baseiam em parâmetros de ordem técnica, tais como a geometria das estruturas e a vazão a ser turbinada, que fornece informações sobre a viabilidade da alternativa em estudo.

[65] Os parâmetros que vão surgir estão relacionados com o melhor conhecimento do problema medida em que se vai aprofundando nos estudos.

anteriormente. Neste ponto é conveniente que se defina com precisão o número de grupos geradores a ser instalado em cada PCH. Esta definição deve levar em conta os seguintes critérios.

- Modulação dos grupos geradores de forma que se possa aumentar a confiabilidade da geração e a entrada em operação dos grupos;
- Economias de escala na fabricação dos grupos;
- A modulação do sistema de transmissão deve ser feita à luz das características globais dos aproveitamentos.

Para efeito de comparação entre alternativas com conteúdos energéticos diferentes, adota-se o conceito de "custo corrigido" ou equalizados, tal como proposto por DEMAMBORO (1990), onde se admite como base de comparação a alternativa de maior conteudo energético da cascata em questão, sendo que a diferença energética entre esta e as demais usinas é valorada pelo custo marginal de energia do sistema. Desta forma, faz-se com que o custo corrigido seja igual à razão entre o produto da energia gerada , egu, pelo custo de geração, ceg , somado ao produto da diferença entre a energia gerada pela usina e a geração da maior usina do sistema, egmu, pelo custo marginal da energia do sistema, cmes, pela energia gerada pela maior usina (emu), conforme indicado na equação 7.22.

$$\text{Custo corrigido} = \frac{egu * ceg + (( egmu - egu ) * cmes}{emu} \qquad [7.22]$$

O custo marginal em um dado nível de tensão é composto elo custo marginal de geração somado aos custos marginais de expansão da rede nos níveis de tensão superiores ( DEMANBORO, 1990).

Assim, por exemplo, a obtenção do custo marginal a nível de distribuição é feita a partir da composição do custo marginal de geração com o custo marginal de interconexão e transporte pesado, mais os custos de repartição e distribuição.

O custo marginal de geração leva em consideração a expansão e a operação do parque gerador, os riscos de deficts e as possibilidades de interligação inter-regionais. No custo marginal de interconexão e transporte pesado são

computados os custos deexpansão da rede de transporte e interconexão das usinas aos grandes centros de consumo.

O custo de repartição compreende o subsistema entre as subestações de extra alta tensão e as de alta tensão e destina-se a suprir os consumidores de maior porte e as subestações de distribuição. Já o custo marginal de distribuição é formado pelo custo incremental de expansão do sistema de média tensão logo após as subestações de distribuição até as redes de baixa tensão; este sistema refere-se aos níveis de 13,8 kV, para a média tensão e inferiores a 2,3 kV, para a baixa tensão.

## 7.4 PRÉ-DIMENSIONAMENTO DE PCH'S PARA SISTEMAS ISOLADOS

### 7.4.1 Vazão de projeto e capacidade instalada total

A determinação da capacidade a ser instalada em uma central hidrelétrica é uma das etapas de maior complexidade no projeto da central, visto que, existe um grande número de variáveis envolvidas. MARTINEZ, (1988) desenvolveu um modelo de cálculo de vazão de projeto e da capacidade instalada de PCH's para sistemas isolados, que incorpora as características hidrológicas e do arranjo físico adotado, e utiliza equações de custos parametrizados, ajustadas estatisticamente a partir de projetos anteriormente desenvolvidos. Esse modelo também contabiliza o benefício da capacidade da central oriundo da utilização do reservatório[66] de acumulação nos horários de máxima carga, através de uma "tarifa média de energia".

O benefício líquido anual associado a uma dada PCH, BLA, pode ser calculado atravéz da expressão 7.23;

---

[66] É bastante discutível a avaliação dessa contabilização nessa etapa, principalmente pela baixa capacidade de regularização desses pequenos aproveitamentos.

$$BLA = (TE \cdot E \cdot 8760) - Cu \left[ \frac{i\,(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] - COM \qquad [7.23]$$

onde:

TE = tarifa média de energia, em US$/kWh;

E = energia gerada anualmente pela PCH, em quilowatt médio;

Cu = custo total da usina, em US$;

$i$ = a taxa anual de juros;

$n$ = a vida útil econômica da central; e

COM = custo anual de operação e manutenção da usina em US$.

A capacidade de regularização de uma PCH é uma função das características do aproveitamento, principalmente do volume útil do reservatório e do sistema elétrico ao qual está interligada. Adota-se, para esse nível de análise, uma curva de carga de dois patamares que, apesar de não corresponder à curva de carga real, é uma boa aproximação para estudos preliminares[67].

Assim, é possível se estabelecer um critério de operação da PCH, com um patamar na base do sistema e outro na ponta, o que evidencia a capacidade da PCH suprir o sistema em estudo.

A figura 7.6 apresenta esta simplificação do diagrama de carga típico, em dois patamares, e a figura 7.7 apresenta o diagrama de vazões envolvidas nesta etapa dos estudos.

A partir da carga máxima a ser atendida e da altura de queda média disponível, pode-se calcular qual a vazão necessária para se atender a ponta do sistema.

Adota-se a vazão $Q_{95}$, no início de estudos, como "firme" ao longo de todo ano. Assim, pode-se dizer que a capacidade calculada a partir desta

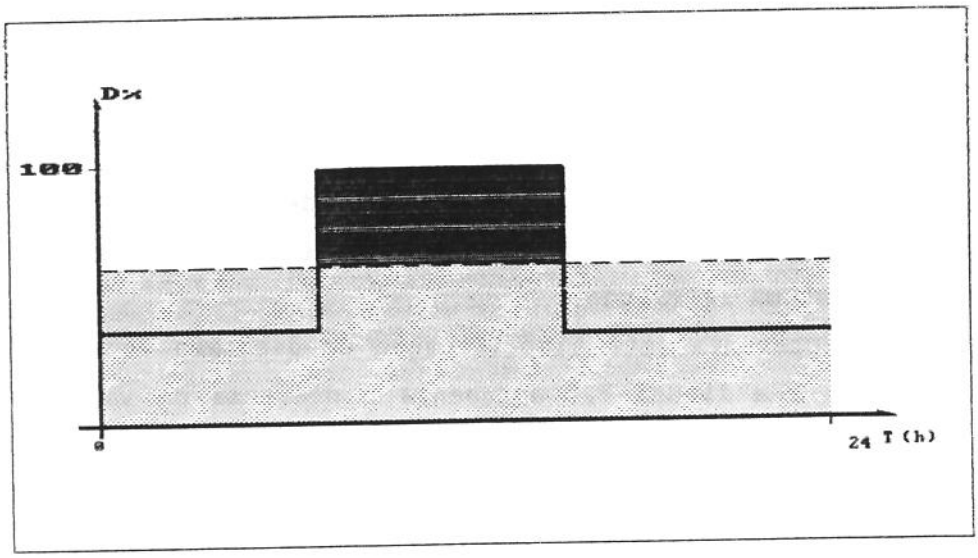
---

[67] A diversidade das curvas de carga reais dos sistemas elétricos não é levada em consideração nessa etapa, devido à relativa complexidade dos cálculos e à incerteza quanto ao volume do reservatório e ao custo da central.

vazão é, também, confiável.

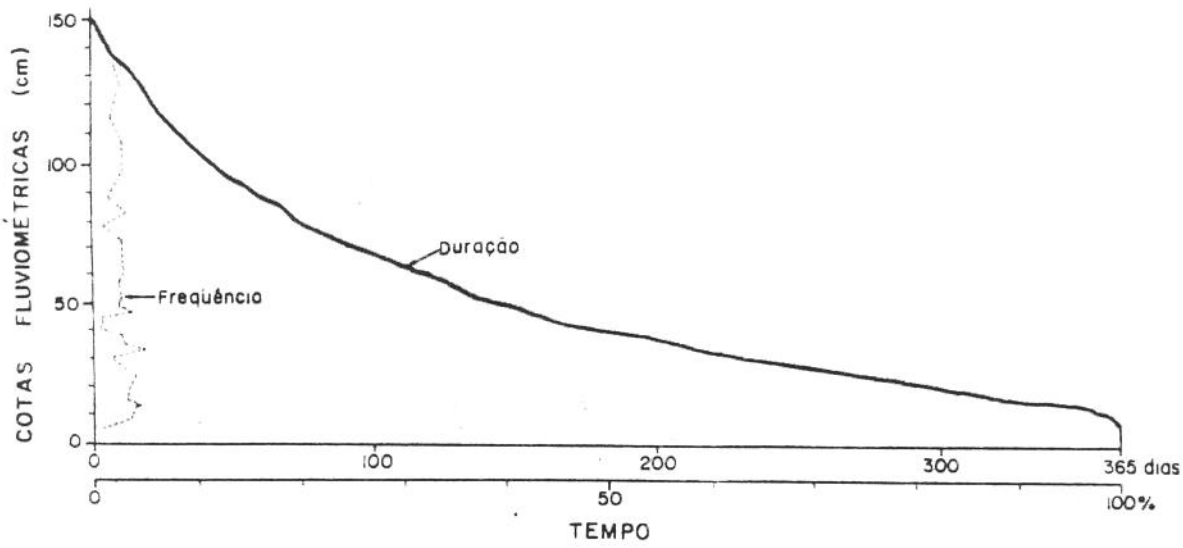
A partir desta vazão mínima, Q95, começa-se a calcular a potência disponível e a energia gerada anualmente. Caso a potência disponível seja suficiente para atender a ponta do sistema - inclusive o crescimento desta durante um certo período de planejamento - adapta-se a vazão à necessidade do sistema. Neste caso, tem-se a central operando a fio de água.

Caso a vazão para atender a ponta de carga do sistema seja maior que a vazão Q95, calcula-se, pela expressão 7.24, qual o volume útil do reservatório necessário para se cobrir a ponta do sistema.




*Ref.: ( Fonte própria)*

*Figura 7.6 Simplificação do diagrama de carga típico*




*Ref.: ( Fonte SCHEREIBER, G.P., 1977 )*

*Figura 7.7 Diagrama de vazões utilizado no cálculo da vazão de projeto da PCH*

$$Vu = (Q_P - Q_{95})\ tph\ .\ 3600, \qquad [7.23]$$

onde:

Vu = volume útil do reservatório, em $m^3/s$;

$Q_P$ = vazão para atender a ponta do sistema, em $m^3/s$;

$Q_{95}$ = vazão com 95% de permanência, em $m^3/s$;

tph = tempo de permanência na ponta, em horas.

A partir da vazão para suprir a ponta, Q, calcula-se qual a menor vazão, $Q_{menor}$, que passará pelo leito do rio, nos períodos em que se está acumulando água no reservatório. A vazão $Q_{menor}$ é calculada, então, em função do tempo de duração da ponta tph da vazão firme $Q_{95}$ e da vazão na ponta $Q_p$.

A expressão 7.25 apresenta o cálculo de $Q_{menor}$.

$$Q_{menor} = \frac{Q_{95} \cdot 24 - Q_{ponta} \cdot tph}{24 - tph} \qquad [7.25]$$

Se a vazão Qmenor for inferior à mínima vazão permitida no rio Qmin, faz-se Qmenor igual a Qmin, e recalcula-se Qponta pela expressão 7.26:

$$Q_{ponta} = \frac{Q_{95} \cdot 24 - Q_{menor}\,(24 - tph)}{tph} \qquad [7.26]$$

Obtem-se, assim, a vazão de projeto da PCH e, conseqüentemente, a capacidade instalada na mesma.

### 7.4.2 Determinação do número de grupos geradores e sua entrada em operação

A determinação do número de grupos geradores em uma central de pequeno porte envolve diversas considerações. Se, por um lado, sabe-se que um maior número de unidades geradoras propicia uma melhor modulação da geração à carga, por outro lado, observa-se que, à medida em que cresce o número de grupos geradores em uma central, crescem, também, a área física da casa de máquinas, a complexidade de operação e manutenção, e, finalmente, o custo da instalação. Assim, a motorização ótimade uma central é aquela que permite a melhor modulação de carga ao menor custo.

A modulação da geração em função da curva de carga é de vital importância em sistemas isolados, principalmente aqueles implantados e operados pela iniciativa privada, pois o retorno de capital se dará em função da efetiva venda da energia gerada. Desta forma, uma avaliação grosseira pode implicar em uma motorização deficiente, que trará, embutido, um elevado custo para

o investidor.

Desenvolveu-se então um procedimento para a avaliação do número de grupos geradores a ser instalado em uma PCH, e seu escalonamento ao longo do tempo, com o auxilio da programação dinâmica.

### 7.4.2.1 Restrições de atendimento das demandas de energia e de ponta

Considera-se na formulação do problema, que além da PCH objeto de estudo, também há a possibilidade de uma complementação termelétrica através de unidades Diesel ou turbinas a gás, por exemplo. A PCH mais as unidades térmicas devem satisfazer as seguintes restrições matemáticas de atendimento das demandas de energia e de ponta do sistema isolado que irão servir:

$$E_o \geq E_D$$

$$[(1 - T_{ip}) \cdot P_p] + [(1 - T_{it}) \cdot P_t] \geq P_D (1 + r), \qquad [7.27]$$

onde:

$E_o$ = energia garantida pela PCH e pelo(s) grupo(s) termelétrico(s) complementares, em kW médio/ano;

$E_D$ = demanda de energia da região, em kW médio/ano;

$T_{ip}$ = taxa de indisponibilidade forçada da PCH;

$P_p$ = capacidade instalada na PCH, no ano de análise, em kW;

$T_{it}$ = taxa de indisponibilidade forçada do(s) grupo(s) termelétrico(s);

$P_t$ = capacidade instalada do(s) grupo(s) termelétrico(s), em kW;

$P_D$ = demanda de ponta, em kW;

$r$ = margem de reserva de geração.

### 7.4.2.2 Formulação do problema para a programação dinâmica

Para se equacionar o problema para a programação dinâmica, é necessário determinar as equações do sistema que descrevem o processo, o critério de performance e as restrições que impõem limites à solução do mesmo. O equacionamento básico (MARTINEZ, 1988), apresenta um conjunto de relações entre

dois tipos fundamentais de variáveis, que são: as variáveis de estágio e as de estado. As primeiras determinam a ordem em que os eventos ocorrem, neste caso, são os intervalos de tempo, adotados como anuais. Já as variáveis de estado são combinações entre as unidades geradoras. Essas unidades podem ser os grupos geradores de PCH's, ou unidades de geração termelétrica.

Desta forma, a cada estado (n) de um estágio (m) está associado um custo, $CEE_{m,n}$, que é a somatória dos custos anuais de capital de cada unidade que o compõe, dos custos de operação e manutenção das unidades e do custo do combustível da unidade térmica. Assim, opta-se por não trabalhar, admitindo- se o déficit de energia.

$$CEEm,n = \sum_{NGn} CAG.FRC + COM + \sum_{NDn} CDI.\ PDT.FRC + \sum_{NDN} CID.PDI.CDO \qquad [7.28]$$

onde:

CEEm,n = custo de um estado m em um estágio n, em US$;

NGn = número de grupos geradores da PCH para um determinado estado (n);

CAG = custo de capital de cada grupo gerador da PCH, em US$;

FRC = fator de recuperação de capital;

COM = custo anual de operação e manutenção dos grupos da PCH, em US$;

CDI = custo unitário de investimento dos grupos termelétricos em US$/kW;

PDT = capacidade instalada dos grupos termelétricos , em kW;

NDn = número de grupos geradores das centrais termelétricas em um estado n;

CID = consumo específico de combustível de cada grupo termelétrico, em [ton/kW médio];

PDI = gerção média de cada grupo termelétrico, em [kW médio];

CDO = custo de combustível para cada grupo termelétrico, em US$/ton.

É importante frizar que existem condições de contorno a serem observadas neste problema tais como a velocidade específica das máquinas e a própria capacidade de manufatura dos fabricantes, a esperiência tem mostrado que em algumas circunstâncias estes fatores podem influir de forma definitiva no número de máquinas a ser utilizado.

## 7.5 Estudos de caso

Nestes estudos de caso são tratadas duas situações distintas. A primeira se refere a um sistema inicialmente isolado, a ser abastecido por uma PCH denível de tecnológico intermediario, que, posteriormente, será interligada ao sistema elétrico Sul / Sudeste / Centro-Oeste. O segundo estudo de caso envolve um conjunto de PCH's de nível de tecnológico avançado,localizado próximo de uma região grande consumidora de energia elétrica já interligada ao sistema elétrico Sul / Sudeste / Centro-Oeste. Em ambos os casos se aplica as metodologias de pré-dimensionamento propostas neste capítulo.

### 7.5.1 PCH São Judas Tadeu

Os estudos de pré-dimensionamento da PCH São Judas Tadeu localizada no Estado do Mato Grosso, foram desenvolvidos objetivando a busca da melhor solução em termos de custos e de aproveitamento do recurso hidráulico disponível. O fato do empreendimento estar localizado próximo a um centro de consumo favorece a sua interligação ao sistema CEMAT, o que possibilita a motorização da PCH até uma capacidade de 3000 kW, aproximadamente.

Optou-se pela operação da usina com um fator de capacidade elevado principalmente devido ao fato de se ter fixado um curto periodo de retorno para o investimento - em torno de doze anos -, a partir do início de operação da central.

#### 7.5.1.1 Considerações iniciais

A PCH São Judas Tadeu, enquadrada no segundo nível tecnológico, se encontra localizada no município de Santo Antonio do Leverger, Estado do Mato Grosso. Ela apresenta uma queda bruta de 287 metros, uma vazão firme de 1,0 metro cúbico por segundo e uma potência firme de 2250 kW, dividida em três grupos geradores. Ela deve ser comissionada por volta de 1995.

A PCH São Judas Tadeu foi concebida como uma unidade autônoma. As estruturas de apoio e manutenção foram localizadas próximas ao aproveitamento devido a dificuldades de acesso e transporte ao local. O

excedente - em relação ao consumo total - de energia gerada pela PCH São Judas Tadeu deve ser vendido a CEMAT - Centrais Elétricas do Mato Grosso - através de tarifas reais decrescentes, conforme determinado em lei.

### 7.5.1.2 A PCH São Judas Tadeu - Características Técnicas

A PCH São Judas Tadeu se localiza no Ribeirão Recreio, Estado do Mato Grosso, à 16°55' de latitude Sul e 57°10' de longitude oeste. Ela dista, aproximadamente, 45 km da cidade de Santo Antonio do Leverger.

Os solos da região são do tipo aluvião fluvial. A região a montante da queda é constituida de arenitos que apresentam camadas com maior e menor resistência. A área próxima à casa de máquinas se apresenta bastante estável, assim como a encosta por onde passará a tubulação. O material encontrado próximo à região do provável eixo da barragem é um arenito que apresenta camadas intercaladas.

Os estudos hidrológicos do local, devido à inexistência de dados anteriores ao estudo, foram baseados em medições efetuadas na região durante um período de cinco anos, dando-se especial atenção às épocas de cheias e de secas, observando-se que as vazões não apresentaram grandes variações. Obteve-se uma confirmação dos resultados alcançados atravéz de uma pesquisa de campo com o método de regionalização de vazões com 90% e 95% de permanência, utilizando dados das sub-bacias dos rios Tapajós e Madeira, fornecidos pelo DNAEE.

A capacidade a ser instalada na PCH, em função da altura de queda disponível, das perdas existentes e da vazão do local, foi calculada pelo modelo proposto neste capítulo, apresentando os resultados constantes na tabela 7.3.

As analises efetuadas para avaliação deste emprendimento foram do tipo economico-financeiras, não se levando em consideração as características do sistema de interconexão nem hipóteses de abastecimento por outras alternativas. A tarifa inicial de compra do excedente gerado foi obtido mediante negociação com a concessionária local.

A vazão de cheia máxima adotada foi 50 metros cúbicos por segundo. Este valor está coerente com o que vem sendo verificado ao longo dos anos para os rios desta região, onde se observa uma boa regularização natural.

A partir dos resultados fornecidos pelo modelo de pré-dimensionamento, selecionou-se o melhor arranjo básico para a usina, nesta etapa do seu projeto, compatível com estes resultados (figura 7.8, 7.9 e 7.10).

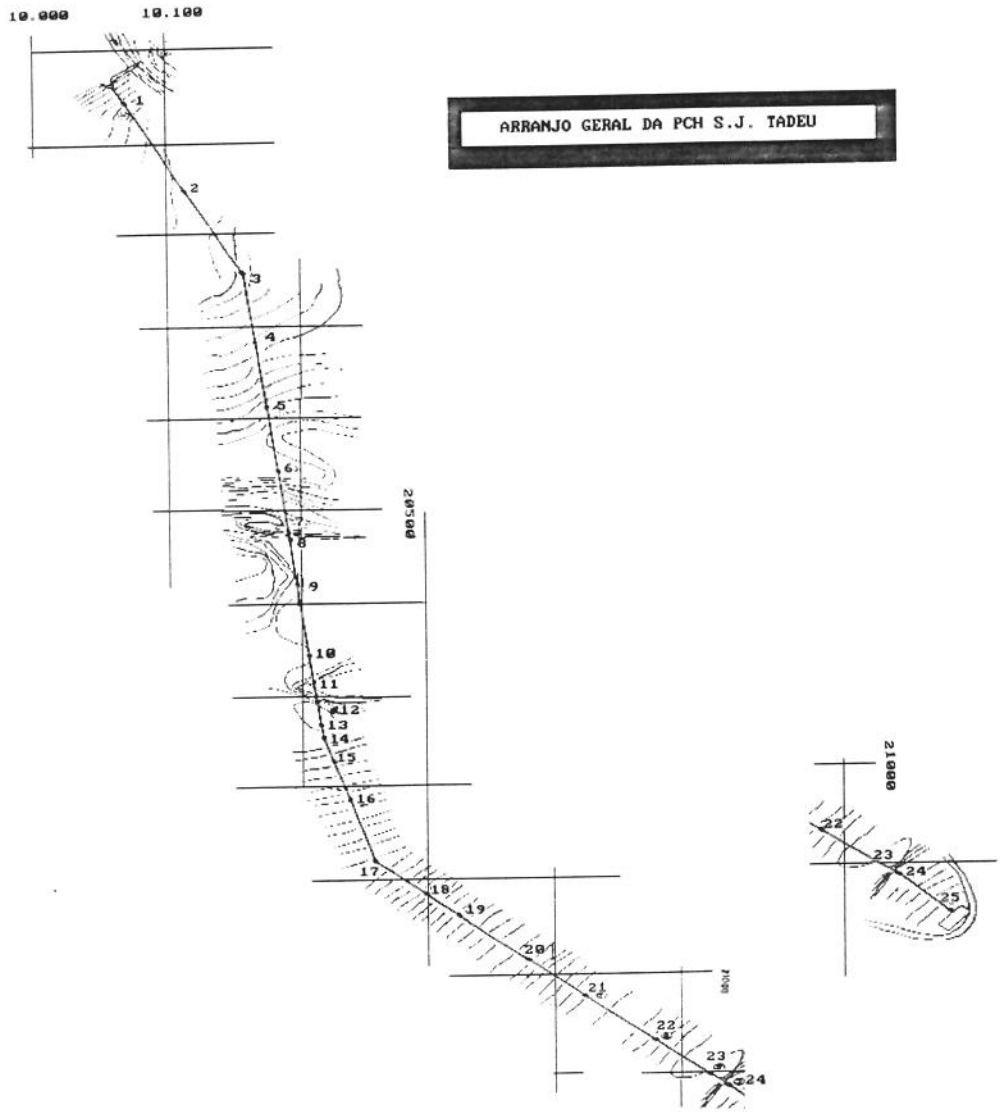
A tensão de transmissão adotada neste estudo foi de 34,5 kV. Esta escolha será reavaliada, com muito mais profundidade, no dimensionamento da usina.

Tabela 7.3 Resultados do pré-dimensionamento da PCH São Judas Tadeu, fornecidos pelo modelo proposto neste capítulo, para sistemas isolados

| | |
|---|---|
| Vazão de projeto | Qp = 1,50 [ $m^3/s$ ] |
| Altura da barragem | $H_b$ = 3,00 [ m ] |
| Queda Bruta | H = 287,00 [ m ] |
| Fator de capacidade | FC = 0,7 |
| capacidade instalada | PI = 3200 [ kW ] |
| número de unidades | N = 3 máquinas |
| Energia Gerada | EG = 19.620,00 [ kWh ] |
| Custo da PCH | C = 6.000.000,00 [US$] |

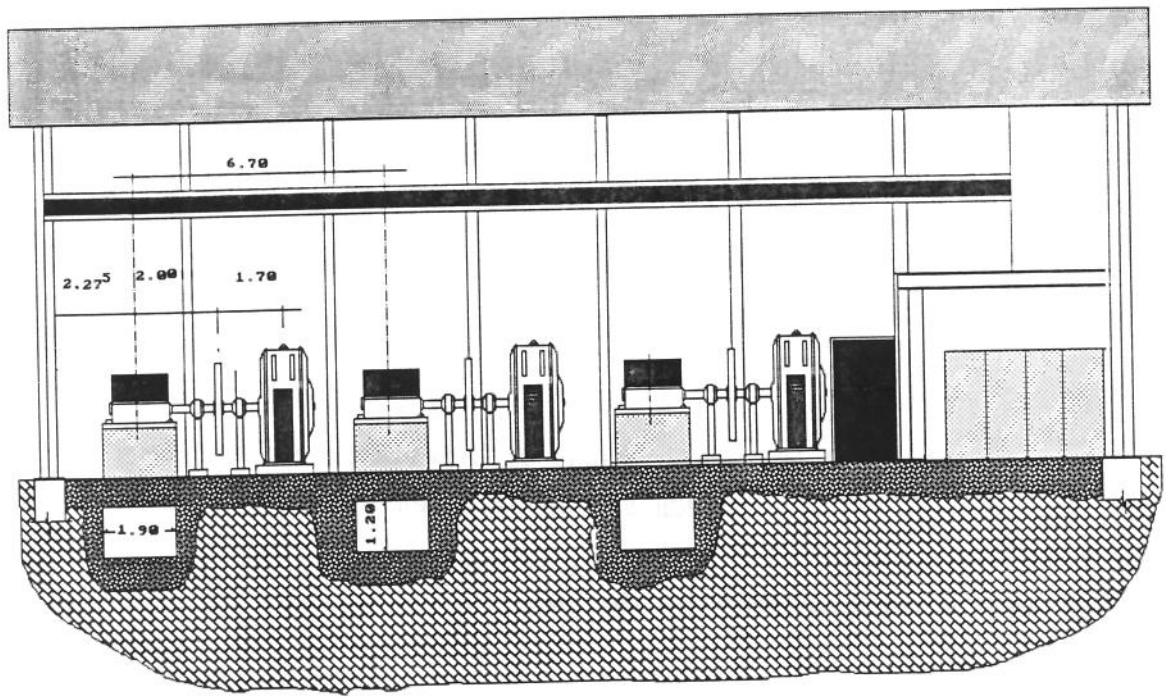
*Ref.: ( Fonte Projeto São Judas Tadeu )*

Os resultados aqui obtidos são, posteriormente, utilizados como dados de entrada no estagio de dimensionamento da PCH. Os trabalhos de pré-dimensionamento, se destinam a fornecer uma noção dos custos da usina, um esquema do seu arranjo básico, o número de unidades geradoras, bem como a distribuição preliminar dos equipamentos dentro da casa de máquinas.



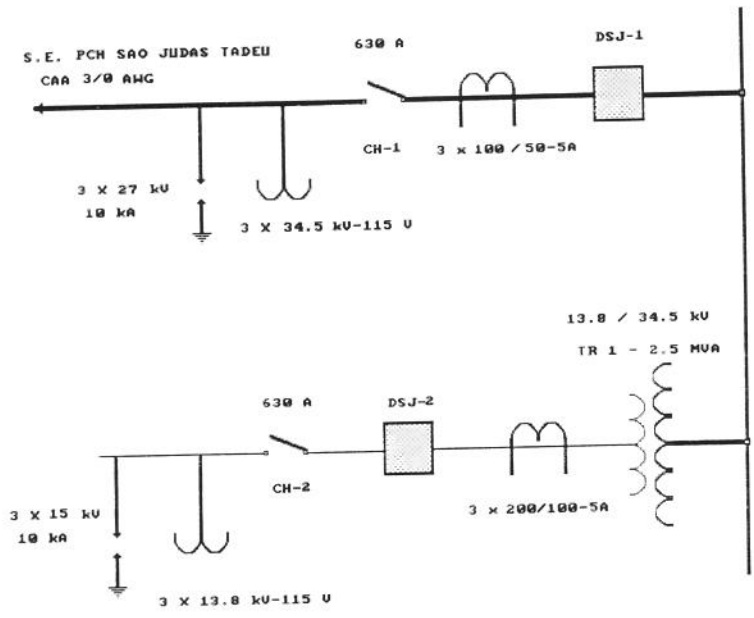

Ref.: ( Fonte Projeto São Judas Tadeu )

Figura 7.8 Arranjo básico proposto no pré-dimensionamento da PCH São Judas Tadeu




Ref.: ( Fonte Projeto São Judas Tadeu )

*Figura 7.9 Corte esquemático da Casa de Máquinas da PCH São Judas Tadeu*




*Ref.: ( Fonte Projeto São Judas Tadeu )*

*Figura 7.10 Configuração da subestação de Caeté - PCH São Judas Tadeu*

## 7.5.2 PCH's no Rio Paraiba do Sul

As PCH's do rio Paraiba do Sul aqui estudadas apresentam uma área de drenagem de aproximadamente 1436 $km^2$, com uma vazão específica de 14,93 $l/s.km^2$.

Estas usinas, se construidas, deverão operar integradas ao sistema elétrico da ELETROPAULO, possibilitando o uso múltiplo da água dos seus reservatórios, e complementarão o suprimento da ponta de carga na região, ajudando a regulação da tensão.

As unidades estudadas apresentam capacidades instaladas que variam de 10 a 43 MW e possuem nitidamente características de centrais de nível de tecnológico avançado. Estas usinas devem operar em princípio com turbinas do tipo bulbo ou tubulares. Está prevista a instalação de eclusas que funcionarão como vetores do desenvolvimento regional, permitindo a passagem de comboios de transporte fluvial.

### 7.5.2.1 Considerações iniciais

As PCH's do Rio Paraiba do Sul aqui estudadas se encontram localizadas no trecho entre as cabeceiras do Rio Paraiba do Sul - no Estado de São Paulo e a divisa com o Estado do Rio de Janeiro. Elas apresentam um desnível na cascata de 200 metros, com vazões médias que variam de 85 a 220 metros cúbicos por segundo. Os estudos efetuados contemplam uma análise conjunta dos aproveitamentos, colocando-se conforme proposto na seção 7.4.2, todas as alternativas na mesma base energética.

### 7.5.2.2 Características técnicas

As usinas estudadas no rio Paraiba do Sul e seus formadores são a fio d'agua; o curso d'gua escoará por entre diques de contenção, sepados por uma distância que varia de 500 a 800 metros. Com esta concepção, espera-se preservar as regiões ribeirinhas e varzeas contra inundações , de modo que o uso agricola e a correspondente irrigação sejamgarantidas, mesmo durante o período de seca. Devido às características da região, os diques servirão de proteção contra a invasão das margens tanto pela população carente quanto pelos portos de areia. Os arranjos especiais propostos levam em consideração a necessidade de se desapropriar a menor quantidade possível de terra, ao longo das marges do rio Paraiba, devido aos graves problemas sociais e políticos que adviriam destas ações.

Assim, por serem estas usinas de nível tecnológico avançado por se possuir um extenso banco de dados sobre elas e sua área de influência,elaborarou-se o seu orçamento de acordo com o Manual de Instruções para Estudos de Viabilidade de Usinas Hidrelétricas da ELETROBRÁS, tomando-se, no entanto, o cuidado de se corrigir os custos correspondentes através dos indices nacionais de variação de preço de insumos e equipamentos eletro-hidromecânicos. Todos os indices de custos foram referenciados a dezembro de 1992.

As principais características dos aproveitamentos envolvidos nestes estudos são apresentadas a seguir:

Tabela 7.4 Dados das PCH's do Rio Paraiba do Sul

| PCH | QUEDA BRUTA (m) | FATOR DE CAPAC. | POTÊNCIA (MW) INSTALADA | FIRME | ENERGIA GERADA $10^3$ MWH\ANO |
|---|---|---|---|---|---|
| GUARAREMA | 7,00 | 0,39 | 14,4 | 5,6 | 63.072,00 |
| JACAREI | 6,00 | 0,39 | 11,3 | 4,4 | 49.494,00 |
| SÃO JOSÉ | 5,00 | 0,39 | 9,4 | 3,7 | 41.172,00 |
| CAÇAPAVA | 8,00 | 0,39 | 20,7 | 8,0 | 90.666,00 |
| TREMENBÉ | 10,00 | 0,39 | 27,2 | 10,6 | 119.136,00 |
| APARECIDA | 7,00 | 0,39 | 21.1 | 8,2 | 92.418,00 |
| CACHOEIRA | 7,00 | 0,39 | 23,2 | 9,0 | 101.616,00 |
| CRUZEIRO | 7,00 | 0,39 | 25,0 | 9,7 | 109.500,00 |
| LAVRINHAS | 8,00 | 0,39 | 29,0 | 11,3 | 127.020,00 |
| DUTRA | 7,00 | 0,39 | 25,4 | 9.9 | 111,252,00 |
| GROTA FRIA | 12,00 | 0,39 | 43,5 | 16,9 | 190.530,00 |
| QUELUZ | 6,00 | 0,39 | 21,8 | 8,5 | 95.484,00 |

*Ref.: ( Fonte CESP-Estudos de Inventário do Rio Paraiba do Sul )*

Estas usinas, nas opções com e sem eclusas apresentaram os custos indicados na tabela 7.5.

Os custos marginais utilizados para valorar os benefícios das PCH's são referentes ao nível tarifário A2, que é o imediatamente superior à tensão de interligação das usinas de 69 kV. Nestes estudos de caso assumiuse que o sistema é capaz de absorver toda a energia fornecida pelas PCH's tensão de interligação de 69 kV. É importante que sejam, futuramente, desenvolvidos estudos complementares para verificar esta hipótese.

Os estudos de pré-dimensionamento de PCH's para sistemas interligados requerem um levantamento dos custos marginais por faixas de tensão por grupos tarifários - e por regional da empresa concessionária envolvida. Adotou-se, neste estudo de caso., uma simplificação, que consiste na adoção de uma correção percentual sobre os custos obtidos pelo GCPS da ELETROBRÁS

para sitemas interligados Sudeste/Centro-Oeste/Sul.

A primeira correção de custos efetuada admitiu como custo marginal o valor de 34 mills / kWh que indicou os resultados apresentados na tabela 7.3 a seguir.

Tabela 7.5 Custos diretos e equalizados das PCH's do Rio Paraiba do Sul tomando como base o custo marginal do sistema igual a 34 mills/kwh

| EIXO | CUSTO TOTAL DA PCH $10^3$ US$ | | CUSTO DA ENERGIA GERADA MILLS / US$ | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | CUSTO DIRETO | | CORRIGIDO | |
| | COM ECLUSA | SEM ECLUSA | COM ECLUSA | SEM ECLUSA | COM ECLUSA | SEM ECLUSA |
| GUARAREMA | 59.333,47 | 45.539,08 | 100 | 77 | 55,5 | 48,2 |
| JACAREI | 57.836,53 | 42.532,51 | 124 | 91 | 57,4 | 48,8 |
| SÃO JOSÉ | 53.007,24 | 39.089,33 | 137 | 101 | 56,2 | 48,5 |
| CAÇAPAVA | 89.598,93 | 76.094,95 | 105 | 89 | 67,8 | 60,2 |
| TREMENBÉ | 115.667,96 | 99.541,36 | 103 | 89 | 77,1 | 68,4 |
| APARECIDA | 98.787,85 | 86.379,20 | 114 | 99 | 72,8 | 65,5 |
| CACHOEIRA | 87.525,27 | 74.066,45 | 91 | 77 | 64,4 | 56,9 |
| CRUZEIRO | 73.849,76 | 59.489,52 | 72 | 58 | 57,3 | 49,2 |
| LAVRINHAS | 81.614,01 | 65.619,12 | 68 | 55 | 56,7 | 48,0 |
| DUTRA | 93.159,82 | 79.365,42 | 89 | 76 | 66,1 | 58,5 |
| GROTA FRIA | 101.459,82 | 86.024,24 | 57 | 48 | 57,0 | 48,0 |
| QUELUZ | 67.285,97 | 55.030,88 | 75 | 61 | 54,6 | 47,5 |

*Ref.: ( Fonte CESP-Estudos de Inventário do Rio Paraiba do Sul )*

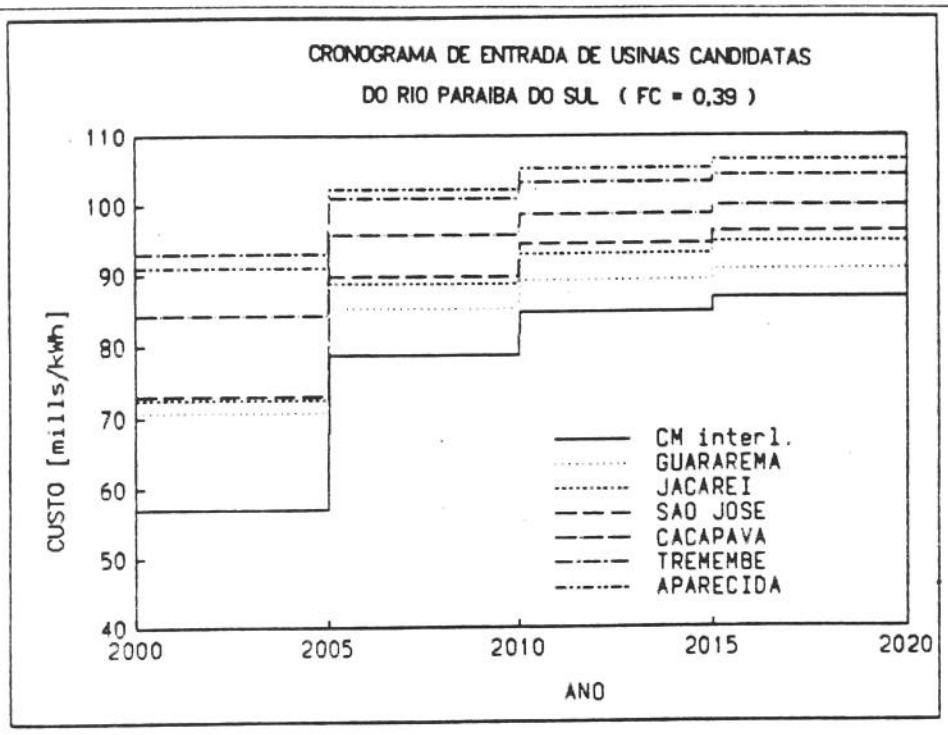
Para o caso de se adotar os custos marginais para os horizontes de 2000 à 2015, obten-se os resultados apresentados em 7.6.

Tabela 7.6 Custo da energia gerada para o horizonte de 2000 a 2015
Sistema ELETROPAULO, bacia do Rio Paraiba do Sul

| EIXO | CUSTO DA ENERGIA GERADA MILLS / kWh | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | CUSTO DA ENERG GERADA | CUSTOS MARGINAIS DE ENERGIA PARA GERAÇÃO E NÍVEL $A_2$ | | | |
| | | 2000 (57,02) | 2005 (78,74) | 2010 (84,68) | 2015 (86,93) |
| | DIRETO | Corrigido A2 | Corrigido A2 | Corrigido A2 | Corrigido A2 |
| GUARAREMA | 77 | 70,94 | 85,46 | 89,43 | 90,94 |
| JACAREI | 91 | 72,64 | 88,71 | 93,10 | 94,77 |
| SÃO JOSÉ | 101 | 72,97 | 89,94 | 94,58 | 96,33 |
| CACAPAVA | 89 | 84,21 | 95,65 | 98,77 | 99,96 |
| TREMENBÉ | 89 | 93,04 | 101,14 | 103,35 | 104,19 |
| APARECIDA | 99 | 91,13 | 102,31 | 105,37 | 106,52 |
| CACHOEIRA | 77 | 79,39 | 89,54 | 92,32 | 93,37 |
| CRUZEIRO | 58 | 67,10 | 76,36 | 78,89 | 79,85 |
| LAVRINHAS | 55 | 66,19 | 73,38 | 75,35 | 76,10 |
| DUTRA | 76 | 80,87 | 89,87 | 92,33 | 93,26 |
| GROTA FRIA | 48 | 61,73 | 61,73 | 61,73 | 61,73 |
| QUELUZ | 61 | 67,80 | 78,59 | 81,54 | 82,66 |

*Ref.: ( Fonte própria )*

Comparando-se os custos unitários de geração destas PCH's sem as eclusas com os custos marginais de expansão da geração no sistema interligado Sul / Sudeste / Centro Oeste - custos marginais do "Plano Decenal de Geração", até 2004, e custos marginais de Dimensionamento do "Plano 2015" após 2004 -, para a hipótese da interligação ser efetuada no nível $A_2$, obtem-se o comportamento apresentado na figura 7.11.



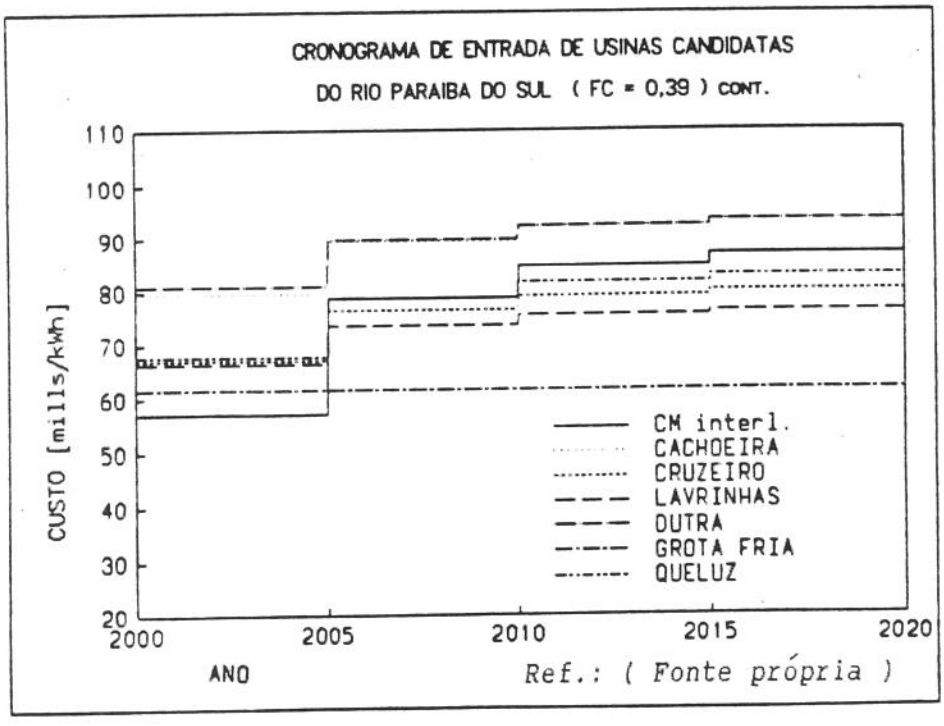




*Figura 7.11 Cronograma de instalação das usinas do Rio Paraiba do SUL considerando os custos marginais do nível* $A_2$.

Pela análise da figura 7.11 verifica-se que apenas a usina de Grota Fria deve entrar no sistena a partir do ano 2000, Lavrinhas e Cruzeiro devem entrar a partir de 2005 e Queluz a partir de 2010.

A seguir, estudou-se possíveis reduções de custo de duas destas centrais - a de TREMEMBÉ e a de GROTA FRIA, empregando-se níveistecnológicos intermediários. A escolha destas centrais se deveu, principalmente, ao fato das suas
alturas de queda serem as maiores disponíveis em todas as alternativas existentes. A principal modificação consistiu na troca das turbinas axiais originalmente previstas por turbinas do tipo Francis de rotor duplo.

Aplicando-se o modelo proposto neste capítulo a estas duas usinas e mantendo-se a configuração geral das principais obras civis
, obteve-se os resultados apresentados nas tabelas 7.7
e 7.8.

Tabela 7.7 Resultado da aplicação do modelo de pré-dimensionamento à PCH TREMEMBÉ, com as simplificações propostas.

| | |
|---|---|
| Vazão de projeto | Qp = 300 [ $m^3/s$ ] |
| Altura da barragem | $H_b$ = 14,00 [ m ] |
| Queda Bruta | H = 10,00 [ m ] |
| Vazão unitária | $Q_u$ = 25,00 [ $m^3/s$ ] |
| Velocidade especifica | $N_s$ = 336 RPM |
| Tipo de máquina | Francis Dupla aspiração |
| Potencia unitaria | $P_u$ = 2.000 [ kW ] |
| Fator de capacidade | FC = 0.5 |
| Potência instalada | PI = 24.000 [ kW ] |
| número de unidades | N = 12 máquinas |
| Energia Gerada | EG = 105.120.000 [ kWh ] |
| Custo da PCH | C = 82.028.400 [us$] |
| Custo da energia gerada | CEG= 78 [ mills/kWh ] |
| Custo unitário | $C_u$ = 3420 [ US$/Kw ] |

*Ref.: ( Fonte própria)*

Tabela 7.8 Resultado da aplicação do modelo de pré-dimensionamento à PCH GROTA FRIA, com as simplificações propostas.

| | |
|---|---|
| Vazão de projeto | Qp = 432 [ $m^3/s$ ] |
| Altura da barragem | $H_b$ = 14,00 [ m ] |
| Queda Bruta | H = 12,00 [ m ] |
| Vazão unitária | $Q_u$ = 27,00 [ $m^3/s$ ] |
| Velocidade especifica | $N_s$ = 360 RPM |
| Tipo de máquina | Francis Dupla aspiração |
| Potencia unitaria | $P_u$ = 2.000 [ kW ] |
| Fator de capacidade | FC = 0.5 |
| Potência instalada | PI = 40.000 [ kW ] |
| número de unidades | N = 20 máquinas |
| Energia Gerada | EG = 175.200.000 [ kWh ] |
| Custo da PCH | C = 75.380.000 [us$] |
| Custo da energia gerada | CEG= 43 [ mills/kWh ] |
| Custo unitário | $C_u$ = 3420 [ US$/kW ] |

*Ref.: ( Fonte própria)*

As modificações propostas "adiantaram" a instalação das usinas devido à redução obtida nos seus custos. É importante frizar que a utilização de máquinas do tipo Francis, nestas instalações, implicará em rendimentos mais baixos e em problemas de ordem operacional. Deve-se, portanto, aprofundar os estudos de modo a se obter mais detalhes sobre as modificações propostas e, assim, se conseguir dados mais precisos sobre estas alternativas.

É usual em todo o mundo se fazer uma compatibilização entre a geração hidrelétrica e os demais usos multiplos da água dos reservatórios principalmente em centrais de baixa queda. Desta forma os custos comuns dos reservatórios são repartidos entre os seus diversos usuários, o que leva a um custo da instalação hidrelétrica compatível com os preços praticados no mercado de energia elétrica. Logo, os custos oriundos da construção de

diques, da preservação de áreas ribeirinhas, e demais obras de apoio, são rateados entre os diversos segmentos da usuários. Os efeitos negativos oriundos da construção de usinas hidrelétricas também são ao menos parcialmente compensados pelos benefícios, locais, oriundos destes usos múltiplos da água dos reservatórios das usinas.

# C A P Í T U L O 8

# DIMENSIONAMENTO DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

"As coisas uma vez bem conhecidas dão
luz para outras conhecidas serem".
Lucrécio. 94-53 AC

Qualquer atividade humana implica em um constante estudo de procedimentos e normas destinados a reduzir os esforços e, conseqüentemente, os custos desta atividade. A evolução das técnicas de engenharia, a partir do simples lascar o "silex" até a moderna indústria bio-médica, sempre foi precedida de estudos e de planejamento que visavam, mesmo que a princípio de forma intuitiva, a melhor forma de fazer, com o menor esforço possível. O dimensionamento de uma obra de engenharia é uma tarefa que se destina a fornecer subsídios que permitam aos executores da obra uma perfeita visão de como a mesma vai ser implementada. Assim, espera-se que o dimensionamento supra as dúvidas relativas aos diversos estágios do trabalho, permitindo um melhor rendimento das tarefas e um perfeito conhecimento dos passos a serem adotados, de forma que se tenha os custos e prazos de execução da obra, mesmo antes dela ter sido iniciada. Em uma pequena central hidrelétrica, o nível de detalhamento é, evidentemente, menor que em usinas de médio e grande portes. Entretanto, não se deve negligenciar esta etapa, uma vez que os custos adicionais provocados por projetos mal dimensionados são, comumente, muito maiores que o custo de um projeto bem feito.

## 8.1 Introdução

O dimensionamento de uma PCH é em geral[68], a etapa final do planejamento para a implantação da central. Na etapa anterior, no pré-dimensionamento são, definidos de uma forma preliminar, os parametros básicos da central, tais como a capcacidade instalada, o tipo do arranjo básico a ser adotado, o número e tipo de turbinas, a tensão de transmissão, etc. No dimensionamento, recalcula-se tais parâmetros com maior precisão e realiza-se o detalhamento da central, de modo a otimizar a sua construção.

---

[68] Algumas vezes, para PCH's de certo porte e complexidade, realiza-se um projeto executivo .

Inicialmente, neste capítulo, comenta-se a atual classificação "oficial" das PCH's no país. A seguir propõe-se uma nova classificação para estas usinas, segundo a altura de queda e o nível tecnológico da central. Esta nova classificação se adequa melhor às grandes disparidades regionais existentes no País, e às suas condições de suprimento de energia elétrica conseqüentemente bastante diferenciadas.

Discute-se, a seguir, algumas características de projeto e de implantação de PCH's de baixa queda, que tendem a ocupar um espaço crescente no cenário nacional.

Nos estudos energéticos finais deste estágio de dimensionamento aprofunda-se e detalha-se a análise da função degeração da PCH, do efeito do deplecionamento do seu reservatório e do número "ótimo" de máquinas da usina.

As observações e sugestões referentes aos estudos econômicos e financeiros da central, juntamente com a análise do dimensionamento final da obra, visando a emissão dos documentos básicos de licitação, completam as contribuições metodológicas deste capítulo.

Finalmente, são apresentados dois estudos de caso de dimensionamento de PCH's. O primeiro refere-se ao dimensionamento de uma usina que emprega tecnologia intermediária- a PCH São Judas Tadeu -, onde a configuração obtida no pré-dimensionamento, desenvolvido no capítulo 7, é utilizada como ponto de partida para se chegar a um formato final, otimizado e adaptado às necessidades regionais. O segundo exemplo de dimensionamento de PCH's refere-se a usinas nível de tecnológico avançado no Rio Paraiba do Sul e, também, utiliza, como dados iniciais, os resultados do modelo de pré-dimensionamento apresentado no capitulo 7.

## 8.2 CLASSIFICAÇÃO DAS PCH'S SEGUNDO A ALTURA DE QUEDA E O NIVEL TECNOLÓGICO

A definição de pequena central hidrelétrica - PCH - foi oficializada a partir da Portaria 109/82, de 24 de novembro de 1982, do DNAEE, órgão responsável pela aplicação da legislação relativa à energia elétrica no Brasil. As faixas altura de queda adotadas foram as mesmas consideradas pela Organização Latino Americana de Energia-OLADE, já para a capacidade instalada das centrais adotou-se o dobro das faixas definidas pela OLADE. Esta classificação é apresentada a seguir, na tabela 8.1.

Tabela 8.1 Classificação das usinas segundo o Manual de PCH's

| CLASSIFICAÇÃO | CAPACIDADE INSTALADA ( kW ) | QUEDA DE PROJETO ( METRO ) | | |
|---|---|---|---|---|
| | | BAIXA | MEDIA | ALTA |
| MICRO CENTRAIS HIDRELÉTRICAS | ATÉ 100 | MENOS DE 15 | 15 A 50 | MAIS DE 50 |
| MINI CENTRAIS HIDRELÉTRICAS | 100 A 1.000 | MENOS DE 20 | 20 A 100 | MAIS DE 100 |
| PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS | 1.000 A 10.000 | MENOS DE 25 | 20 A 130 | MAIS DE 130 |

*Ref.: ( Fonte ELETROBRÁS )*

Seguindo-se esta classificação, da ELETROBRÁS/DNAEE (1982), pode-se encontrar uma central de pequeno porte cuja denominação não condiz com as reais características das suas estruturas civis e equipamentos eletromecânicos.

Propõe-se, então, conforme discutido no capítulo 2, uma classificação que leve em conta os diversos níveis tecnológicos que se pode encontrar para estas centrais. Nesta nova classificação se admite como PCH's aquelas usinas com limite superior de capacidade instalada igual a 30 MW, devido ao fato destas terem sido excluidas dos levantamentos de potencial hidrelétrico do Plano "2010" e "2015" da ELETROBRÁS. A tabela 8.2 apresenta a classificação proposta.

Tabela 8.2 Proposta de uma nova classificação das PCH's no Brasil

| CAPACIDADE INSTALADA ( kW ) | NÍVEL TECNO-LÓGICO | CLASSIFICAÇÃO DAS PCH´s | | |
|---|---|---|---|---|
| ATÉ 100 | TECNOLOGIA RUDIMENTAR ( T.R) | MICRO CENTRAL HIDRELÉTRICA DE TECNOLOGIA RUDIMENTAR | | |
| | | QUEDA (BAIXA) | (MEDIA) | (ALTA) |
| | | MENOS DE 15 ( M ) | 15 A 50 ( M ) | MAIS DE 50 ( M ) |
| | TECNOLO-GIA INTERME-DIÁRIA ( T.I) | MICRO CENTRAL HIDRELÉTRICA DE TECNOLOGIA INTERMEDIÁRIA | | |
| | | QUEDA (BAIXA) | (MEDIA) | (ALTA) |
| | | MENOS DE 15 ( M ) | 15 A 50 ( M ) | MAIS DE 50 ( M ) |
| DE 100 À 1.000 | TECNOLO-GIA INTERME-DIÁRIA ( T.I ) | MINI CENTRAL HIDRELÉTRICA DE TECNOLOGIA INTERMEDIÁRIA | | |
| | | QUEDA (BAIXA) | (MEDIA) | (ALTA) |
| | | MENOS DE 20 ( M ) | 20 A 100 ( M ) | MAIS DE 100 ( M ) |
| | TECNOLO-GIA AVANÇA-DA ( T.A ) | MINI CENTRAL HIDRELÉTRICA DE TECNOLOGIA AVANCADA | | |
| | | QUEDA (BAIXA) | (MEDIA) | (ALTA) |
| | | MENOS DE 20 ( M ) | 20 A 100 ( M ) | MAIS DE 100 ( M ) |
| DE 1.000 À 30.000 | TECNOLO-GIA INTERME-DIÁRIA ( T.I ) | PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA DE TECNOLOGIA INTERMEDIÁRIA | | |
| | | QUEDA (BAIXA) | (MEDIA) | (ALTA) |
| | | MENOS DE 25 ( M ) | 25 A 130 ( M ) | MAIS DE 130 ( M ) |
| | TECNOLO-GIA AVANÇA-DA ( T.A ) | PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA DE TECNOLOGIA AVANÇADA | | |
| | | QUEDA (BAIXA) | (MEDIA) | (ALTA) |
| | | MENOS DE 25 ( M ) | 25 A 130 ( M ) | MAIS DE 130 ( M ) |

*Ref.: ( Fonte Própria )*

## 8.3 PCH'S DE BAIXA QUEDA

### 8.3.1 INTRODUÇÃO

A utilização de turbinas axiais em pequenas centrais hidrelétricas no Brasil, tem encontrado obstáculos, que via de regra não são comuns em outros países, pois, se de um lado se tem uma razoável capacidade de produção de tecnologia hidrelétrica no país, por outro se convive com uma grande dependência no que diz respeito ao desenvolvimento de máquinas hidráulicas, uma vez que os grandes aproveitamentos hidrelétricos sempre contemplaram a compra de máquinas desenvolvidas por empresas multinacionais, que não transferiram o "*know-how*" de projetos para o parque nacional, apesar de terem instalado plantas manufatureiras no pais. Apesar do grande esforço desenvolvido por diversos grupos de pesquisa espalhados pelo país, ainda não se possui um fabricante nacional com capacidade de produzir turbinas axiais. Este fato provavelmente se dá devido à atual recessão vivida pelo país e a falta de interesse por parte do empresariado nacional em diversificar a oferta de produtos. Assim, a indústria nacional, neste setor, mais uma vez, está perdendo a oportunidade de se capacitar para um provável período de desenvolvimento, no qual ela poderia participar ativamente e concorrer em condições bastante vantajosas, uma vez que os principais insumos para a produção de equipamentos são, no Brasil, de baixo custo e, portanto, resultam em um produto teoricamente mais barato.

Por outro lado, deve-se ter em mente que os principais potenciais próximos aos centros de consumo no país já foram explorados, restando apenas aqueles de baixa queda e próprios para a aplicação de máquinas axiais.

### 8.3.2 AS TURBINAS AXIAIS E SUAS PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS

As turbinas axiais mais indicadas para aplicação em PCH's no Brasil, atualmente, são as do tipo "bulbo" que possuem um grande mercado na região SUL-SUDESTE e nos entornos de cidades de médio porte no interior do Brasil, principalmente aquelas localizadas nos estados do Mato Grosso, Roraima, Rondonia e Tocantins.

As turbinas do tipo bulbo permitem uma razoável economia nas obras

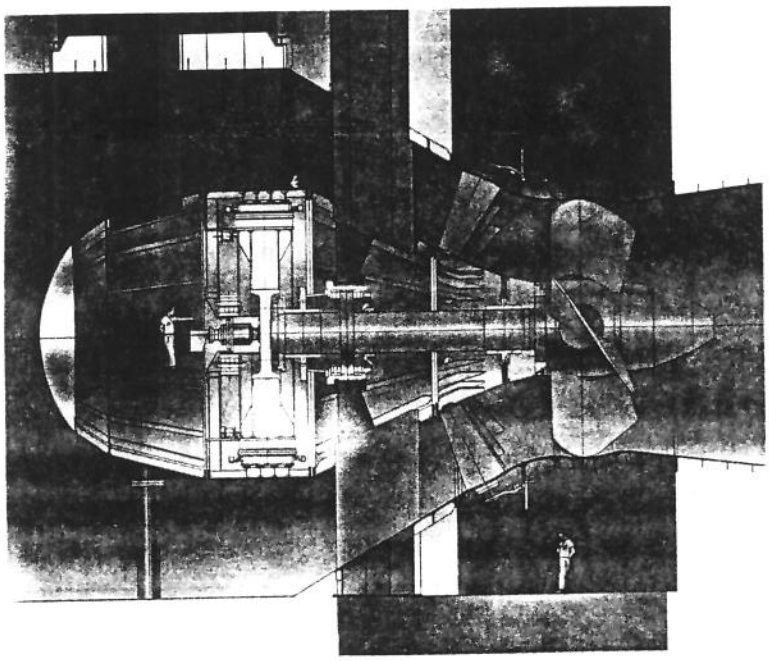
civis necessárias à sua implantação comparando-se com as turbinas Kaplan convencionais. Entretanto, a sua característica mais marcante diz respeito à faixa de quedas em que elas podem atuar, o que abre uma boa perspectiva para centrais mais próximas dos centros de carga.

Os principais parâmetros para a seleção de uma turbina axial são a capacidade da unidade, a rotação nominal, o diâmetro do rotor, a rotação de disparo, o diâmetro do bulbo e o perfil hidráulico do bulbo. Pelo fato do gerador estar acondicionado dentro de um bulbo selado, este tipo de grupo gerador apresenta uma série de inconvenientes relativos ao problema de refrigeração. Atualmente, existe uma tendência de se construir este tipo de equipamento com acesso por dois poços de visita, o que tem facilitado, inclusive, a sua manutenção com o equipamento em operação. Um dos problemas deste tipo de equipamento é que, devido às suas características, o mesmo tem um pequeno momento de inércia e, assim, não possui condições de estabilidade para a regularização de velocidade. O problema de se reduzir o diâmetro do bulbo e ao mesmo tempo se aumentar a capacidade do gerador tem levado a soluções que, muitas vezes, implicam em geradores muito longos, que apresentam dificuldades para a sua refrigeração.

A transferência dos esforços para a estrutura da casa de força é feita atravéz de mancais e de suportes localizados abaixo do gerador e da turbina. A determinação destes esfoços é de vital importância, uma vez que eles é que vão determinar os carregamentos nas regiões de contato do grupo gerador com o restante da estrutura.

A figura 8.1 apresenta um exemplo de ancoragem deste tipo de turbina à estrutura da casa de força.

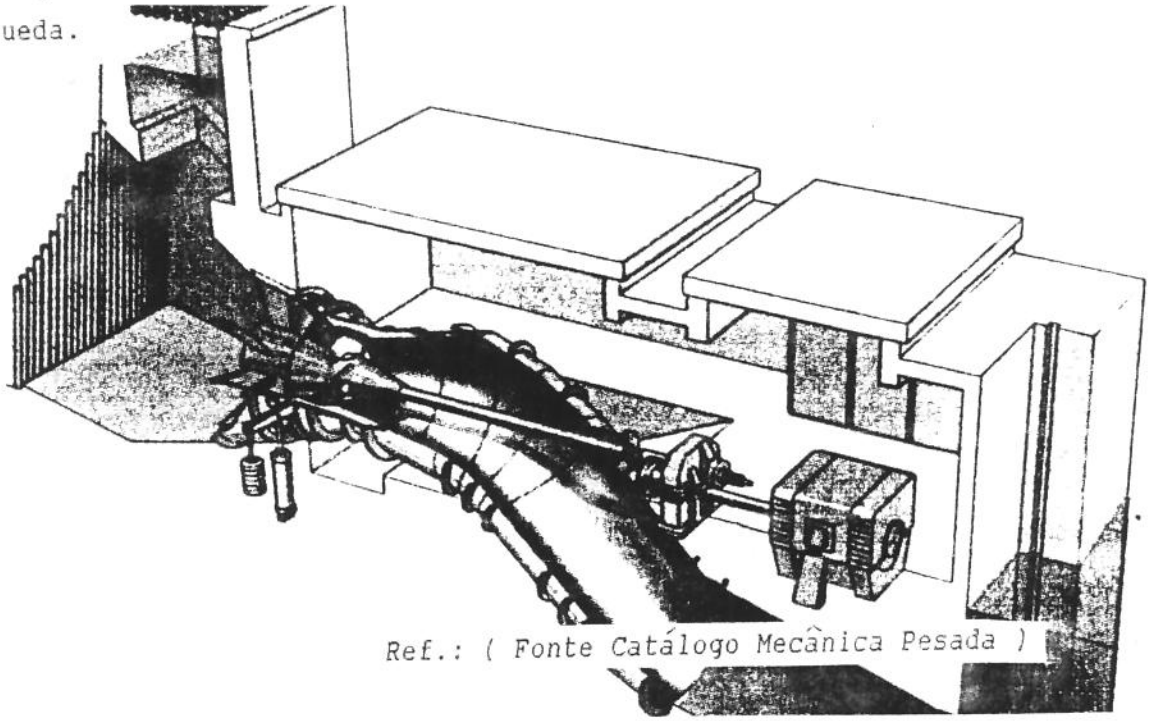
Um outro tipo bastante usado de turbina axial é a "tubular" que apresenta como vantagem o fato do gerador se localizar fora do caminho do fluxo d'água, o que não requer, consequentemente, um sistema de vedação do tipo bulbo. Esta turbina tem apresentado bons resultados, sobretudo devido ao fato do gerador, além de ter problemas menores de refrigeração, poder ser montado em um espaço maior, o que facilita bastante os trabalhos de manutenção do equipamento.



Ref.: ( Fonte Catálogo Mecânica Pesada )

*Figura 8.1 Grupo turbina-gerador ancorado a dois suportes, abaixo do grupo*

A figura 8.2 ilustra uma turbina tubular bastante comum em usinas de baixa queda.



Ref.: ( Fonte Catálogo Mecânica Pesada )

*Figura 8.2 Grupo tubular típico*

### 8.3.3 ARRANJO BÁSICO PARA PCH's DE BAIXA QUEDA

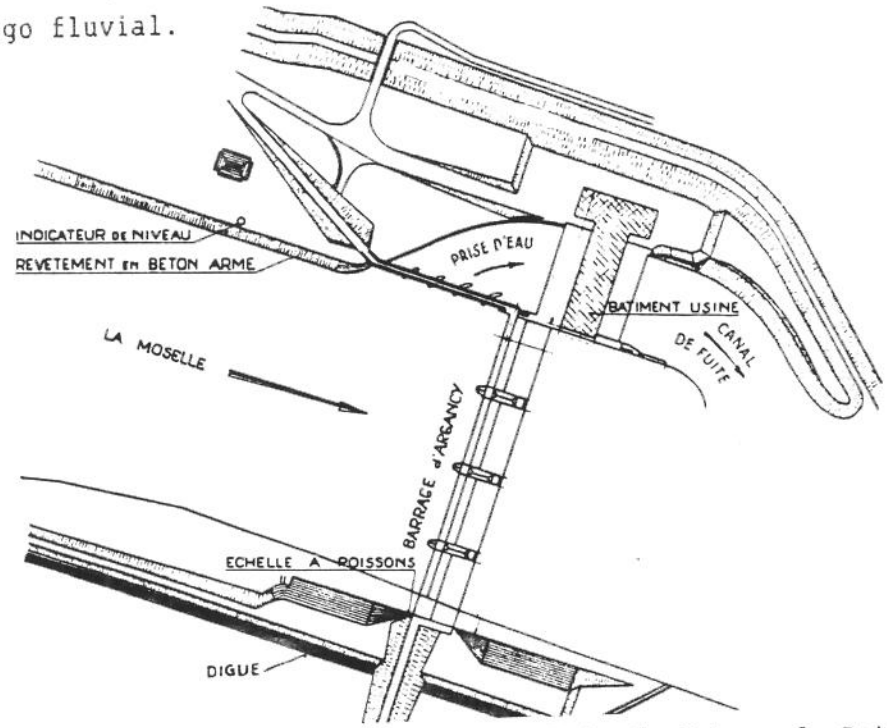
As centrais de baixa queda se localizam em regiões que possuem um pequeno desnível topográfico e por este fato apresentam o problema de inundação de áreas extensas quando da implantação de barragens, mesmo que as referidas estruturas apresentem uma pequena altura de coroamento. Devido a isto, é comum se adotar uma série de medidas, no projeto da central, de modo a se evitar a inundação de áreas extensas e de alto valor comercial, o que acarretaria custos sociais e econômicos dificilmente sustentáveis por um empreendimento deste porte. Assim o estudo do volume ideal de acumulação do reservatório e a definição da capacidade instalada ótima, bem como o número ótimo de unidades geradoras são fundamentais para a definição do arranjo da PCH.

O fato da usina estudada possuir uma limitação de área ocupada em sí não é uma novidade, pois a grande maioria dos atuais aproveitamentos hidrelétricos tem esta limitação. Entretanto devido à pequena queda existente, para se obter maiores potências é necessário se trabalhar com vazões elevadas e portanto com rios mais caudalosos. Este fato implica em estruturas e obras civis de porte significativamente maior do que no caso de PCH's de alta ou média quedas de mesma capacidade; consequentemente, resulta um custo de implantação maior.

A instalação deste tipo de central deve, portanto, ser acompanhada de um extenso trabalho de pesquisa regional, visando, principalmente, a identificação de possíveis parcerias, de modo que a PCH se torne um vetor de novas atividades e que o uso múltiplo da água do reservatório seja um fator de atratividade para as populações locais.

Assim, é necessário que em, determinadas situações, se proceda ao endicamento lateral do reservatório, de modo a se evitar a inundação de extensas áreas. Este endicamento pode ser aproveitado para a irrigação de áreas laterais ao reservatório, utilizando-se apenas o desnível existente entre o nível de montante do lago formado e a região localizada ao pé do endicamento. A figura 8.3 apresenta um exemplo deste tipo de arranjo básico. A grande diferença existente entre os arranjos básicos de centrais de baixa queda e de média ou alta queda se dá devido ao fato que, no primeiro caso, a casa de máquinas se localiza junto ao corpo da barragem e que o sistema de extravazão é bastante complexo, necessitando de um

conjunto de comportas relativamente caras e, na maioria das vezes, de eclusas; no segundo caso a estrutura da casa de máquinas se localiza, via de regra, bastante afastada do corpo principal da barragem e o sistema de extravazão normalmente usado é de superfície, com lâminas d'água, em geral inferiores a 1 metro. Ainda no caso de centrais de média e alta queda, não se tem que se preocupar com o problema de eclusas no rio, pois, neste caso, as vazões são significativamente menores e os rios apresentam características de desnível topográfico que não os tornam navegáveis e, portanto, a construção da barragem não implica na interrupção de um possível tráfego fluvial.




*Ref.: ( Fonte Varlet, H. Usines de Retume, Usines de Plaine. Eyrolles 1966 )*

*Figura 8.3 Exemplo de arranjo básico para uma PCH de baixa queda*

Analisando-se este tipo de central sob o enfoque da sua composição de custos, constata-se que o volume de obras civis alcança valores mais significativos que nas usinas de média e alta queda, correspondendo muitas vezes a dois terços ou mais do total do empreendimento. Por outro lado, como PCH' de baixa queda podem se localizar próximas aos centros de consumo, resultam reduções de custo oriunas da não existência de longos sistemas de transmissão.

## 8.4 ESTUDOS HIDRENERGÉTICOS FINAIS

Para se identificar o ponto ótimo de motorização de uma PCH, nos estudos de dimensionamento, deve-se determinar a sua função de geração. Esta função depende da vazão turbinada, Q, da altura de queda bruta, hb, das perdas de carga na adução e restituição d'água ao rio, hp, e do rendimento do grupo gerador da usina, $\eta$.

O efeito do deplecionamento do reservatório também deve ser contabilizado nos estudos dedimensionamento da PCH, de modo a se estimar a perda de geração devido à diminuição da altura de queda disponível. Não são considerados, aqui, os casos de centrais com sistema de adução de baixa pressão em canal aberto, devido ao fato deste tipo de arranjo apresentar problemas de manutenção e operação[69], principalmente durante o periodo de alta pluviometria.

O dimensionamento de uma PCH requer uma determinação preliminar da capacidade da usina, nos estudos de pré-dimensionamento, o que propicia um cálculo inicial das dimensões básicas da central e do número de máquinas a ser instalado. Em uma etapa posterior, ainda no estágio de pré-dimensionamento, refina-se estes resultados para a melhor configuração obtida anteriormente. Como última etapa já no estágio de dimensionamento, se procede ao projeto das estruturas e especificação dos equipamentos, quando se tem uma boa noção dos custos envolvidos e, assim, se pode definir qual a melhor opção de investimento[70].

### 8.4.1 FUNÇÃO DE GERAÇÃO

Os estudos hidrenergéticos finais são desenvolvidos procurando-se dar um enfoque mais preciso do que na etapa anterior - de pré-dimensionamento - de

---

[69] Os canais de adução não admitem grandes variações no nível d'água do reservatório e exigem um constante serviço de inspeção, com o intuito de se manter os orgãos de admissão livres de entulhos e demais detritos.

[70] Pode-se optar, por exemplo, pela geração termelétrica local ou pela construção de uma linha de transmissão, a partir do sistema interligado mais próximo.

forma que se possa o melhor conhecimento possível da energia gerada e da forma de operação da usina como um todo.

A potência gerada em uma PCH é expressa pela sua função de geração, representada pela equação 8.1:

$$P = 9,81 * \eta * h_{liq.} * Q \qquad (8.1)$$

onde:

$\eta$ = rendimento do grupo gerador[71];

$h_{liq}$ = altura de queda líquida em m ( $h_{liq} = hb - hp$ ); e

$Q$ = vazão turbinada em $m^3/s$ .

O produto dos três primeiros fatores da equação ( 8.1 ) se denomina "produtividade média" da central.

A perda de carga nas tubulações, hp, é um fator que depende diretamente da vazão aduzida, do diametro da tubulação e do coeficiente de rugosidade do tubo. Assim, em usinas de baixa queda, normalmente, se tem uma grande vazão aduzida e, consequentemente, uma tubulação de adução de grande diâmetro, o que indica uma pequena perda de carga; já no caso de centrais de alta queda, tem uma perda de carga mais elevada, uma vez que o diâmetro da tubulação é, via de regra, menor e a extensão da mesma alcança valores elevados.

Esta perda de carga pode ser calculada de diversas formas. O mais usual é se utilizar a formula de Hazen-Williams ( 8.2 ) ou a de Darcy-Weissback ( 8.3 )

$$hp = 10,641 \cdot Q^{1,85} \cdot C^{-1,85} \cdot D^{-4,87} \cdot L \qquad (8.2)$$

$$hp = f \cdot \frac{8 \cdot Q^2 \cdot L}{g \cdot \Pi \cdot D^2} \qquad (8.3)$$

onde:

C = coeficiente de perda de carga ( Netto, 1970);

D = diametro da tubulação, em m;

---

71 Produto do rendimento da turbina pelo rendimento do gerador elétrico.

L = extensão da tubulação, em m; e
f = fator de atrito do material.

A vazão total disponível no rio $Q_{disp.}$ é a soma da vazão turbinada, $Q_{turb.}$, e da vazão vertida, $Q_{vert.}$, pela usina:

$$Q_{total} = Q + Q_{vert.} \qquad (8.4)$$

## 8.4.2 EFEITO DO DEPLECIONAMENTO DO RESERVATÓRIO

O efeito do deplecionamento do reservatório, em termos de diminuição da capacidade de geração, pode ser bastante significativo em centrais de baixa queda. Logo, propõe-se, aqui, duas alternativas para a contabilização da produtividade da usina. No primeiro caso, para as centrais alta queda, trabalha-se com uma produtividade média, calculada em função da altura de queda média da central enquanto que, no segundo caso, para as centrais de média e baixa queda, considerar-se a variação do nível do reservatório no o cálculo da produtividade da usina. O divisor de águas entre as duas situações pode ser adotado como sendo igual ao valor admitido para as perdas de carga em tubulações, que de acordo com o Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas ( ELETROBRÁS, 1982 ), é de 3% para centrais de baixa e média quedas.

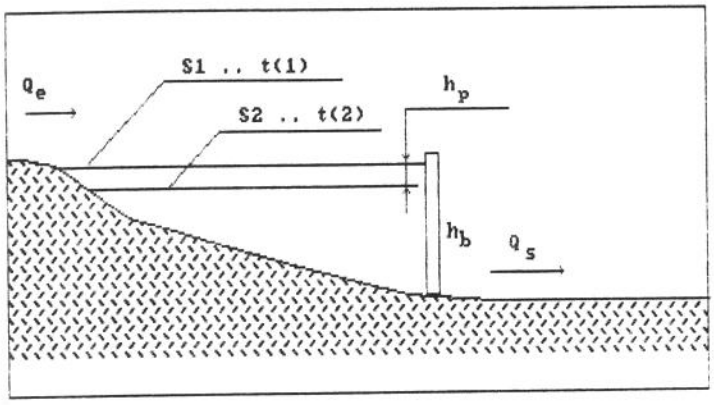
O deplecionamento máximo do reservatório, $\Delta_{depl.}$, como uma fração da altura de queda mínima pode ser calculado com o auxilio da equação ( 8.5 ).

$$\Delta_{depl.} = \frac{( h_{max.mont.} - h_{jus.} )}{( h_{min.mont.} - h_{jus.} )} - 1 \qquad (8.5)$$

onde:

$h_{max.mont.}$ = cota do nível d'água máximo no reservatório, em m ;
$h_{jus.}$ = cota do nível d'água médio de jusante da usina, em m; e
$h_{mim.mont.}$ = cota do nível d'água mínimo de no reservatório, em m.

A equação ( 8.6 ) incorpora o efeito de um deplecionamento genérico, $\Delta h$, na função de geração da PCH ( figura 8.4 ).




*Ref.: ( Fonte Própria )*

Figura 8.4 Representação esquemática de reservatório de uma UHE

$$P = 9{,}81 \cdot \eta \cdot Q \cdot [\, h_b - t.[\frac{Q_S - Q_E}{S1 - S2}\,] - h_p \,] \qquad (8.6)$$

onde:

t = tempo de esvaziamento do reservatório, em s;
Qs = Vazão que sai do reservatório, em $m^3/s$;
Qe = Vazão que entra no reservatório, em $m^3/s$;
$S_1$ = Seção do reservatório no instante 1, em $m^2$;
$S_2$ = Seção do reservatório no instante 2, em $m^2$.

A estratégia de divisão de carga por máquina deve ser definida de forma a se obter bons rendimentos dos grupos geradores que estejam operando. O rendimento de uma turbina hidráulica, $\eta_t$, pode ser aproximado por uma curva quadrática ( Bajay, 1986 ) tendo como variáveis explanatórias a vazão turbinada, Q, e a altura de queda liquida do reservatório, $h_{liq.}$:

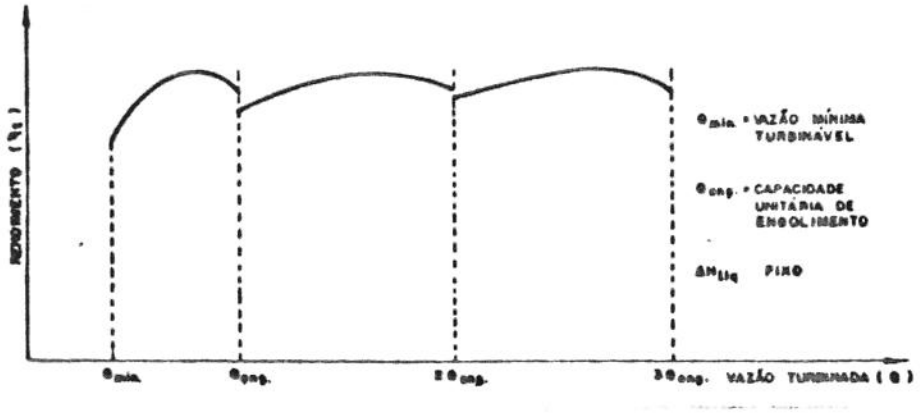
$$\eta_t = a + bQ + cQ^2 + dh_{liq.} + e(h_{liq.})^2 + fQh_{liq.} \qquad (8.7)$$

O resultado da simulação de uma usina operando sob estas premissas pode ser observado na figura 8.5, onde se observa o acréscimo da potência disponível à medida que se aumenta a vazão turbinada. A não linearidade dos

rendimentos e o efeito do deplecionamento do reservatório podem ser observados quando se compara os resultados com uma reta, que representa a função de geração da central sem a contabilização das perdas de produtividade por ação do deplecionamento ou pela forma de se operar a usina.

A contabilização das perdas por efeito de envelhecimento da tubulação pode ser feita com base em dados estatísticos que correlacionam o envelhecimento do material com o aumento da rugosidade da tubulação.

Este efeito é marcante em centrais que possuem sistemas de adução de grande extensão e pequeno diâmetro, caracteristicas típicas das centrais de alta queda. A contabilização das perdas oriundas do envelhecimento da tubulação deve ser levada em conta quando da etapa de analise econômica/financeira do projeto, uma vez que a mesma permite uma avaliação precisa da geração ao longo dos anos de operação da PCH ( MARTINEZ, 1992).




*Ref.: ( Fonte Bajay, S.V.-UNICAMP )*

*Figura 8.5 Resultado da simulação de uma usina operando sob as premissas acima*

## 8.4.3 DETERMINAÇÃO FINAL DO NÚMERO ÓTIMO DE MÁQUINAS

A determinação final do número ótimo de máquinas em uma pequena central hidrelétrica é feita em função das características do mercado, da vazão disponível e da rotação da turbina. A partir da potência, da rotação e da

altura de queda, calcula-se o "número característico de rotações" ou a "rotação específica" da máquina, que define o tipo de turbina a ser utilizado. É recomendado que se procure trabalhar com rotações mais elevadas, de modo a se acoplar geradores mais compactos e com menor número de pares de polos, o que reduz o peso do equipamento e o custo final do mesmo.

A rotação específica, Ns, é calculada através da equação ( 8.8 ), a partir da potencia, P, da turbina, em CV, do seu número de rotações, Nm, em rpm, e da altura de queda líquida disponível, $h_{liq.}$, em metros.

$$Ns = \frac{Nm * P^{1/2}}{h_{liq.}^{5/4}} \qquad ( 8.8 )$$

Para cada faixa de valores da "rotação específica" corresponde um determinado tipo de máquina. Assim tem-se a classificação indicada na tabela 8.3.

Após a análise dos resultados obtidos na etapa de pré-dimensionamento deve-se proceder à verificação da rotação específica da turbina e da sua faixa de altura de queda recomendada, de modo a se ter um sistema de geração que sofra a menor influência possível do fenomeno da cavitação.

No caso de se ter duas alternativas factíveis do ponto de vista técnico, o de menor custo deve ser escolhido. A experiência mostra que, via de regra, as máquinas do tipo Pelton apresentam um custo mais baixo que as turbinas Francis de mesma capacidade. Da mesma forma, as turbinas Francis, em geral, apresentam um custo mais competitivo que as turbinas axiais correspondentes.

No caso Brasil tem-se uma preponderância do uso de máquinas do tipo Francis, desde as PCH's de baixa capacidade e tecnologia rudimentar - a partir de 100 a 1000 kW - até aquelas de maior capacidade empregando tecnologias avançadas de 10.000 a 30.000 kW .

Tabela 8.3 Tipos de turbinas em função da velocidade específica

| TIPO DE TURBINA | VELOCIDADE ESPECIFICA | ALTURA DE QUEDA |
|---|---|---|
| PELTON DE 1 JATO | 3 - 13 | 1800 a 1300 metros |
| | 12 - 20 | 1300 a 550 metros |
| | 20 - 30 | 550 a 300 metros |
| PELTON DE 2 JATOS | 30 - 60 | 300 a 200 metros |
| FRANCIS LENTA | 50 - 120 | 350 a 150 metros |
| FRANCIS NORMAL | 120 - 220 | 150 a 80 metros |
| FRANCIS RÁPIDA | 220 - 350 | 80 a 35 metros |
| FRANCIS EXTRA RÁPIDA | 350 - 450 | 35 a 20 metros |
| KAPLAN E HÉLICE | 350 - 600 | 45 a 18 metros |
| | 600 - 800 | 18 a 12 metros |
| | 800 - 1200 | 12 a 3 metros |

*Ref.: ( Fonte Usinas Hidrelétricas - Turbinas, Carvalho,D.F, 1984 )*

## 8.5. Estudos econômicos e financeiros

Os estudos econômicos e financeiros no dimensionamento de uma PCH se destinam à analise e avaliação das condições de retorno financeiro do capital envolvido e são efetuadas apenas depois de esgotadas todas as analises preliminares que servem de balisamento para os estudos de motorização da PCH.

O fato da central estar ou não interligada a uma rede de grande porte é de vital importância, assim como a forma de remuneração da energia gerada e o próprio contrato de fornecimento de energia elétrica.

Os contratos de concessão devem prever as formas de reversão da central ao poder público, que podem ser com ou sem indenização. No caso de haver reversão com indenização, a mesma se dará no montante do investimento e será

deduzida dos saldos das reservas para depreciação e reversão e o saldo de contas de resultados a compensar ( Decreto nº 41.019, 1957 ). Após o final do contrato de concessão, a propriedade dos sistemas de geração, transmissão e distribuição da concessionária deve retornar ao poder público concedente . O decreto nº 86.463, de 13 de outubro de 1981, alterou o decreto nº 41.109 de 26 de fevereiro de 1957, permitindo que os custos do serviço de fornecimento fossem repartidos entre os componentes da demanda de potência e de consumo de energia, de modo que cada grupo ou subgrupo de consumidores responda pela fração do custo que lhe couber. Ainda neste mesmo decreto, ficou estabelecido que o Departamento de Águas e Energia Elétrica - DNAEE pode estabelecer as diferenciações entre as tarifas bem como modificar os métodos de medições e de faturamento, tendo em vista os periodos do ano e os horários de utilização da energia elétrica, ou a sua destinação. A partir deste decreto se abriu o caminho para a aplicação da tarifa baseada no custo marginal do sistema. Desta forma, para cada grupo ou subgrupo tarifário, tem-se um custo marginal, correspondente à parcela dos serviços destinados ao seu fornecimento de energia elétrica. A tarifação pelo custo marginal reflete o custo da incorporação de novos consumidores ao sistema elétrico, e a possibilidade da inclusão de novos consumidores apenas com a mudança de hábitos de consumo. O objetivo da tarifação baseada nos custos marginais é de se tentar adequar as tarifas aos custos, além de se melhorar o comportamento da curva de carga do sistema, para se otimizar o aproveitamento do sistema elétrico existente e diminuir, assim, o seu custo de ampliação.

Para centrais que vão ser interligadas a uma rede de grande porte deve-se utilizar diretamente os custos marginais como parâmetros no cálculo dos benefícios associados à energia firme da central, no caso da propriedade da central pertencer a uma concessionária do sistema interligado. Já se propriedade da central for de um autoprodutor ou produtor independente a própria tarifa deve ser utilizada como o principal indicador econômico na análise custo-benefício.

No contêxto dos estudos econômicos e financeiros, uma diferenciação básica entre a interligação ou não de uma PCH a um sistema de grande porte diz respeito ao tempo de retorno do investimento, uma vez que as PCH's interligadas podem despachar toda a energia gerada e evitar a compra de terceiros, a geração termelétrica, e eventuais défict de energia,

enquanto que, no caso de PCH's de sistemas isolados, se tem, ora uma condição de excedente de energia e um consequente superavit hidrológico que se manifesta pelo vertimento do excesso d'água pelos vertedouros, ora uma necessidade de complementação térmica, compra de energia ou eventuais déficits.

Assim, a determinação precisa dos custos marginais do sistema a ser abastecido e suas respectivas tarifas é de vital importância para PCH's de sistemas interligados pois são eles os principais balizadores econômicos do processo de determinação do nível ótimo de motorização da central.

## 8.6 ESPECIFICAÇÃO E DIMENSIONAMENTO DAS ESTRUTURAS E EQUIPAMENTOS DA USINA

O dimensionamento das estruturas e equipamentos da usina obedece a uma seqüência lógica, que se inicia com os estudos de desvio do rio e termina com a especificação da linha de transmissão e com a emissão dos documentos básicos de licitação.

### 8.6.1 INFRAESTRUTURAS NECESSÁRIAS À OBRA

Para a implantação de uma usina hidrelétrica é necessário que se crie uma série de condições de modo a permitir os trabalhos iniciais. Desta forma, é necessário que se tenha informações sobre as linhas de acesso ao local, bem com a situação de comunicação com localidades e cidades próximas. Os itens mínimos necessários ao início das obras são a existência de estradas, posto de assistência médica-odontológica, alojamentos e setor de lazer para a acomodação de trabalhadores, assim como um sistema de captação de água e lançamento de detritos.

### 8.6.2 DESVIO DO RIO

O esquema de desvio do rio a ser adotado está intimamente ligado ao arranjo básico previsto para a usina e ao tipo de curso d'água em questão. Desta forma o melhor esquema é aquele que minimiza os riscos de inundação

dos canteiros de obras, a um custo mínimo, e com uma pequena interferência sobre o arranjo básico do aproveitamento.

Assim, o dimensionanto do desvio do rio está diretamente ligado à duração prevista da obra, ao custo estimado dos danos causados - no caso de inundação das áreas de trabalho -, ao atraso do cronograma de obras, ao custo da indenização ao empreiteiro pelas horas gastas no reparo dos danos causados pela inundação e à segurança das populações ribeirinhas, no caso de um colap- so das estruturas de desvio do rio ( BARROWS, 1950 ).

A fixação da vazão de desvio fica ligada, então, ao custo das obras de desvio e aos riscos envolvidos, e pode ser estimada em função do tempo de recorrência adotado para as cheias de desvio.

O método utilizado para a determinação da cheia de projeto do desvio é selecionado em função das peculiaridades do aproveitamento, das características flúvio-morfológicas da bacia e da disponibilidade de dados hidrometereológicos sobre a região.

O Manual de PCH's (1982) apresenta quatro tipos básicos de desvio do rio, que podem ser subdivididos em mais tipos, de acordo com as condições locais. Estes quatro tipos principais de desvios são os seguintes:

- Desvio do rio, com fundação em solo, e descarga de desvio inferior a um metro cúbico por segundo;
- Desvio do rio, com fundação em solo, e descarga de desvio superior a um metro cúbico por segundo;
- Desvio do rio, com fundação em rocha, e desvio pela ombreira;
- Desvio do rio pela calha natural, com fundação em rocha.

Além destes tipos de desvio, mais comum, há ainda outras alternativas que podem se adaptar melhor condições locais ( WHITE & PRENTS, 1950 ).

Normalmente, em pequenas centrais hidrelétricas, as obras de desvio são projetadas para funcionar durante um pequeno período de tempo (PACORET, 1911).

Para o caso de vazões abaixo de um metro cúbico por segundo têm-se estruturas bastante simples, que podem ser implantadas mediante a utilização de elementos pré-moldados, ou de estruturas de madeira, funcionando em

conjunto com pequenas obras de terra (KRAATZ, 1976). Para vazões maiores, tem que se lançar mão de escavações em terra ou rocha de maior volume, o que eleva o custo desta etapa.

O projeto de desvio do rio deve ser efetuado de forma a otimizar o projeto como um todo, visando, inclusive, o aproveitamento do material retirado para a execução de obras posteriores. É necessário que sejam efetuados ensaios de caracterização dos solos superficiais e realizadas sondagens de simples reconhecimento e rotativas, que permitam levantar um perfil do terreno (SANGLERAR, 1967; CHELLS, 1951; Huart, 1977).

### 8.6.3 BARRAGENS

As barragens têm como função primária o armazenamento de água, para fins de abastecimento, irrigação, controle de cheias, navegação , recreação, ou geração de energia. A forma construtiva adotada está intimamente ligada às disponibilidades locais de material de construção e às características das fundações (CREAGER, 1944).

As investigações preliminares devem partir de um detalhado levantamento topográfico, que permita uma boa interpretação das características locais, além de um estudo das condições geológicas do sítio em questão . A partir destas informações preliminares, chega-se, em primeira análise, ao tipo de estrutura a ser implantada (GIBSON, 1921; GRISHIN, 1982; MALLET, 1951). No dimensionamento das estruturas, já se tem, previamente, uma noção do tipo de barragem a ser utilizada, uma vez que a etapa anterior, de pré-dimensionamento, fornece um estudo com resultados calcados em levantamentos de campo.

Os principais tipos de estruturas de barramento utilizadas em PCH's são de concreto a gravidade, de contrafortes, de enrocamento e de terra compactada.

#### 8.6.3.1 Barragens de concreto a gravidade

Este tipo de barragem é assim chamado devido ao fato de ter como princípio de estabilidade estrutural a massa que constitui o seu corpo principal. As principais forças envolvidas são a força da água sobre o paramento de montante, a massa da barragem propriamente dita, as pressões exercidas sobre

o paramento de montante devido aos depósitos sedimentares, as forças de subpressão e as forças devidas ao efeito das ondas do reservatório sobre a estrutura (ANDRADE, 1982; GARCEZ, 1961, MASSON, 1988). Investigações de campo, nesta etapa de dimensionamento, fornecem dados importantes sobre as condições das fundações[72] , dados estes, inclusive que podem mudar o eixo da barragem determinado no pré-dimensionamento.

As condições que afetam o projeto de uma barragem de gravidade variam para os diferentes sítios, o que torna impossível a utilização de um único procedimento para todos os casos.

A implantação de uma barragem de gravidade deve partir de pressupostos mínimos, que são:

- A rocha da fundação deve apresentar boas características, principalmente no que diz respeito à sua resistência mecânica e à solubilidade, (PECK, 1953; TSCHEBOTARIOF, 1953; DAVIS, 1952);
- As características geológicas do local devem ser tais que não apresentem estruturas muito fraturadas e instáveis, que impliquem em custos elevados na preparação das fundações (DAVIS, 1952; BUREAU OF RECLAMATION, 1977);
- As áreas de contato entre a estrutura de concreto e o material das fundações devem ser tratadas de forma a se evitar problemas de ordem operacional (CONCRETE PUBLICATIONS, 1964; HOOL, 1918);
- O concreto utilizado na estrutura deve ser homogêneo e deve ser estudado de forma que a sua dosagem seja a melhor e mais econômica possível (SILVEIRA, 1961; ELETROBRÁS, 1989);
- Os esforços causados pelo efeito da elevação de temperatura na construção da barragem devem ser levados em conta no projeto (SILVEIRA, 1961; ELETROBRÁS, 1989);
- Deve-se levar em consideração possíveis efeitos de deformação causados

---

72 Os problemas relativos às fundações são os que causam maiores preocupações aos projetistas, uma vez que toda a estrutura repousa sobre um material natural e que possui uma série de características de difícil determinação.

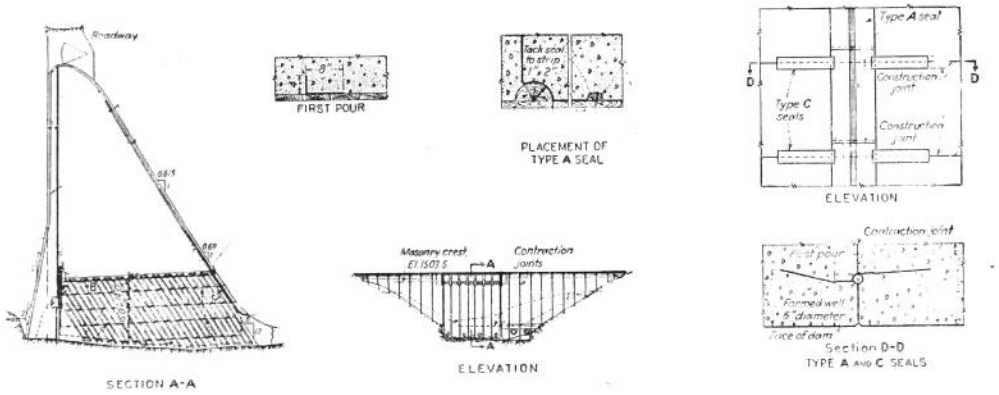
pelo recalque das fundações (TENG, 1962; URQHART, 1940; WHITE & PRENTS, 1950).

O dimensionamento, propriamente dito, do maciço da barragem deve ser feito por blocos (DAVIS, 1950).

O efeito da elevação de temperatura, devido às reações durante a pega do concreto, pode elevar a temperatura do mesmo a níveis bastante críticos e, assim, induzir uma série de fissuras no corpo da estrutura (ELETROBRÁS, 1989), que afetam o desempenho da mesma, diminuindo a sua vida útil.

A construção das juntas de dilatação merece um cuidado especial, uma vez que são elas que garantem uma boa estanqueidade entre os blocos da barragem (DAVIS, 1952; SALZARD, 1965; VARLET, 1962).

A figura 8.6 mostra uma vista de uma barragem de gravidade.



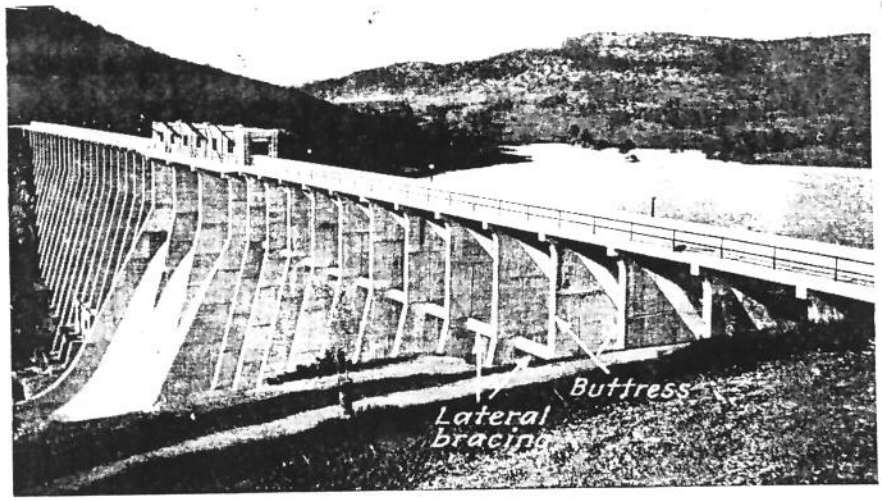

*Ref.: ( Fonte Davi, C.V. Handbook of Applied Hydraulics. New York, McGraw Hill, 1952 )*

*Figura 8.6 Barragem de gravidade - Hiwassee, Rio Hiwassee, Carolina do Norte, USA.*

### 8.6.3.2 Barragem de contrafortes

Os principais componentes de uma barragem de contrafortes são o paramento de montante e os contrafortes propriamente ditos. Neste tipo de barragem, a água é contida mediante a existência de placas impermeáveis, que impedem a passagem da água. O princípio de funcionamento desta se baseia na

transferência dos esforços oriundos da massa de água contida a montante para as fundações, por intermédio de contrafortes. Existe uma série de tipos de contrafortes; os mais conhecidos são os planos e os em arco (DAVIS, 1952; BUREAU OF RECLAMATION, 1977; CAMPINI, 1933). A figura 8.7 mostra o esquema de uma barragem de contrafortes, onde se pode ver, além dos contrafortes, também os braços laterais de estabilização.




*Ref.: ( Fonte Davi, C.V. Handbook of Applied Hydraulics. New York, McGraw Hill, 1952 )*

*Figura 8.7 Exemplo de uma barragem de contrafortes: Stony Gorge - California USA.*

A principal vantagem na utilização das barragens de contrafortes, frente às barragens de gravidade, é o menor consumo de concreto (Figura 8.8), uma vez que a estrutura pode ser considerada vazada. Apesar desta vantagem, deve-se levar em consideração que os esforços causados nas fundações são

bastante elevados (CEMAT, 1987)[73] merecendo um cuidado especial.

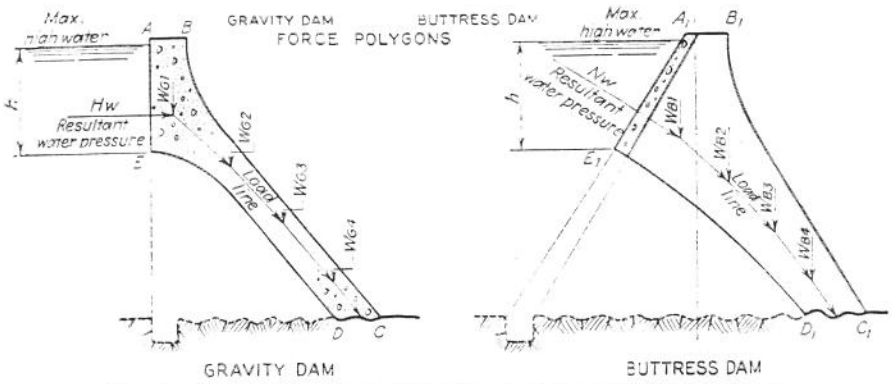
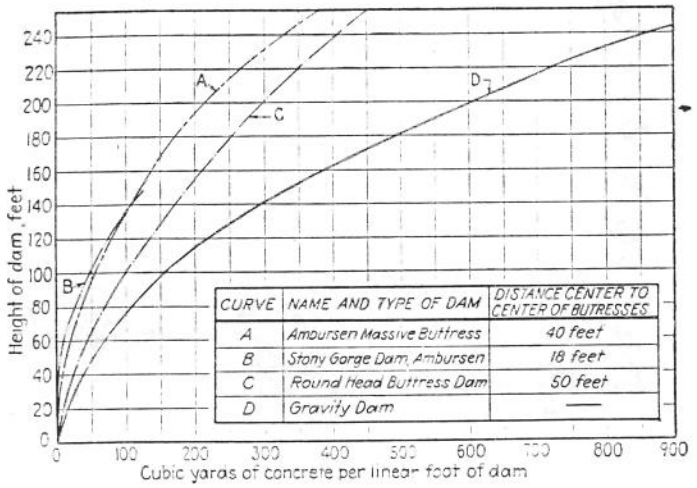



FIG. 4.—Comparison of loading action in gravity and buttress dams.




*Ref.: ( Fonte Davi, C.V. Handbook of Applied Hydraulics. New York, McGraw Hill, 1952 )*

*Figura 8.8 Comparação entre o volume de concreto usado em barragem de gravidade e de contrafortes.*

73 Os esforços neste tipo de barragem estão concentrados na região dos contrafortes e, por isto, eles necessitam estar assentados sobre um terreno adequado, que possa resistir as tensões, sem riscos de ruptura da rocha de fundação, o que acarretaria, sem dúvida, o colapso da estrutura.

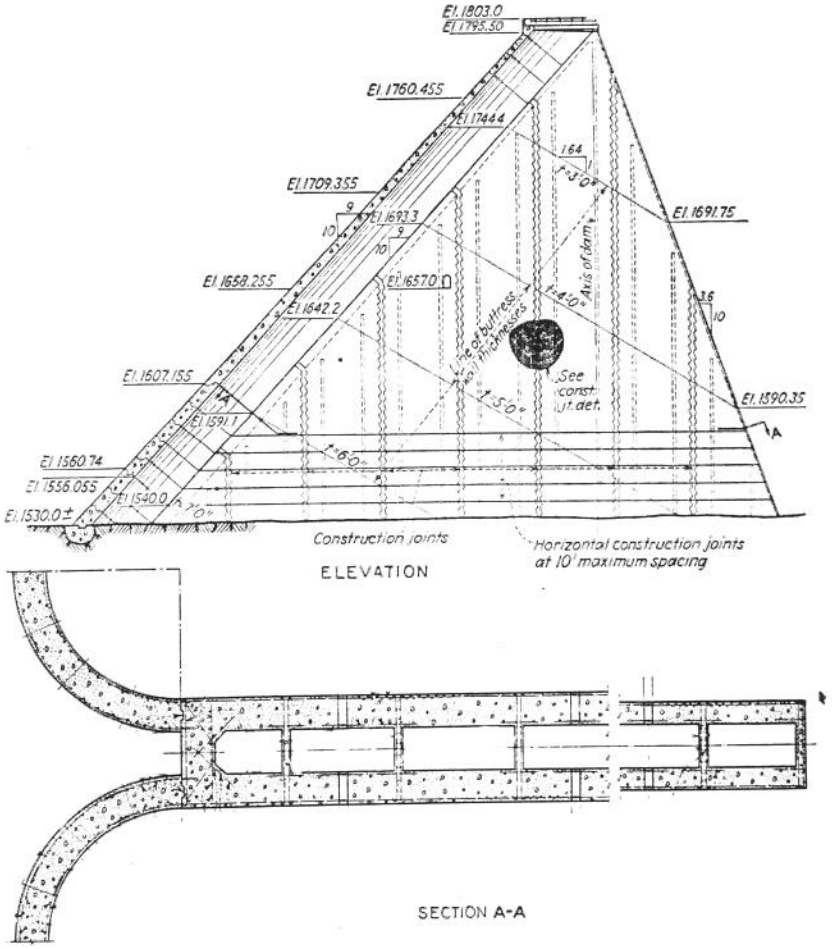
O projeto de uma barragem de contrafortes se dá em dois estágios principais. No primeiro, seleciona-se o tipo de arranjo construtivo mais adequado para o caso, e no segundo, se determina se as condições de estabilidade são satisfatórias e se faz o detalhamento do projeto.

A seleção do tipo de arranjo construtivo é iniciada assumindo-se diversas hipóteses de construção, que vão desde contrafortes formados por pilares e vigas de estabilização, até os formados por arcos múltiplos, onde o paramento de montante é apoiado. A determinação dos esforços nas fundações parte de condições pré-determinadas, tais como, saber se os elementos vão atuar independentemente, ou como um conjunto único (DAVIS, 1952). Os condicionantes principais para a opção final sobre o tipo de estrutura estão intimamente ligadas ao tipo de rocha de fundação e às características topográficas do local.

A segunda etapa é dividida em duas fases que são: o projeto dos contrafortes e respectivas vigas de estabilização, e o projeto das placas que formarão o paramento de montante. Esta etapa implica a formulação de hipóteses que permitirão determinar os esforços envolvidos na estrutura, e que serão utilizados para a determinação da estabilidade e das condições das fundações da barragem.

O detalhamento das estruturas inclui as juntas de dilatação (DAVIS, 1952). A figura 8.9 mostra um exemplo do dimensionamento de uma seção de barragem de contrafortes.

Os problemas relativos às fundações são muito importantes, uma vez que estes podem implicar perdas de água e a parada da própria usina para reparos, o que apresenta um custo elevado, além de desabastecer uma área de energia elétrica. No Brasil, o caso mais recente foi o da PCH TORIXOREU, no estado do Mato Grosso, onde uma falha no tratamento das fundações causou a paralisação da usina por várias semanas (CEMAT, 1987). A determinação da permeabilidade das rochas da fundação e as características mecânicas das mesmas devem fazer parte de um programa mínimo de investigações, de forma a se obter um banco de dados que permita se optar pelo melhor tratamento de fundações para cada situação, como por exemplo, injeções de nata de cimento, ou lançamento de uma manta impermeabilizante a montante do reservatório.




Ref.: ( Fonte Davi, C.V. Handbook of Applied Hydraulics. New York, McGraw Hill, 1952 )

Figura 8.9 Exemplo de dimensionamento de uma seção de barragem de contrafortes

### 8.6.3.3 Barragens de terra

As barragens de terra são as estruturas mais usuais para a contenção de água e formação de reservatórios.

A escolha sobre este tipo de estrutura depende, em grande parte, de fatores locais, tais como disponibilidade de material de construção, características das fundações e a própria dimensão da obra (BUSQUET, 1905; DE MELLO, 1991). É necessário, então, um estudo criterioso sobre os vários tipos de solos disponíveis na área, de forma a se identificar as características físicas e químicas[74] do material.

Para se iniciar o dimensionamento de uma obra de terra, é necessário que se procure conhecer as características do material de construção disponível, bem como os volumes e a localização dos mesmos. O programa de investigações deve partir do ponto alcançado na etapa de pré-dimensionamento envolvendo uma série de furos de sondagem de confirmação e a execução de ensaios de solos. Os ensaios devem caracterizar a granulometria dos solos, os seus limites de consistência, e a sua permeabilidade, em primeira instância (DAVIS, 1952).

O projeto hidráulico se baseia em vários fatores, tais como o coeficiente de permeabilidade do solo na superficie de exposição do paramento de montante, e as características da fundação da barragem[75]. Estes fatores são usados, inclusive, para o dimensionamento dos filtros da barragem e para a determinação da estabilidade da estrutura (GRISHIN, 1982).

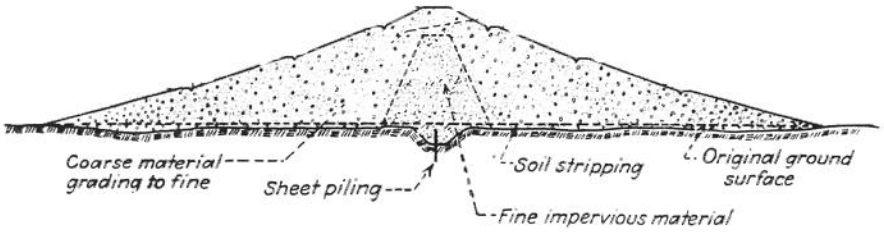
---

[74] A determinação das características químicas do material de construção é de vital importância, uma vez que a incompatibilidade deste com os elementos complementares da estrutura pode redundar em problemas durante o funcionamento da usina.

[75] As características do material das fundações são muito importantes, uma vez que elas podem se constituir em um ponto de fragilidade de toda a estrutura. Sabe-se que as rochas que apresentam estratificações longitudinais e horizontais necessitam de um tratamento especial, com injeções de nata de cimento e posterior ensaio de verificação, por meio de testemunhos.

Devido ao fato de se tratar de uma estrutura executada em solo[76], deve-se tomar uma série de providências, visando a proteção dos paramentos, tanto de montante quanto de jusante. É usual se lançar, no paramento de montante, uma camada de *rip-rap*, com o objetivo de se proteger a face contra os efeitos das ondas do lago. No paramento de jusante normalmente são plantadas espécies de gramíneas, que têm a função de impedir o efeito da erosão causada pela chuva.

As figuras 8.10 a 8.14 apresentam uma série de projetos de barragens executadas nos Estados Unidos da América e que estão assentadas sob os mais diversos tipos de materiais de fundação.



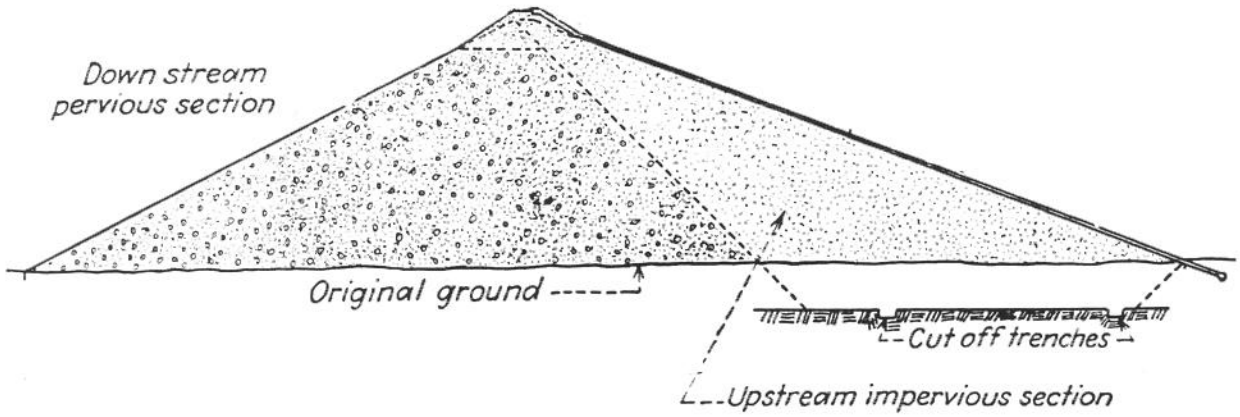

CROSS SECTION

pag 200 [8.2]

*Ref.: ( Fonte Davi, C.V. Handbook of Applied Hydraulics. New York, McGraw Hill, 1952 )*

*Figura 8.10 Seção da barragem de Germantown, rio Miami, Ohio.*

[76] Apesar do material de construção ser constituído de solo compactado, que apresenta uma característica de resistência mecânica bastante boa, deve-se proteger as faces da barragem, evitando o efeito erosivo causado pela ação das chuvas e do vento.

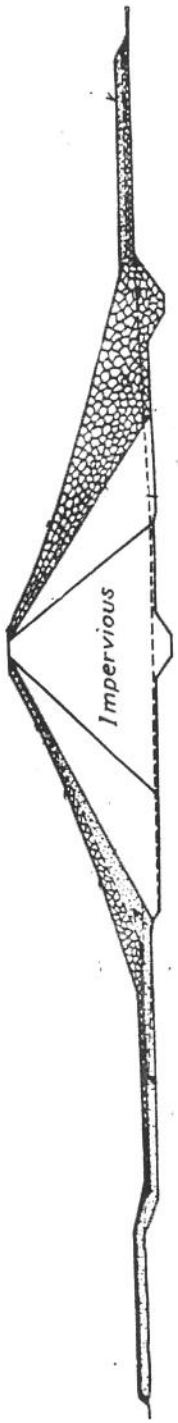



Ref.: ( Fonte Davi, C.V. Handbook of Applied Hydraulics. New York, McGraw Hill, 1952 )

Figura 8.11 Seção da barragem de Santiago, rio Orange, California

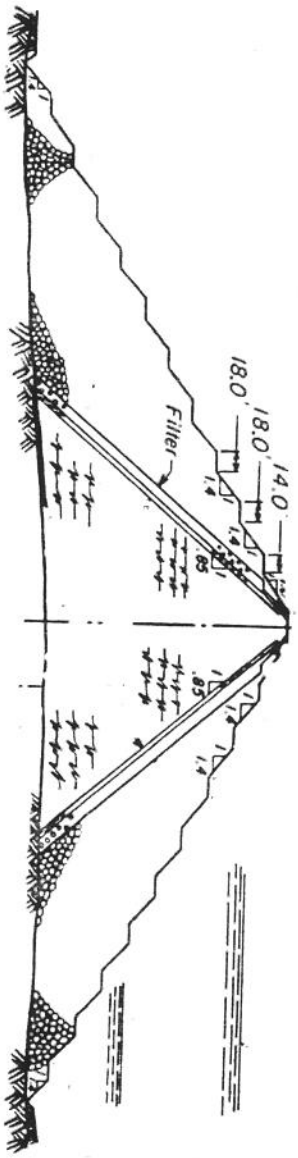
Figura 8.12 Seção da barragem de Piedmont, Stillwater-Creek, Ohio.

Ref.: ( Fonte Davi, C.V. Handbook of Applied Hydraulics. New York, McGraw Hill, 1952 )




Ref.: ( Fonte Davi, C.V. Handbook of Applied Hydraulics. New York, McGraw Hill, 1952 )

Figura 8.13 Seção da barragem de Mohawk, rio Walhonding, Ohio.




Ref.: ( Fonte Davi, C.V. Handbook of Applied Hydraulics. New York, McGraw Hill, 1952 )

Figura 8.14 Seção da barragem de Watauga, rio Watauga, Tennessee.

### 8.6.3.4 Barragens de enrocamento

As barragens de enrocamento são utilizadas quando se possue uma grande disponibilidade de material rochoso, como pedra-de-mão e blocos originários do desmonte de áreas destinadas ao desvio do rio ou à construção de túneis e casas de força subterrâneas[77]. Fragmentos de rocha são utilizados para compor o corpo principal da barragem, responsável pela estabilidade da mesma, e a zona de impermeabilização, responsável pela estanqueidade da estrutura.

O material adequado para a execução de barragens de enrocamento deve ter características mecânicas e químicas que o tornem resistente à ação de choques e ao efeito de solubilidade causado pelo contato com a água. Os materiais de origem vulcânica, como o basalto e o granito, são tidos como ideais para este tipo de obra. Já os materiais sedimentares podem ser utilizados, mas necessitam de estudos preliminares que forneçam dados sobre o seu comportamento químico-mecânico.

As fundações para as barragens de enrocamento não exigem situações tão severas quanto as das barragens de gravidade (SCHEREIBER, 1977; DAVIS, 1952), mas também, não são tão favoráveis quanto as das barragens de terra. No projeto da barragem, deve-se prever uma largura mínima de crista, que permita, ao menos, a passagem de um veículo de carga, possibilitando, assim, o acesso aos dois lados da usina.

O paramento de montante, em alguns casos, pode ser revestido com um diafragma impermeável. Este diafragma pode ser construído com chapas metálicas, madeira ou concreto.

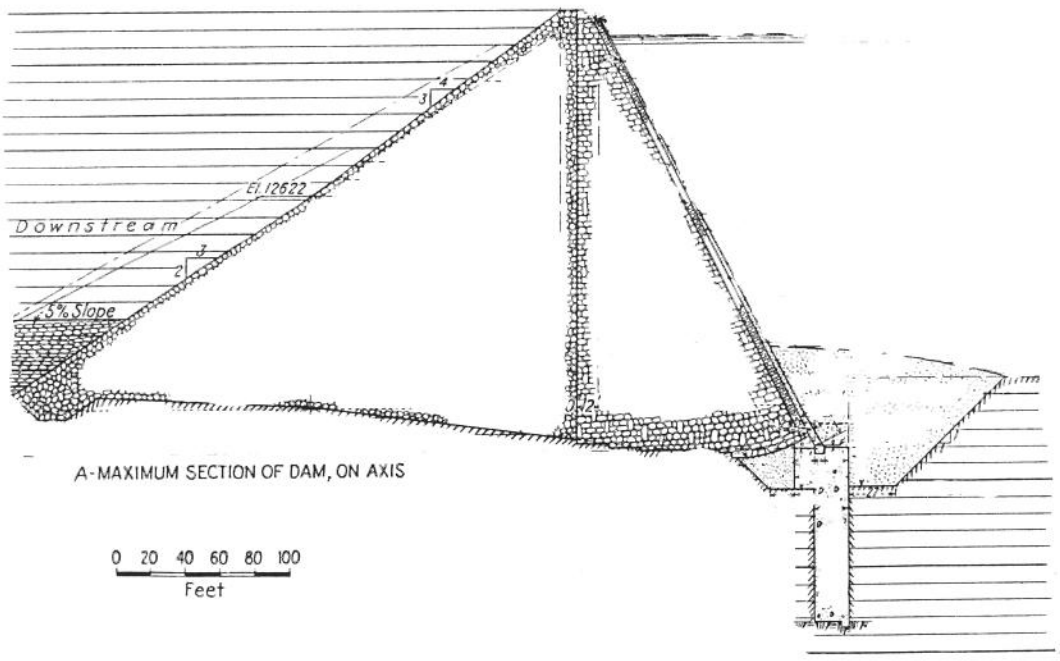
A madeira tem sido evitada devido ao alto custo de manutenção e baixa vida útil que apresenta, enquanto que os diafragmas metálicos têm perdido para os de concreto, que apresentam melhores características de

---

77 A construção de túneis e casas de força subterrâneas não é usualmente empregada em obras de PCH's, devido aos elevados custos envolvidos.

durabilidade, principalmente devido à sua resistência à corrosão[78].

A figura 8.15 mostra um exemplo de seção transversal de uma barragem de enrocamento, com paramento de montante em concreto.




*Ref.: ( Fonte Davi, C.V. Handbook of Applied Hydraulics. New York, McGraw Hill, 1952 )*

*Figura 8.15 - Exemplo de uma barragem de enrocamento, Malpaso, Peru.*

Os fatores que mais causam problemas neste tipo de estrutura são o

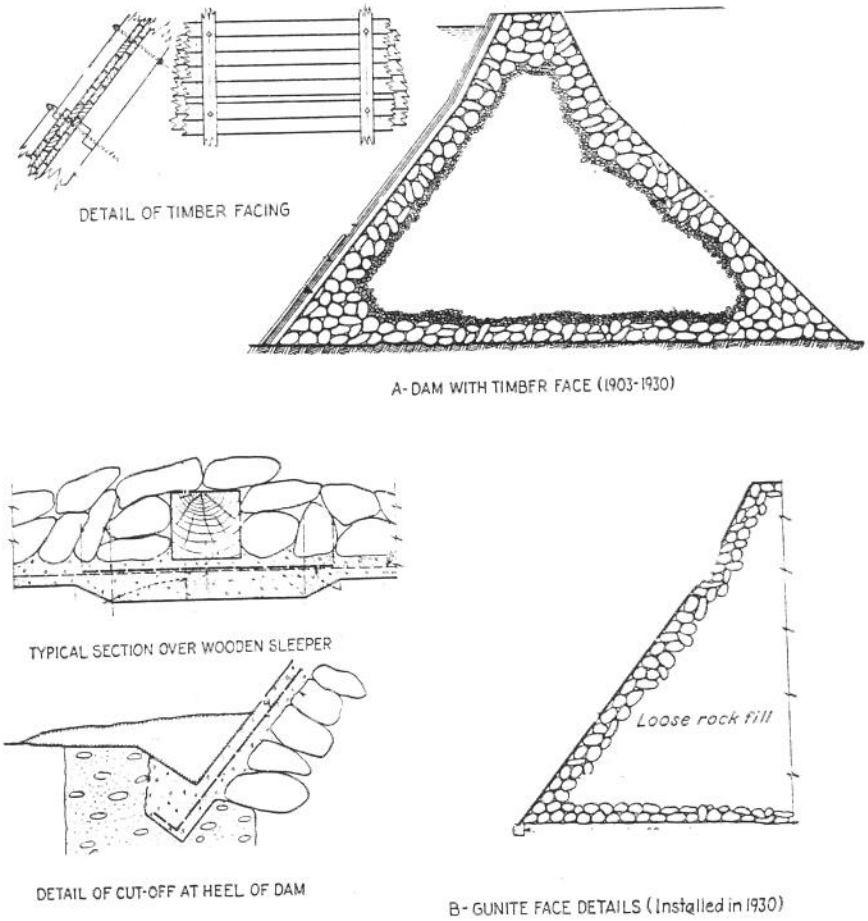
---

[78] A corrosão em elementos de uma barragem deve ser um fator de preocupação, desde a fase do pré-dimensionamento da PCH, uma vez que qualquer reparo mais sério pode paralisar a usina, causando uma quebra na receita oriunda da geração de energia. Dependendo do tempo necessário para os reparos e do perfil do empréstimo tomado junto aos orgãos financiadores, esta paralisação pode inviabilizar o empreendimento, causando enormes prejuízos ao investidor.

comportamento do diafragma, os recalques que podem ocorrer e o comportamento do maciço como um todo.

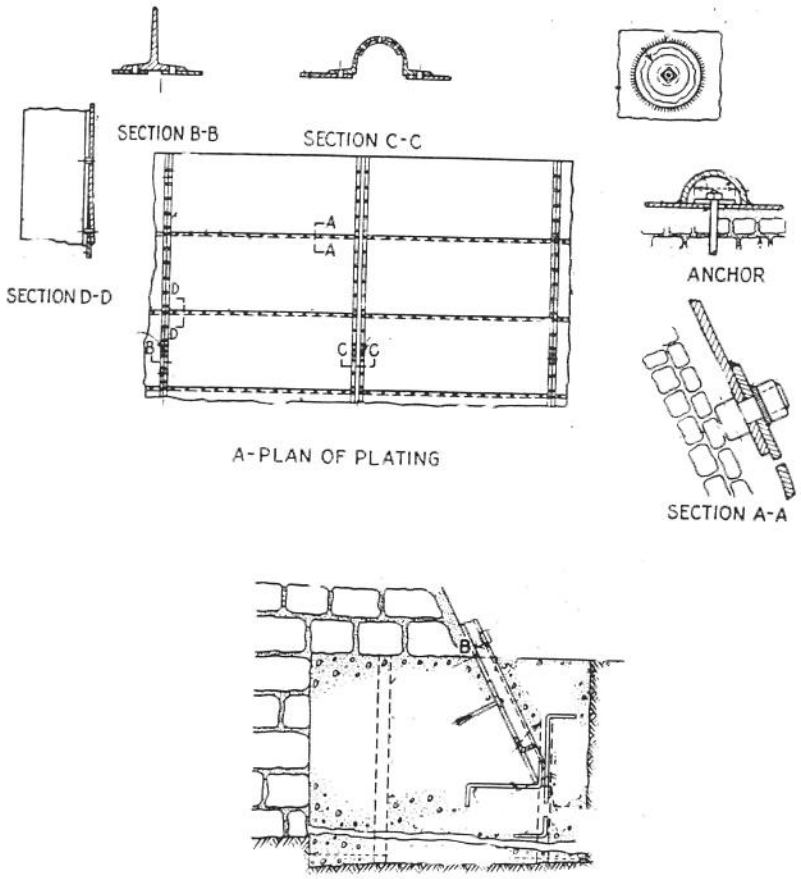
Além destes tipos de barragem de enrocamento, tem-se, ainda, um tipo híbrido, que é constituido por um núcleo central, impermeável, de argila e por paramentos de montante e jusante de pedra. Este tipo, entretanto, é usual em barragens de maior porte, não sendo normalmente empregado em barragens de PCH's.

As figuras 8.15 e 8.17 ilustram alguns detalhes de barragens de enrocamento.




*Ref.: ( Fonte Davi, C.V. Handbook of Applied Hydraulics. New York, McGraw Hill, 1952 )*

*Figura 8.16 Detalhes construtivos da barragem de Meadow Lake, California, U.S.A.*




*Ref.: ( Fonte Davi, C.V. Handbook of Applied Hydraulics. New York, McGraw Hill, 1952 )*

*Figura 8.17 Detalhe da face da barragem de Penrose-Rosemont, Colorado, U.S.A.*

## 8.6.4 VERTEDOUROS

A maior parte dos aproveitamentos hidrelétricos tem necessidade de elementos destinados a extravasar o exesso de vazão que aflue ao reservató-

rio durante as cheias. Estes elementos estruturais são, normalmente, localizados em locais que permitem o escoamento das vazões com um mínimo de obras civis. Apesar dos esforços para se reduzir os custos, os vertedouros respondem por uma parcela significativa dos recursos totais para a implantação de uma pequena central hidrelétrica.

A determinação da capacidade de escoamento de um vertedouro é uma tarefa fundamental para a segurança e bom funcionamento da usina. Os métodos para a determinação das cheias com tempo de recorrência de 500 a 1000 anos (DAVIS, 1952; SCHEREIBER, 1977; Carneiro, 1956; Réméniéras, 1965), são, atualmente, de fácil acesso, pois já se encontram automatizados[79].

A determinação do perfil e da seção de escoamento do vertedouro deve levar em consideração as características locais, como o espaço disponível para descarga e a própria vazão de cheia máxima calculada. Pode-se fazer com que a estrutura de descarga seja projetada para atuar com uma lâmina livre,ou então com o auxílio de dispositivos de controle de vazão[80].

Existem diversos tipos de vertedouros. Os mais usados em pequenas centrais hidrelétricas são os de borda livre, ou em canal e, dependendo do

---

79 A determinacção da vazão de cheia máxima esbarra, muitas vezes, sobretudo no caso das PCH's, na falta crônica de dados, o que leva a se adotar uma metodologia de transposição de vazões, que nem sempre pode corresponder à melhor solução. Desta forma, pode-se chegar a uma situação em que o grau de incerteza suba a níveis tão elevados que os coeficientes de segurança se tornem muito altos.

80 Estes dispositivos são comportas que têm a função de manter o nível da água no reservatório sempre constante. No caso de centrais de alta queda, a manutenção do nível do reservatório não é tão importante, do ponta de vista da geração de energia, pois a perda de alguns metros de queda significa muito pouco, proporcionalmente, em termos de geração. Este fato já não se repete com as centrais de média e, principalmente, de baixa queda, uma vez que a relação entre a variação de nível no reservatório e a queda disponível tende a ser significativa.

caso, o vertedouro com comportas[81].

### 8.6.4.1 Vertedouro de borda livre

O vertedouro com borda livre deve ser projetado de forma a ter um perfil de escoamento tal que permita a descarga máxima para uma dada lâmina d'água sobre a soleira do vertedouro sem causar danos devido ao efeito de cavitação na superfície de escoamento. Assim, procura-se fazer com que a curva de sua superfície tenha um formato de ogiva, tal como ilustrado na figura 8.18. A equação da curva é uma parábola, definida, segundo Creager (1944), pela equação 8.10.

$$X^2 = 2\,Hy \qquad [8.10]$$

onde:

H = lâmina de água sobre a soleira do vertedouro;

y = distância vertical entre a superfície da curva do vertedouro e a soleira do mesmo;

X = distância horizontal entre a soleira do vertedouro e a superfície de escoamento do mesmo.

A vantagem de se utilizar este tipo de vertedouro está na ausência de equipamentos auxiliares para extravasar o excesso de água. Assim, o vertedouro funciona automaticamente, descarregando toda vazão que não for engolida pelas máquinas. A desvantagem deste tipo de vertedouro é que não se consegue uma regulação do nível do reservatório, o que limita a lâmina máxima sobre a soleira. No projeto de PCH's até 10 MW a ELETROBRÁS (1982) tem recomendado um valor máximo para a lâmina d'agua sobre a soleira do vertedouro de 1 metro.

Apesar da aparente vantagem em não se utilizar comportas, este tipo de

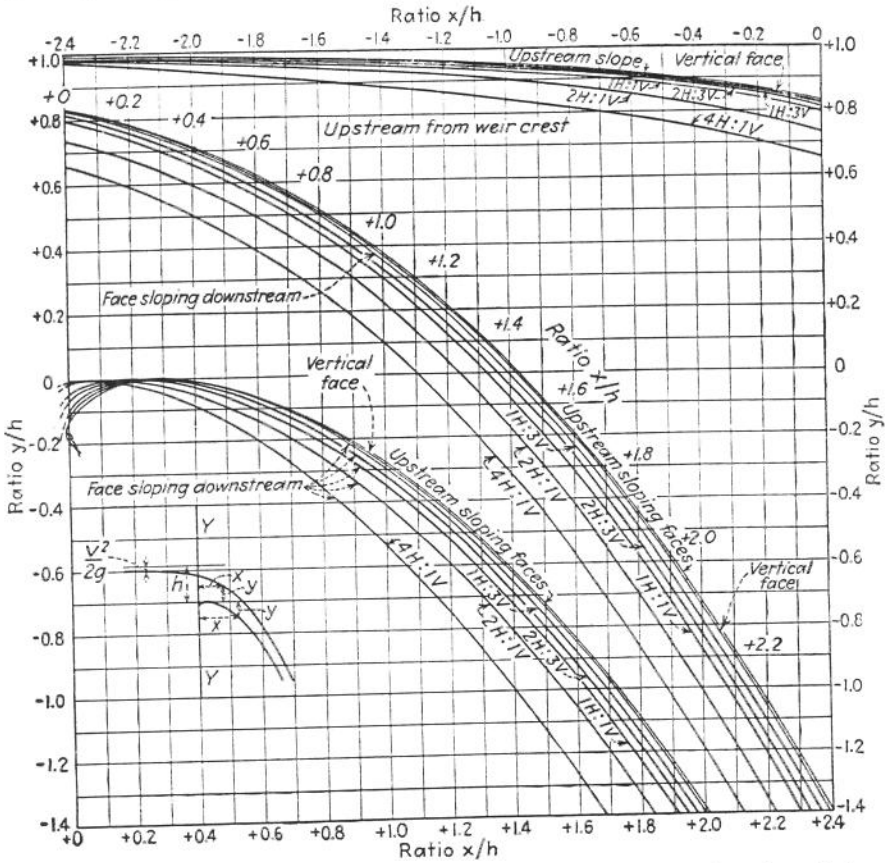
---

[81] O vertedouro com comportas é, normalmente, usado em PCH's de baixa e média quedas.

solução só encontra justificativas para pequenas vazões de cheia, uma vez que à medida em que as descargas vão crescendo, tem-se um acréscimo na extensão do vertedouro e, conseqüentemente, nos custos de implantação da central como um todo.

O projeto dos vertedouros deve partir da determinação da extensão da soleira, da curvatura da superfície, da dosagem do concreto que será utilizado, dos desenhos das formas e da especificação da ferragem que se pretende usar (DAVIS, 1952; GUYON, 1958).

As fundações dos vertedouros devem ser estudadas com o mesmo rigor que se aplica ao caso da fundação das barragens, procurando-se, sempre, um local onde as condições geológicas sejam as melhores possíveis.




Ref.: ( Fonte Davi, C.V. Handbook of Applied Hydraulics. New York, McGraw Hill, 1952 )

Figura 8.18 Esquema básico da curvatura da superfície de um vertedouro

### 8.6.4.2 Vertedouro de canal

Os vertedouros de canal são utilizados quando as condições topográficas do sítio impedem que se faça outro tipo de arranjo para esta estrutura de escoamento. Normalmente, são encaixados entre uma encosta e a lateral da barragem, podendo, ainda, se projetar para dentro do reservatório, formando um canal de descarga com saída pela frente da barragem.

O princípio do projeto segue as diretrizes do vertedouro de soleira livre, podendo, em alguns casos especiais, contar com comportas, para o controle do nível do reservatório.

As fundações deste vertedouro necessitam de estudos criteriosos, devido ao fato de toda a descarga de cheia passar por um canal que está ao lado do reservatório.

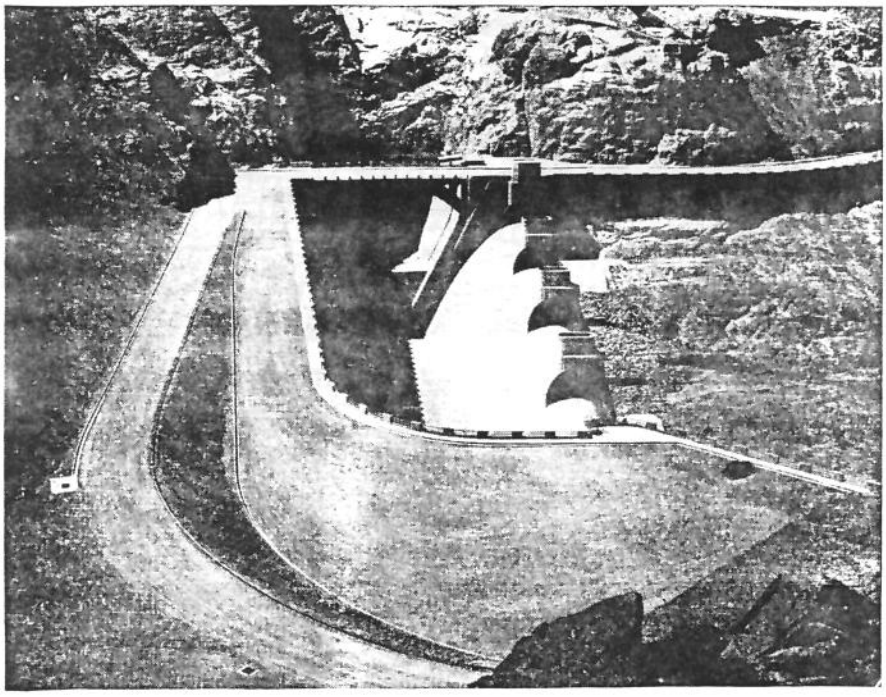
Para o dimensionamento deste tipo de vertedouro é necessário que se estude a influência que o nível de jusante vai exercer sobre a descarga do vertedouro[82], pois caso haja um afogamento do canal de descarga, ter-se-á uma queda na capacidade de extravasamento do mesmo.

Este tipo de vertedouro somente é recomendado em situações muito específicas, pois o custo das obras de descarga é de tal ordem que onera significativamente o preço final da usina.

A figura 8.19 mostra um tipo de vertedouro lateral ao reservatório de uma PCH, onde se pode notar o volume de obras necessário para que toda a vazão descarregada pelo vertedouro possa ser descartada, sem se prejudicar a barragem.

---

[82] O afogamento da soleira do vertedouro, com a sua consequente queda de capacidade de escoamento, pode provocar uma elevação do nível de montante, que colocar em risco a segurança da usina.



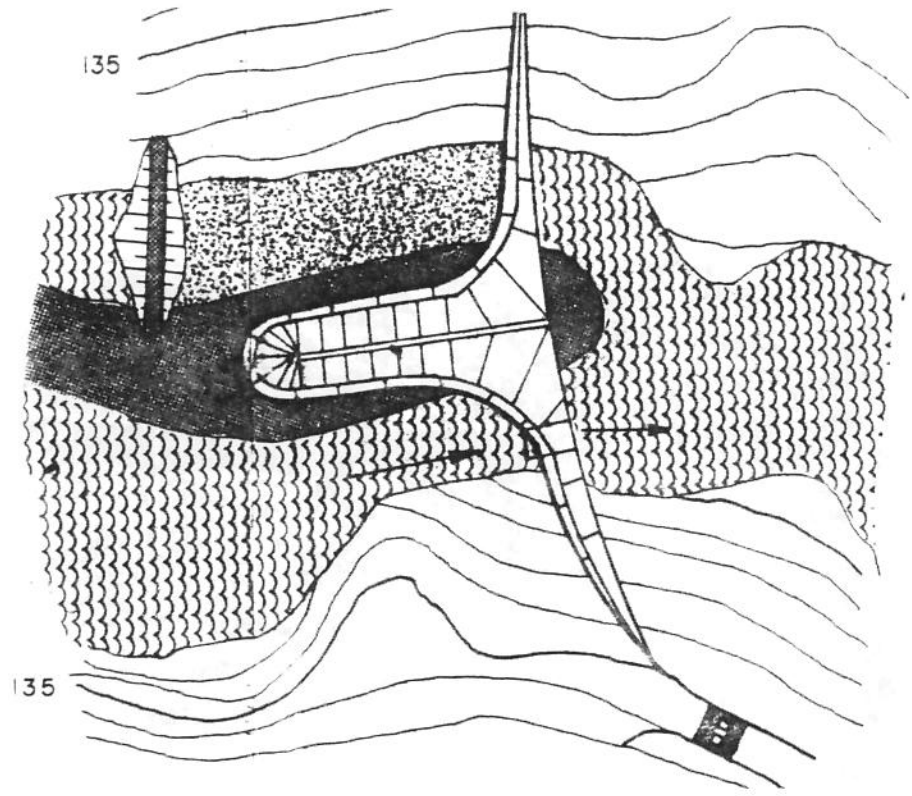
Ref.: ( Fonte Davi, C,V Handbook of Applied Hydraulics. New York, McGraw-Hill,1952 )

Figura 8.19 Vertedouro em canal lateral ao reservatório de uma PCH.

A figura 8.20 apresenta o arranjo de uma PCH[83] com um vertedouro do tipo canal projetado para dentro do reservatório, com uma lâmina de um metro e meio sobre a soleira do vertedor.

---

83 A PCH em questão se localiza no Rio Ponte de Pedra, no Estado do Mato Grosso.




*Ref.: ( Fonte Própria )*

*Figura 8.20 Exemplo de um vertedouro do tipo canal projetado para dentro do reservatório*

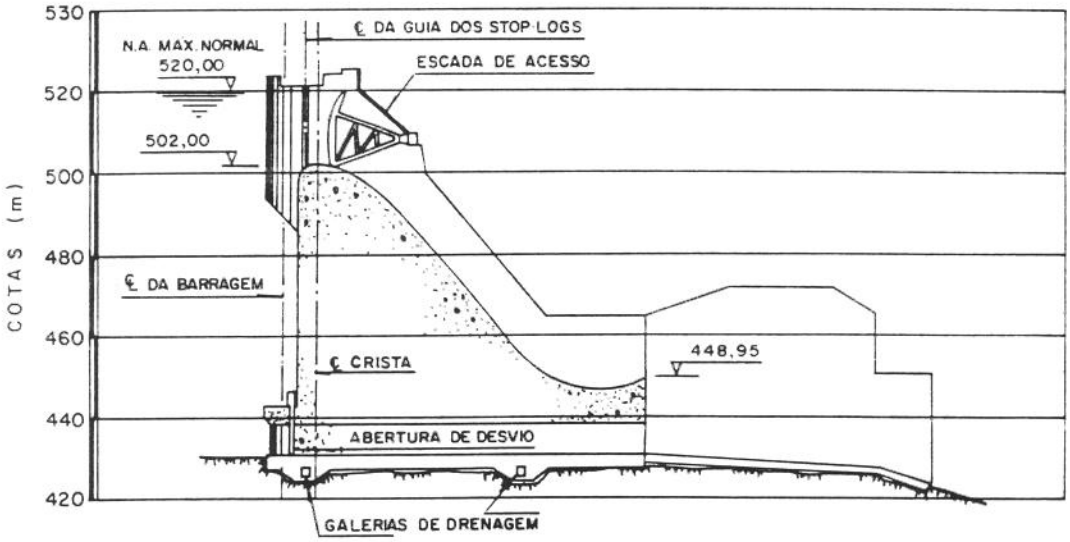
### 8.6.4.3 Vertedouro com comportas

Os vertedouros com comportas são os que apresentam as melhores características técnicas no que diz respeito ao extravasamento das vazões de cheia (ERBISTE, 1987). Entretanto, estes vertedouros têm como inconveniente o seu elevado custo de instalação, operação e manutenção, o que muitas vezes faz com que se opte por uma das alternativas anteriores.

As premissas básicas para o projeto de um vertedouro com comportas são o conhecimento da vazão de cheia máxima, o desnível entre a cota máxima admitida a jusante e a cota de montante, e as características da fundação do vertedouro.

Para o caso de vertedouros com comportas de segmento sobre a soleira pode-se usar o esquema apresentado na figura 8.21 (BUREAU OF RECLAMATION, 1977; MASON, 1988).

*ANEXO 6 - SEÇÃO TRANSVERSAL / VERTEDOURO*



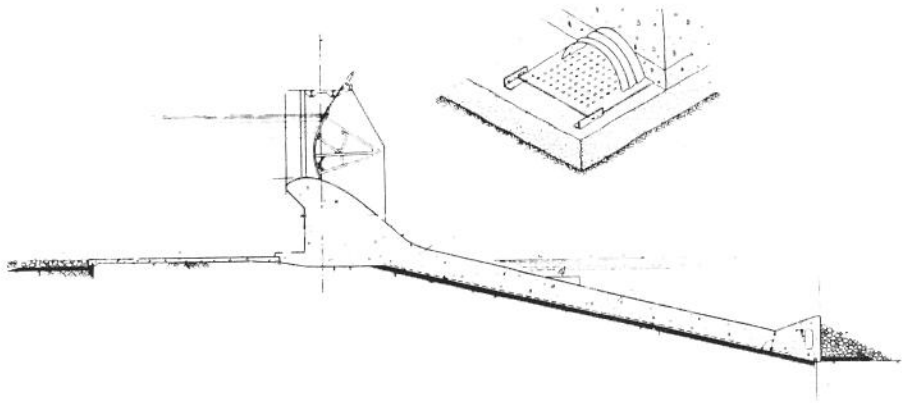

*Ref.: ( Fonte ELETROBRÁS Concreto Massa no Brasil, 1989 )*

*Figura 8.21 Corte transversal de vertedouro com comporta*

O projeto deste tipo de vertedor deve seguir os mesmos passos das demais estruturas da PCH, sendo necessário se observar, também, os detalhes pertinentes aos esforços transferidos à estrutura pelos apoios das comportas.

O concreto utilizado na construção da estrutura deve ser dosado, de acordo com cada etapa e função a que se destina, seguindo-se, normalmente, as diretrizes recomendadas pela ELETROBRÁS (1989).

A figura 8.22 mostra uma seção de um vertedor com comporta, instalado em uma usina de médio porte.



*Ref.: ( Fonte Schereiber, G.P Usinas Hidrelétricas Edgard Blucher Ltda, S.P., 1987 )*

*Figura 8.22 Vertedouro instalado em uma usina de médio porte*

Dispositivos de dissipação de energia devem ser utilizados para se proteger o pé dos vertedouros da ação destruidora causada pelo fluxo da água a alta velocidade que se choca com o fundo do mesmo. Normalmente, no final dos vertedouros, existe a formação de um salto hidráulico[84], que nada mais é do que a passagem do escoamento, que está em um regime supercrítico, para um escoamento subcrítico, com a conseqüente formação de uma região de dissipação de energia que funciona como uma proteção do pé do vertedouro.

---

[84] A formação do salto hidráulico é responsável pela criação de uma bacia de dissipação, que é um elemento de proteção ao pé do vertedouro.

Uma outra solução é a instalação de defletores de fluxo logo na saída do vertedouro, que terá a função de provocar uma área de turbulência, que dissipará a energia cinética do fluxo d'água (SCHEREIBER, 1977).

A quantidade de energia dissipada nos vertedouros por ocasião das cheias é muitas vezes superior à energia gerada na usina durante o mesmo periodo de tempo[85].

O projeto e contrução destes dissipadores deve contemplar a durabilidade e resistência à abrasão a que eles estarão submetidos durante os eventos de cheia. Desta forma, deve-se procurar uma dosagem do concreto que permita uma elevada resistência à ação da água e à abrasão causadas pela grande quantidade de material em suspensão carregada pelo fluxo da água.

### 8.6.5 TOMADA D'ÁGUA E SISTEMA DE ADUÇÃO

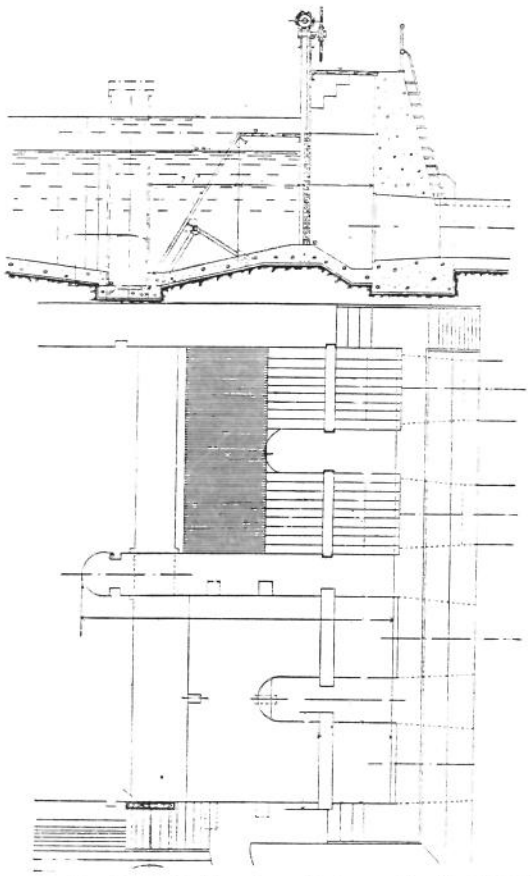
Os dados iniciais para se dimensionar o sistema de adução são a vazão de projeto, as condições topográficas e a forma de operação prevista para o reservatório.

#### 8.6.5.1 Tomada d'água

O dimensionamento da tomada d'água deve prover a captação da vazão requerida pela motorização completa da usina funcionando a plena carga. Este fato é de vital importância, já na fase de pré-dimencionamento, uma vez que se deve contabilizar os custos totais da instalação de adução, mesmo que não se motorize totalmente a usina nos primeiro anos de operação. As estruturas de tomada dágua podem ser calculadas de acordo com os procedimentos adotados pelo BUREAU OF RECLAMATION (1977), MASON (1988) e GRISHIN (1982). O dimensionamento da ferragem a ser usada na tomada dágua deve se basear em

[85] Devido ao fato da vazão de cheia ser muitas vezes superior à vazão de projeto da PCH, tem-se uma situação crítica de aplicação de energia sobre o pé do vertedouro, que tende a provocar um efeito erosivo muito perigoso para a segurança da usina, pois quando este efeito for notado, possivelmente haverá condições hidrológicas críticas, que impossibilitarão o reparo imediato da área atingida.

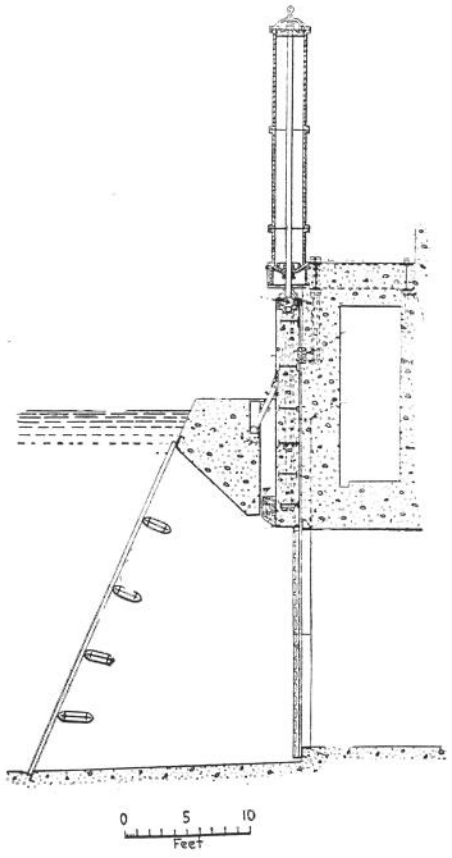
uma série de premissas, que vão desde a posição da estrutura[86] com relação ao terreno, até a variação máxima adotada para a operação do reservatório. Os cálculos podem ser desenvolvidos de acordo com as metodologias propostas por FLAMANT (1919), GARCEZ (1962), PACORET (1911) e FRENCH (1986) e devem ser apresentados sob a forma de desenhos como os das figuras 8.23 e 8.24.



*Ref.: ( Fonte Dubs, R Angewandte Hydraulik. Zurich, Rascher Verlag, 1947 )*

*Figura 8.23 Exemplo do detalhamento de uma estrutura de tomada dágua em concreto armado*

86 A estrutura de tomada d'água pode, tanto estar totalmente projetada para fora do terreno, quanto pode se encontrar, parcial ou totalmente, enterrada, o que vem a mudar o esquema de distribuição de forças nas paredes e no fundo da mesma, provocando uma mudanca na seção de ferro a ser utilizada e na espessura das paredes de concreto.




Ref.: ( Fonte Dubs, R Angewandte Hydraulik.
Zurich, Rascher Verlag, 1947 )

*Figura 8.24 Detalhe de uma estrutura de tomada dágua em concreto armado.*

### 8.6.5.2 Canal de adução

Para a adução à baixa pressão pode-se ter, após a tomada dágua, um canal, que pode ser construído em solo natural, em concreto armado, com revestimento metálico, ou em alvenaria de pedra, ou uma forma mista, (CREAGER, 1944; DAVIS, 1952; FRENCH, 1982 e GRAF, 1971). A opção por se construir um ou outro tipo de canal está diretamente ligada às caraç

terísticas locais e à restrição financeira, no que diz respeito ao revestimento do mesmo[87].

Para se fazer um estudo sobre a implantação de um canal de adução é necessário que se observe uma série de fatores, como a vazão máxima a ser aduzida, velocidade permissível, declividade do canal, custo do material de revestimento, taxa anual de retorno esperada, etc. Uma vez decidido o tipo de revestimento[88], deve-se procurar estudar as posições das juntas de dilatação e de concretagem, de forma a se evitar problemas futuros. A figura 8.24 mostra um conjunto de juntas que são utilizadas na confecção de canais de adução, e as figuras 8.26 e 8.27 apresentam alguns tipos de canais de adução utilizados na a construção de PCH's.

É importante frizar que o não revestimento de um canal de adução implica em um acréscimo no custo de operação da usina que devido a perda de carga hidráulica maior e a fuga de fluidotem que ser contabilizado para se calcular qual o retorno real esperado do investimento.

O projeto do sistema de adução deve conter o detalhamento das ferragens e as instruções para a construção das juntas de dilatação, bem como todos os detalhes necessários para a implantação do canal[89].

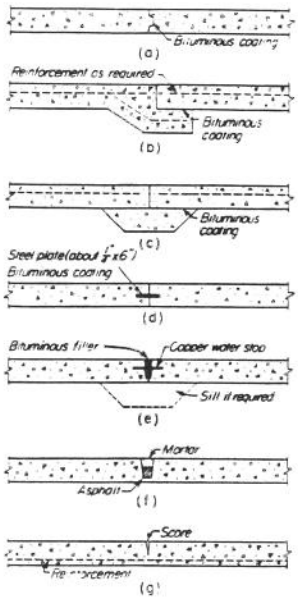
A figura 8.28 mostra o projeto de uma seção de um canal de adução revestido em concreto armado.

---

87 Muitas vezes, as obras de revestimento dos canais se tornam tão onerosas que podem inviabilizar o investimento.

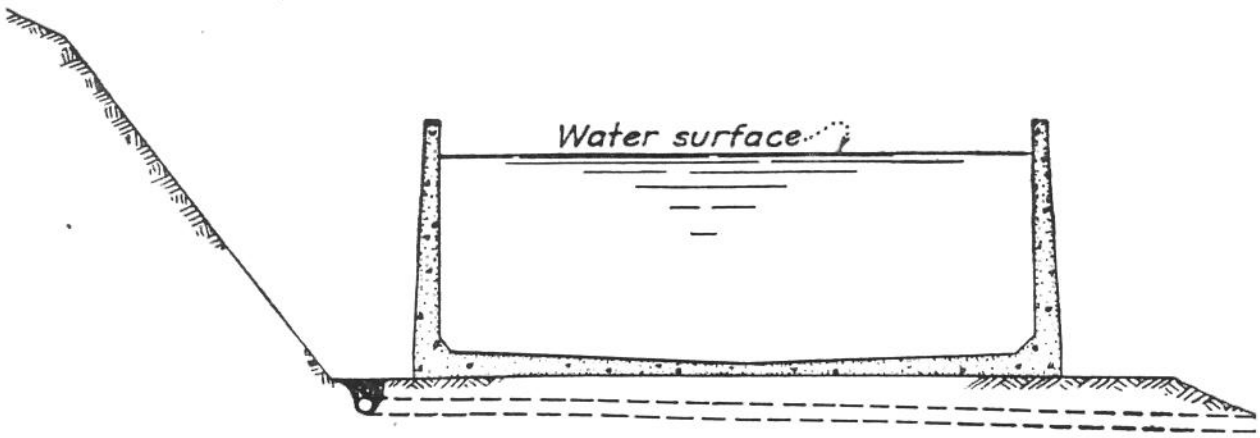
88 A opção de canal de adução sem revestimento deve ser adotada apenas em condições muito específicas, ou quando se tem um material natural de boas características , ou quando se trabalha em uma situação de restrição financeira muito crítica.

89 Para a execução do projeto, é necessário que seja feito um estudo criterioso do subsolo por onde o canal vai passar.



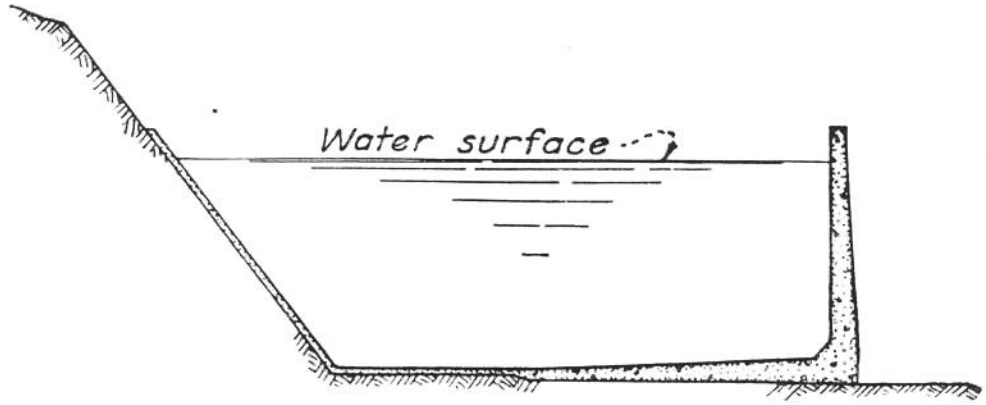

Ref.: ( Fonte Davi, C,V Handbook of Applied Hydraulics. New York, McGraw-Hill,1952 )

Figura 8.25 Juntas de dilatação usadas em canais de adução revestidos com concreto armado.



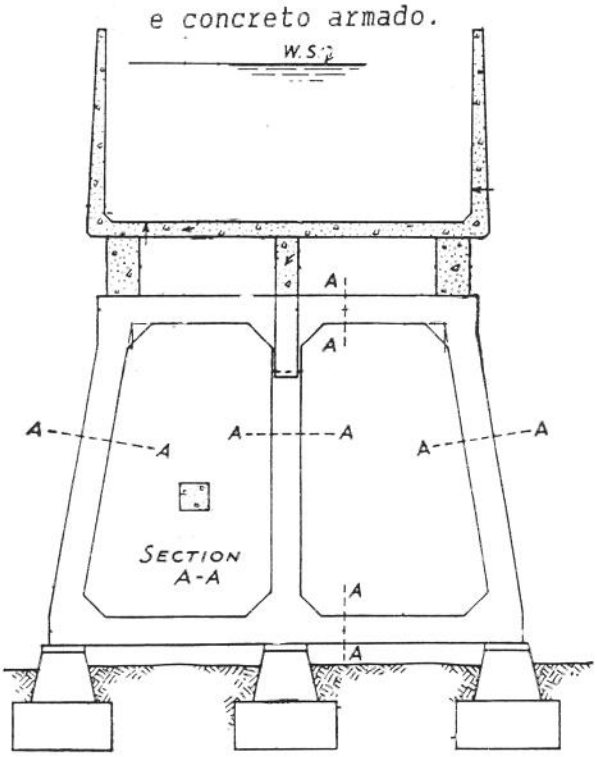

Ref.: ( Fonte Davi, C,V Handbook of Applied Hydraulics. New York, McGraw-Hill,1952 )

Figura 8.26 Canal de adução revestido com concreto




Ref.: ( Fonte Davi, C,V Handbook of Applied Hydraulics. New York, McGraw-Hill,1952 )

Figura 8.27 Canal de adução feito em solo e concreto armado.



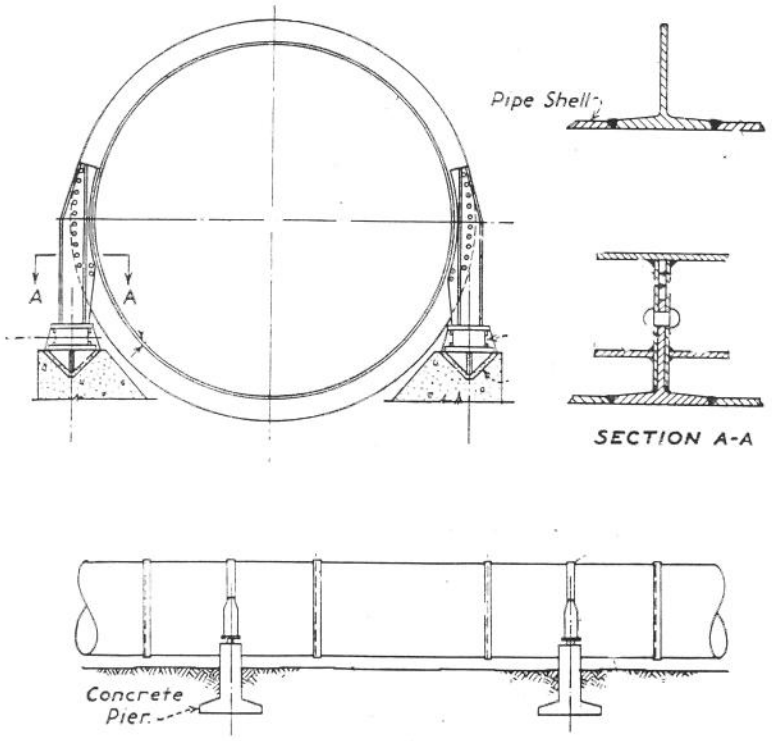

Ref.: ( Fonte Davi, C,V Handbook of Applied Hydraulics. New York, McGraw-Hill,1952 )

Figura 8.28 Detalhamento de uma seção de canal de adução

### 8.7.5.3 Tubulação de baixa pressão

Uma outra alternativa para o sistema de adução de baixa pressão é a utilização de uma tubulação Este tipo de alternativa tem como principal vantagem a baixa taxa de manutenção, uma vez que o sistema é fechado e não tem contato por superfície com o meio externo. A tubulação de baixa pressão pode ser instalada a céu aberto ou enterrada (DAVIS, 1952). A opção de enterrar a tubulação não é muito usual devido ao seu elevado custo de instalação e manutenção.

Normalmente, este tipo de tubulação é construído em aço e é apoiado em blocos construídos em concreto. Os blocos de apoio são espaçados de 6 a 15 metros, sendo que o esquema construtivo deve ser efetuado de forma a se minimizar os custos de implantação da tubulação. A figura 8.29 ilustra uma tubulação de baixa pressão.

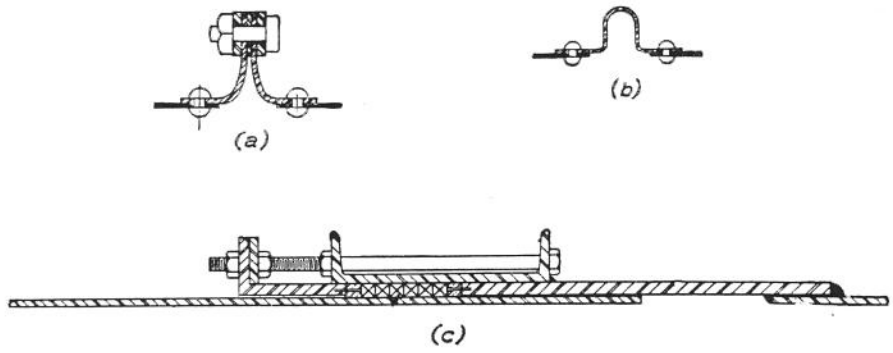



Ref.: ( Fonte Davi, C,V Handbook of Applied Hydraulics. New York, McGraw-Hill,1952 )

Figura 8.29 Tubulação de baixa pressão

É necessário que se instalem em alguns trechos da tubulação juntas de expansão, pois o aumento da temperatura na tubulação tende a provocar um aumento do comprimento da mesma, provocando uma série de esforços que podem danificar a estrutura como um todo. A figura 8.30 ilustra tais juntas em uma tubulação de baixa pressão.

A corrosão é responsável por um custo adicional na manutenção da central, além de poder causar paradas forçadas, na usina. Os principais tratamentos contra a corrosão são a aplicação de pintura e revestimento com asfalto.




*Ref.: ( Fonte Davi, C,V Handbook of Applied Hydraulics. New York, McGraw-Hill,1952 )*

*Figura 8.30 Exemplo de junta de expansão em tubulação de baixa pressão*

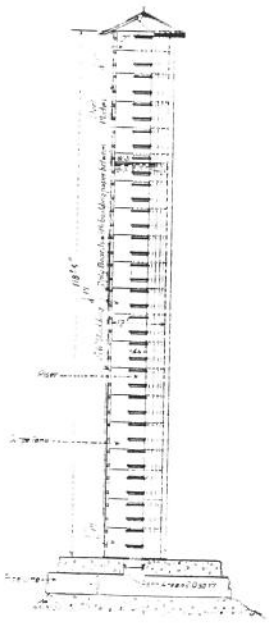
### 8.6.5.4 Castelo d'água e tubulação forçada

O castelo dágua é uma estrutura destinada a fazer a ligação do sistema de adução de baixa pressão com o conduto forçado. Dependendo do tipo de estrutura usada para a adução em baixa pressão, tem-se um tipo específico de castelo dágua.

No seu dimensionamento deve-se calcular os esforços a que a estrutura estará sujeita, bem como os efeitos dinâmicos oriundos das operações de abertura e fechamento das máquinas hidráulicas.

### 8.6.5.4.1 Chaminé de equilíbrio

As diretrizes para o dimensionamento de uma chaminé de equilíbrio baseiam-se nas amplitudes das oscilações do nível dágua e no tempo de amortecimento destas. Assim, deve-se procurar uma forma de se sobrepor as oscilações, cobrindo-se todas as amplitudes que possam ocorrer (SCHEREIBER, 1977). Os eventos que provocam as oscilações no sistema de adução são a diminuição ou aumento da carga nas turbinas. O dimensionamento das chaminés de equilíbrio deve seguir as recomendações do Manual de PCH's da ELETROBRÁS, (1982). A figura 8.31 ilustra a chaminé de equilíbrio de uma mini central hidrelétrica.

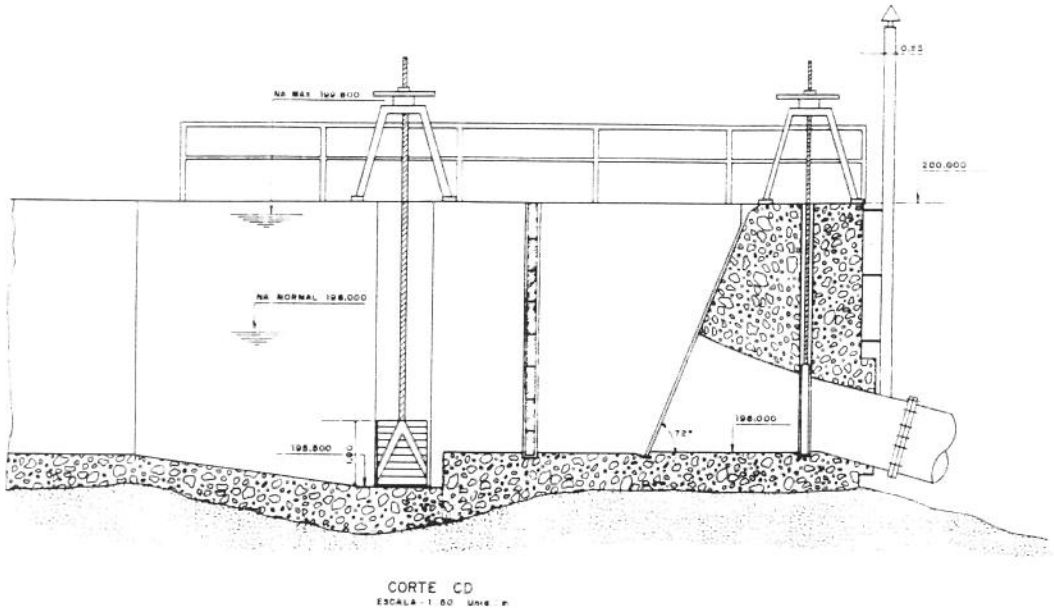


*Ref.: ( Fonte Davi, C,V Handbook of Applied Hydraulics. New York, McGraw-Hill,1952 )*

*Figura 8.31 Chaminé de equilíbrio*

### 8.6.5.4.2 Câmara de Carga

No caso de se utilizar um canal de adução em vez de uma tubulação de baixa pressão, é necessário que se instale, entre o canal e a tubulação de alta pressão, uma estrutura conhecida como câmara de carga, que terá as mesmas funções da chaminé de equilíbrio. O dimensionamento hidráulico da câmara de carga deve ser feito de acordo com o Manual de PCH's da ELETROBRÁS (1982), seguindo-se as recomendações feitas por GIBSON (1921), DAVIS (1952) e GRISHIN (1982). A figura 8.32 ilustra uma câmara de carga de uma PCH com um canal de adução de baixa pressão.




*Ref.: ( Própria / Fonte Projeto PCH Cachoeira Redonda )*

*Figura 8.32 Câmara de carga da PCH Cachoeira Redonda, BA*

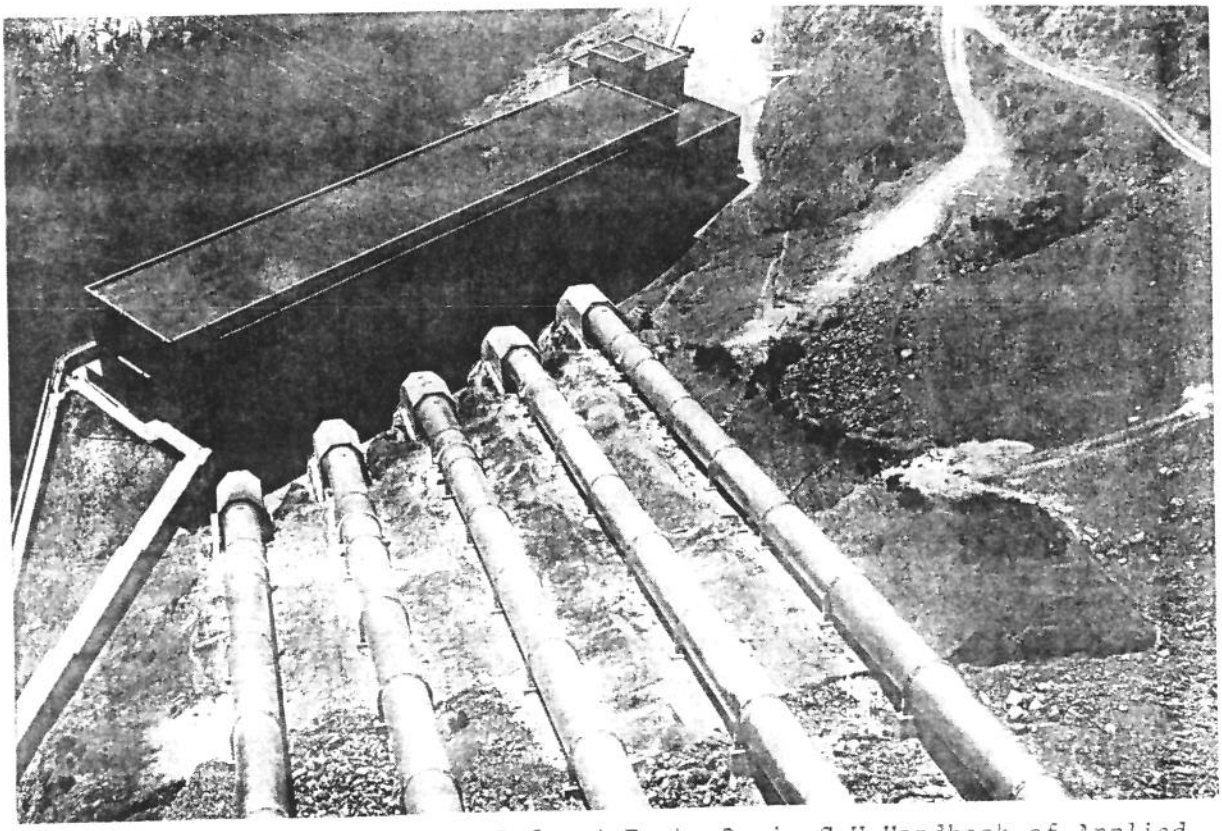
### 8.6.5.4.3 Tubulação forçada

A ligação entre o sistema de baixa pressão e as máquinas hidráulicas é feita mediante um sistema de alta pressão que pode ser constituído de uma ou mais tubulações. A configuração deste sistema depende da vazão turbinada da extensão da tubulação e do número de turbinas escolhido.

As tubulações de alta pressão são normalmente construídas em aço e, em alguns casos muito raros, em madeira tratada. A utilização de madeira tem

sido evitada devido aos custos de implantação e de manutencão que apresenta. A determinação do diâmetro econômico dos tubos pode ser feita de acordo com o Manual de PCH's da ELETROBRÁS (1982).

A infra-estrutura para a instalação da tubulação inclui o assentamento de blocos destinados ao apoio da tubulação e a construção das estruturas de ancoragem que absorvem os esforços oriundos de manobras rápidas nas máquinas hidráulicas e das mudanças de direção da tubulação e conseqüentemente do fluxo da água A utilização de tubulações de material composto tem sido estudada, mas esbarra em problemas de ordem econômica, uma vez que os custos destes materiais ainda são mais elevados que o custo do aço.



*Ref.: ( Fonte Davi, C,V Handbook of Applied Hydraulics. New York, McGraw-Hill,1952 )*

*Figura 8.33 Exemplo da tubulação forçada de PCH*

As juntas de dilatação devem ser dimensionadas de forma a permitir um movimento relativo de expansão da tubulação, devido aos efeitos térmicos, sem

que a estrutura sofra danos[90].

### 8.6.6 CASA DE MÁQUINAS

A estrutura da casa de máquinas pode ser subdividida em duas grandes áreas: a subestrutura e a superestrutura.

Devido ao grande número de alternativas possíveis para o arranjo básico desta estrutura, tem-se um elevado nível de incertezas durante a etapa de pré-dimensionamento (LIMA & MARTINEZ, 1990) , o que acarreta, muitas vezes, uma distorção nos custos estimados. Já na etapa de dimensionamento o arranjo é definido de forma a permitir um estudo de todas as implicações existentes na casa de máquinas, como a movimentação de equipamentos para reparos e a separação de uma área para manobras e recebimento de materiais. A subestrutura compreende as fundações da casa de máquinas. Para se ter conhecimento das condições do subsolo da região, realiza-se uma série de estudos, seguindo as orientações de (HUARTE, 1977; SANGLERAT, 1967; CARPPER, 1953 e SANTARELLA, 1939).

Apesar de se procurar economizar no que diz respeito às obras de escavação, os procedimentos de estabilização do subsolo são imprescindíveis, inclusive com injeções de nata de cimento, se necessárias. Os cuidados que devem ser tomados em relação às fundações, na etapa de dimensionamento, são, basicamente, semelhantes aos que se recomendam para as barragens e estruturas da tomada dágua.

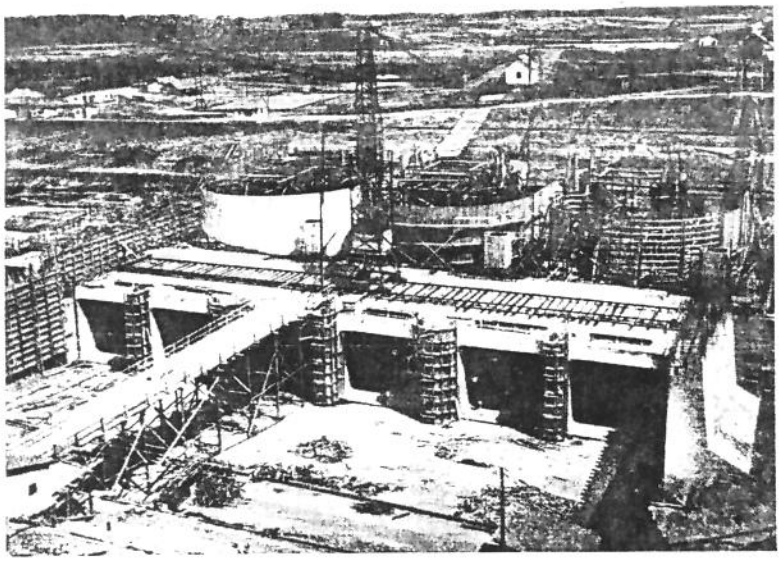
O volume de concreto usado nas fundações da casa de máquinas é, geralmente, elevado, mas tende a ser muito grande quando se trabalha com usinas de baixa queda. Neste último caso, a participação de seu custo no custo total da obra é bastante significativa. O cálculo da estabilidade da casa de

---

[90] Os esforços devidos ao movimento da tubulação no sentido axial se devem, principalmente, variação da extensão ocasionada pelo aumento da temperatura. Este problema se torna mais grave quando se tem a condição da tubulação montada e vazia, sofrendo a ação da insolação. Os primeiros sinais do mau funcionamento das juntas de dilatação podem ser observados junto aos blocos de apoio, onde se nota o efeito de fissuração do concreto no ponto de contato entre o tubo e a forma do bloco.

máquinas[91] deve ser feito levando-se em conta os empuxos hidrostáticos, o tipo de terreno e as características gerais da obra. Estes cálculos devem ser efetuados antes de iniciados os os projetos finais desta fase. Os cálculos de estabilidade podem ser feitos de acordo com os procedimentos propostos por GRISHIN (1982), DAVIS (1952) e DE MELLO (1991).

A figura 8.34 ilustra a obra de infra-estrutura de uma usina hidrelétrica.



*Ref.: ( Fonte Mosony, E.; Wasserkraftwerke AKADEMIAI KIADO, BUDAPEST, 1956 )*

*Figura 8.34 Exemplo de infra-estrutura de casa de máquinas*

A superestrutura da casa de máquinas inclui as estruturas de concreto que irão suportar a cobertura e todos os compartimentos destinados ao funcionamento da usina. O cálculo desta estrutura deve ser efetuado de acordo com as premissas locais de funcionamento da usina. Assim, é necessário que sejam estudadas as variações dos níveis máximo e mínimo no canal de fuga da central, de forma que se faça um esquema para evitar uma eventual inundação

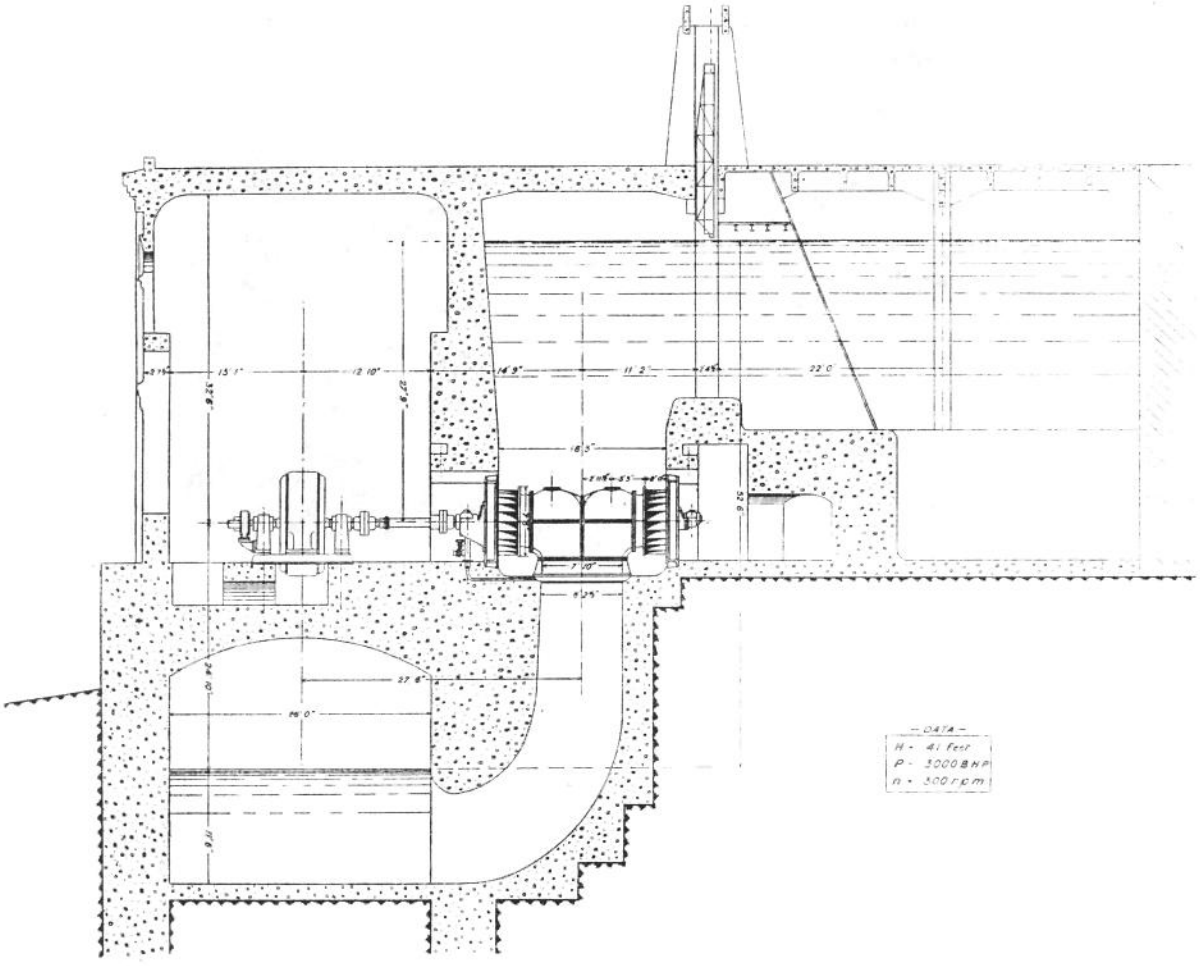
---

91 Este tipo de cálculo deve ser feito quando se tem a casa de máquinas próxima ao reservatório.

da casa de máquinas. O projeto deve conter todas as especificações técnicas necessárias para a execução das obras, o que inclui, desde as plantas de fôrma até a especificação da armadura e do tipo de material a ser usado.

A viga da ponte rolante deve ser projetada para suportar a carga causada pela maior peça na pior condição de apoio. Os esforços dinâmicos devem ser levados em consideração,de acordo com a metodologia proposta por MASSON (1988) e ALMEIDA, (1987).

A figura 8.35 ilustra a superestrutura de casa de máquias de PCH equipada com máquinas tipo Francis, caixa aberta e duplo rotor.




*Ref.: ( Fonte Gibson, A.H. Hydro Electric Engineering. Londres. Blackie and Son, 1921 )*

*Figura 8.35 - Exemplo de superestrutura de casa de máquinas*

## 8.6.7 EQUIPAMENTOS ELETRO-HIDROMECÂNICOS

Os equipamentos eletro-hidromecânicos são os responsáveis pelo funcionamento de qualquer usina hidrelétrica (MACINTYRE, 1983 e SOUZA, 1981).

Estes equipamentos são, em geral, adquiridos de fabricantes especializados, que fornecem todas as características de funcionamento e as dimensões dos mesmos. Desta forma, é importante que, na tomada de preços, se especifique uma série de condições para a compra dos mesmos, assim como os ensaios que serão efetuados para o recebimento e das multas pelo não cumprimento do contrato[92].

Esta fase de especificação do rendimento das máquinas é de vital importância pois, a partir deste rendimento é que se pode ter uma noção segura do risco e da produtividade da PCH[93].

### 8.6.7.1 EQUIPAMENTOS ELETROMECÂNICOS

Os equipamentos eletromecânicos compreendem os grupos geradores - turbinas e geradores elétricos - e todos os demais equipamentos destinados ao funcionamento da usina. As turbinas hidráulicas podem ser do tipo Francis, Pelton ou Kaplan, tubulares, bulbo e straflow (MACINTYRE, 1983 e VARLET, 1964), de acordo com as condições de vazão e de queda existentes no local.

A escolha do tipo de máquina a ser instalada deve ser feita na etapa de pré-dimensionamento da usina, o que não impede que sejam feitos estudos e, até mesmo, mudanças do tipo de máquina durante a etapa de dimensionamento. Para o projeto final da usina são necessárias as dimensões básicas das máquinas, para que se possa locá-las com relação a um marco e, assim, se

---

92 Estas multas podem ser aplicadas por atraso na entrega, ou pelo fato dos equipamentos não alcançarem o rendimento especificado no contrato.

93 A avaliação do risco na implantação de um aproveitamento hidreletrico se torna vital quando se pretende trabalhar com investimentos privados, pois este tipo de capital, geralmente, se retrai com taxas elevadas de incerteza.

inicie o processo de escavação e preparo das fundações. O posicionamento dos cubículos e demais equipamentos de controle e auxiliares deve ser feito tendo-se em mente que cada equipamento necessitará de uma canaleta de acesso para efeitos de manutenção.

A distribuição das máquinas dentro da casa de força sempre se baseia no seu perfilamento ao longo da estrutura, aproveitando-se, assim, a ponte rolante para todos os equipamentos.

O projeto, tanto das turbinas quanto dos geradores, deve ser encomendado a fabricantes experientes e que forneçam garantia de entrega dentro do prazo (CARNEIRO, 1953).

As figuras 8.36 a 8.38 ilustram os principais tipos de equipamentos eletromecânicos usados em pequenas usinas.

Os ensaios de recepção destes equipamentos são vitais e devem ser efetuados com rigor, sob pena de se adquirir um equipamento fora das especificações previstas, o que causará perda financeira para o investidor[94].

### 8.6.7.2 Subestações e sistema de transmissão

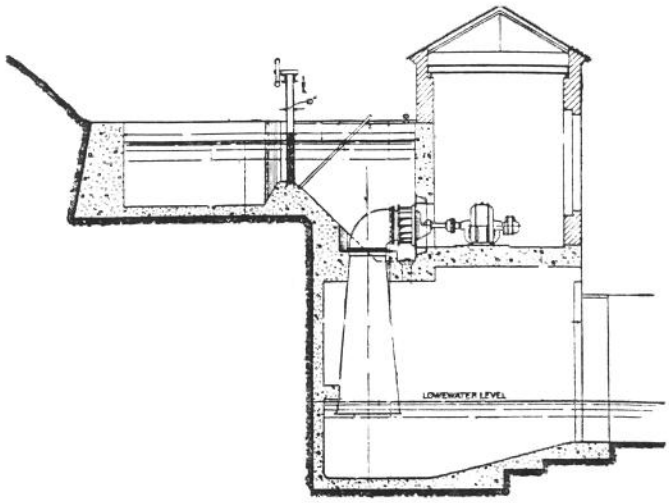
Os sistemas de transmissão devem ser planejados para permitir o despacho de toda a energia a ser gerada com a menor taxa de indisponibilidade possível.

Os elementos necessários para se iniciar os estudos de transmissão são os seguintes:

- valor da tensão de transmissão;
- características dos equipamentos;
- tipo do condutor;
- sistema de isolamento;
- tipo de operação do sistema.

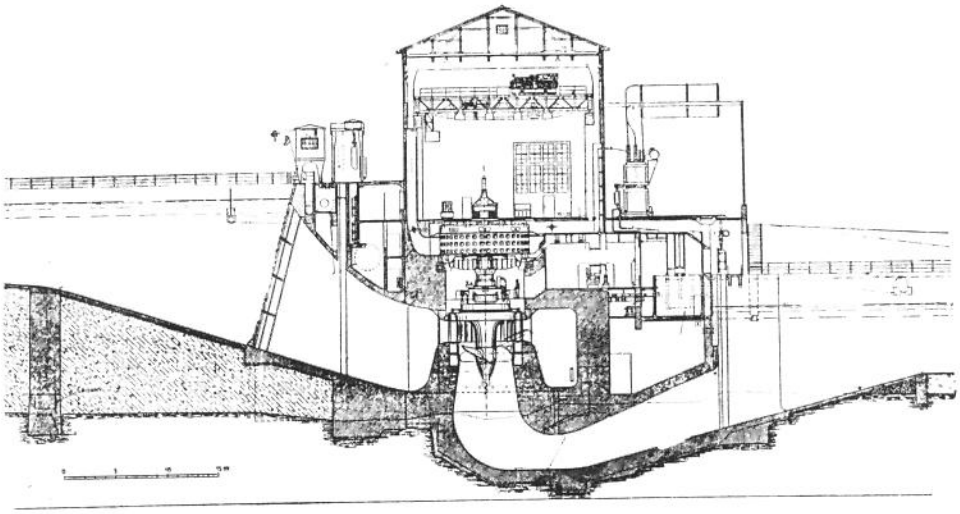
---

[94] O custo devido à perda da capacidade de geração é extremamente elevado e deve ser um fator de constante preocupação por parte do projetista.



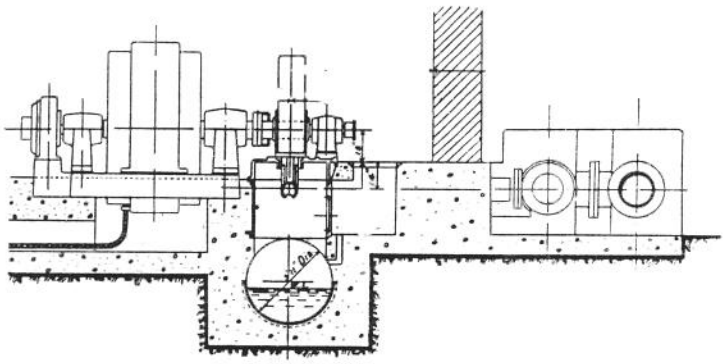

Ref.: ( Fonte Gibson, A.H. Hydro Electric Engineering. Londres. Blackie and Son, 1921 )

Figura 8.36 Grupo gerador de PCH, com máquina tipo Francis caixa aberta.



Ref.: ( Fonte Dubs, R Angewandte Hydraulik. Zurich, Rascher Verlag, 1947 )

Figura 8.37 Grupo gerador de PCH, com máquina tipo Kaplan instalada em poço.



*Ref.: ( Fonte Gibson, A.H. Hydro Electric Engineering. Londres. Blackie and Son, 1921 )*

*Figura 8.38 Grupo gerador com máquina tipo Pelton.*

As características de funcionamento do sistema de distribuição são de primordial importância, uma vez que será ela que definirá a tensão de transmissão, bem como a forma de operação da central.

Uma vez que se fixou a tensão de transmissão e o tipo de condutor[95], depara-se com a escolha da geometria das torres de transmissão que apresentam problemas ligados à disposição dos condutores, à distância entre as torres, à altura do solo, ao número de condutores e à forma do vértice da torre, (CARNEIRO, 1953).

---

95 Colocar as referências para este cálculo.

A escolha do material para a sustentação da torre passa por uma análise econômica. O aço e o concreto são materiais bastante convenientes, tanto do ponto de vista técnico, quanto da durabilidade[96]. Os cálculos das estruturas das torres de transmissão devem levar em consideração as seguintes premissas:

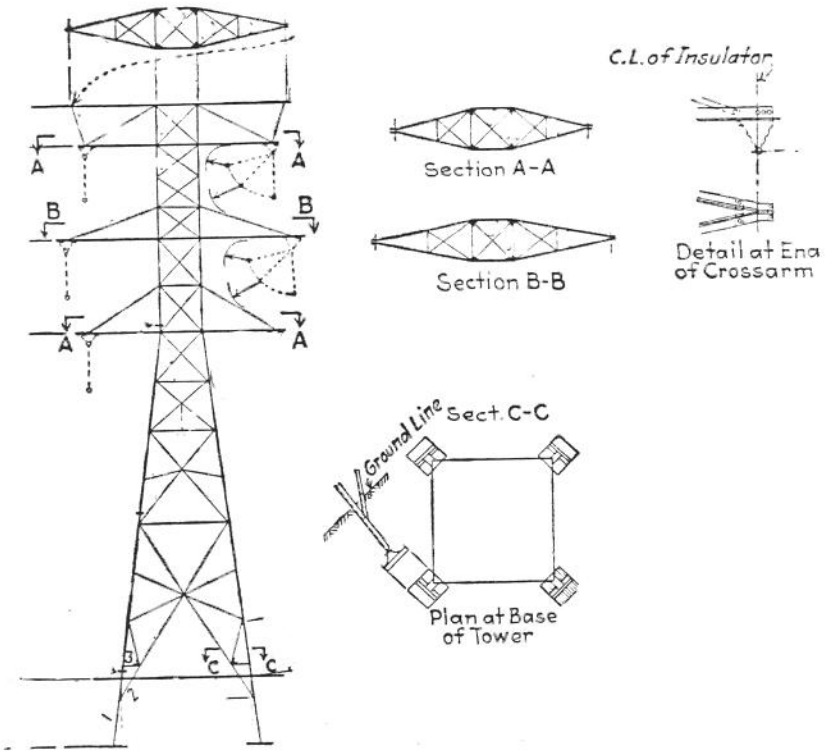
- Todos os condutores, na condição de mínima temperatura, não devem apresentem falhas estruturais;
- A estrutura estará sujeita a ventos de 130 km/h perpendiculares à linha;
- A estrutura estará sujeita a um esforço igual a 1/3 do maior dos esforços laterais dos condutores, nas condições de temperatura mínima e de ventos de 130 km/h.

As subestações devem ser projetadas de forma a permitir boas características de manobra e devem ter seu acesso facilitado, permitindo que a sua utilização mesmo em condições adversas. O seu projeto deve seguir as recomendações das NORMAS BRASILEIRAS.

A figura 8.39 ilustra uma torre de transmissão utilizada em uma PCH, e as figuras 8.40 e 8.41 apresentam detalhes de uma subestação de pequeno porte.

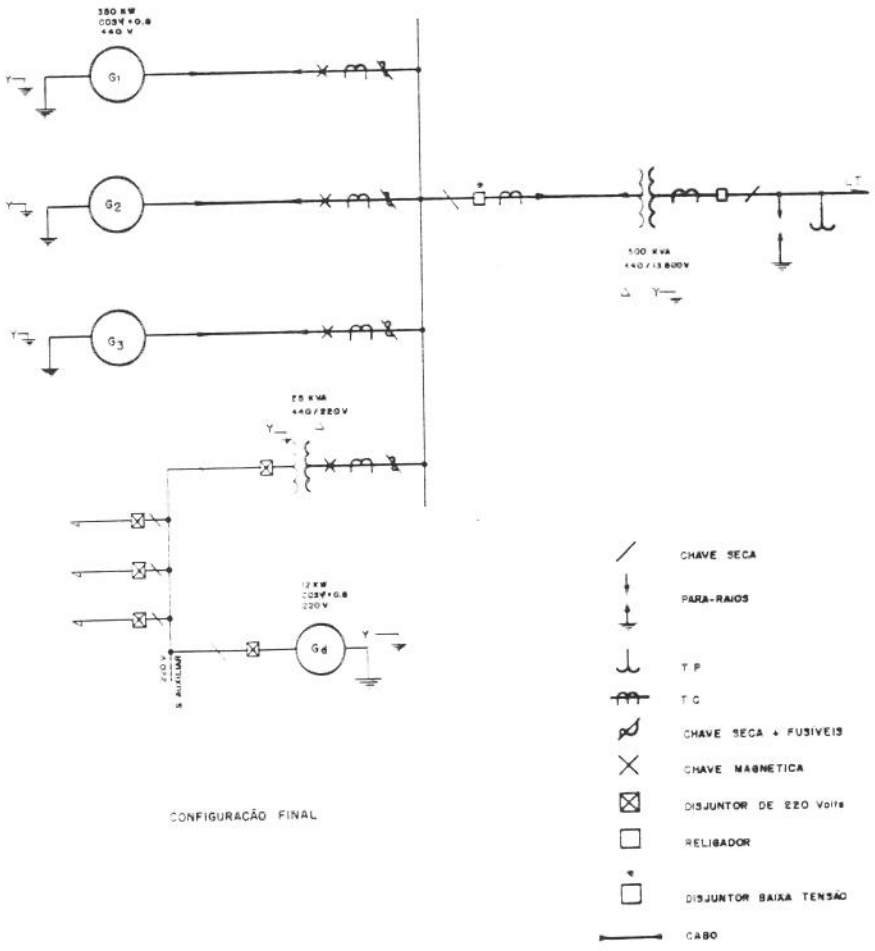
---

96 No Brasil deve-se tomar muito cuidado com relação às linhas de transmissão construídas em madeira, pois as queimadas são uma prática muito comum e de difícil controle.




Ref.: ( Fonte Davi, C,V Handbook of Applied Hydraulics. New York, McGraw-Hill,1952 )

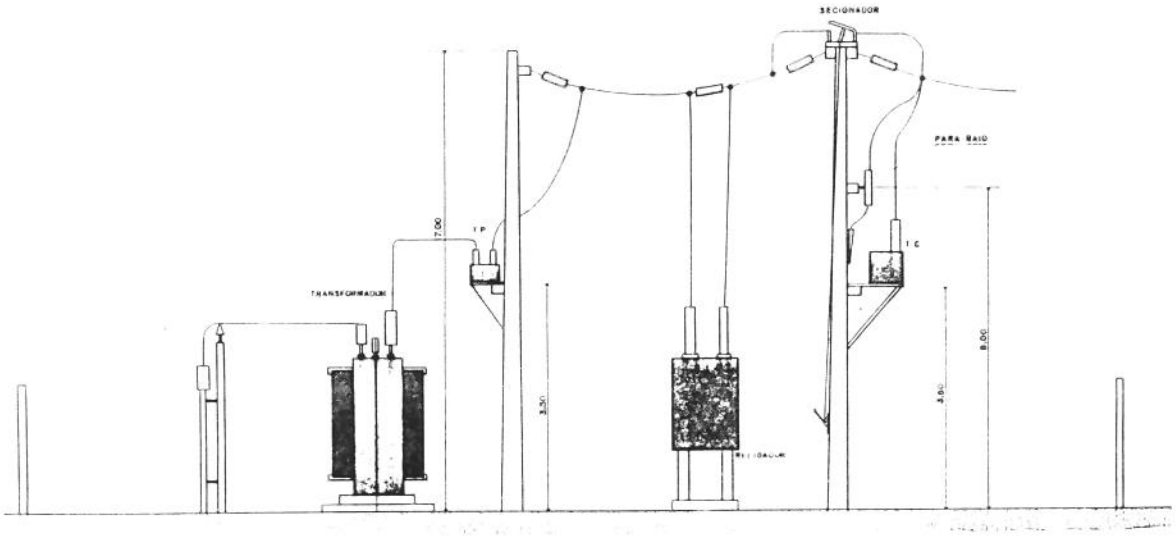
Figura 8.39 Exemplo de uma torre de transmissão.




CONFIGURAÇÃO FINAL

*Ref.: ( Fonte Própria / Projeto PCH São Judas Tadeu - 1991 )*

*Figura 8.40 Esquema de subestação de pequeno porte.*




CORTE A-B

*Ref.: ( Fonte Própria / Projeto PCH São Judas Tadeu - 1991 )*

*Figura 8.41 Arranjo básico de subestação de pequeno porte.*

O projeto dos equipamentos de geração, controle e transmissão são desenvolvidos pelos fabricantes, cabendo ao projetista a especificação dos mesmos, o controle no recebimento dos equipamentos e no comissionamento do sistema.

## 8.6.8 DOCUMENTOS BÁSICOS DE LICITAÇÃO

Os documentos básicos de licitação devem ser produzidos visando a contratação dos empreiteiros que irão construir a usina. A emissão destes documentos se reveste de fundamental importância, pois eles são a base de todos os contratos a serem efetuados para a usina. Nesta fase se percebe claramente se o desenvolvimento do projeto foi feito de forma criteriosa,

pois estes documentos especificam todas as etapas da construção e contratação. Os documentos de licitação devem conter os seguintes itens:

OBRAS CIVIS

- Serviços de infra-estrutura,
- Desvio do rio e esgotamento das fundações;
- Limpeza e escavações,
- Preparação, perfuração, injeção de calda de cimento, drenagem das fundações e instruções de campo,
- Barragem e instrumentação,
- Concreto,
- Armaduras,
- Partes embutidas,
- Acabamento da casa de força,
- Estruturas metálicas.

EQUIPAMENTOS ELETROMECÂNICOS

- Geradores,
- Cubículos,
- Quadros de comando,
- Transformadores de força,

- Grupos auxiliares,
- Quadros de serviço auxiliar,
- Disjuntores,
- Chaves seccionadoras,
- Pára-raios,
- Bobinas de bloqueio,
- Transformadores de potencial,
- Transformadores de corrente,
- Turbinas,
- Ponte rolante,

- Pórticos rolantes,
- Condutos forçados,
- Comportas,
- Compressores,
- Bombas,
- Grades,
- Estação de tratamento de água,
- Filtros,
- Miscelâneas,
- Desenhos.

As licitações devem seguir estes documentos, sendo que as dúvidas que surgirem devem ser sanadas mediante consulta a eles. Fica clara, então, a necessidade de se produzir um bom dimensionamento da PCH para se evitar perdas e atrasos durante as obras.

Deve-se produzir um cronograma da implantação da usina para permitir um acompanhamento dos trabalhos da central, facilitando, assim, o planejamento de obras e a atuação das equipes de fiscalização.

## 8.6 Estudo de caso de dimensionamento de PCH's

O dimensionamento de uma PCH, tal como proposto neste trabalho, segue uma série de premissas que devem ser aplicadas caso a caso, dependendo do nível técnológico da usina. Desta forma o primeiro estudo de caso se refere a uma PCH do segundo nível de tecnologia, para a qual se obteve uma série de parâmetros de projeto a partir do estudo de pré-dimensionamento desenvolvido

no capítulo 7. O segundo caso envolve PCH's no Rio Paraiba do SUL, de terceiro nível de tecnologia, para as quais tambem se utiliza parâmetros de projeto calculados no seu pré-dimensionamento no capítulo 7.

### 8.7.1 O DIMENSIONAMENTO DA PCH SÃO JUDAS TADEU

A PCH São Judas Tadeu se encontra localizada no município de Santo Antonio do Leverger, Estado do Mato Grosso. Ela apresenta uma queda bruta de

287 metros e uma vazão de projeto de 1,5 metros cúbicos por segundo, e uma potência instalada de 3200 kW, dividida em três grupos geradores. Ela deve ser comissionada em 1995.

A PCH São Judas Tadeu foi concebida como uma unidade autônoma, com todas as estruturas de apoio e manutenção próximas do aproveitamento, devido a dificuldades de acesso ao local.

Todo o excesso de energia gerada pela PCH São Judas Tadeu deve ser vendido a CEMAT - Centrais Elétricas do Mato Grosso.

### 8.6.1.1 A PCH São Judas Tadeu - Características Técnicas

A PCH São Judas Tadeu se localiza no Ribeirão Recreio, Estado do Mato Grosso a 16°55' latitude Sul e 57°10' longitude oeste. Ela dista aproximadamente 45 km da cidade de Santo Antonio do Leverger.

### 8.6.1.2 Descrição das estruturas e equipamentos da PCH

As estruturas componentes da PCH São Judas Tadeu foram idealizadas de modo a proporcionar uma elevada funcionalidade a um custo bastante baixo, considerando-se o curto tempo de retorno exigido para este empreendimento. As ações adotadas sempre foram precedidas de um minuncioso estudo das condições locais e se nortearam pela preocupação em se reduzir o tempo de construção da usina.

O desvio do rio seguiu basicamente duas etapas. Na primeira etapa será construida a tomada d'água e boa parte do corpo da barragem, sendo que a descarga do rio continuará a ser conduzida pelo leito original. Na segunda etapa as obras devem seguir pela margem esquerda e o rio será desviado pela tomada d'água. Nesta altura das obras, serão terminadas as estruturas da barragem e o rio poderá retornar ao seu leito normal.

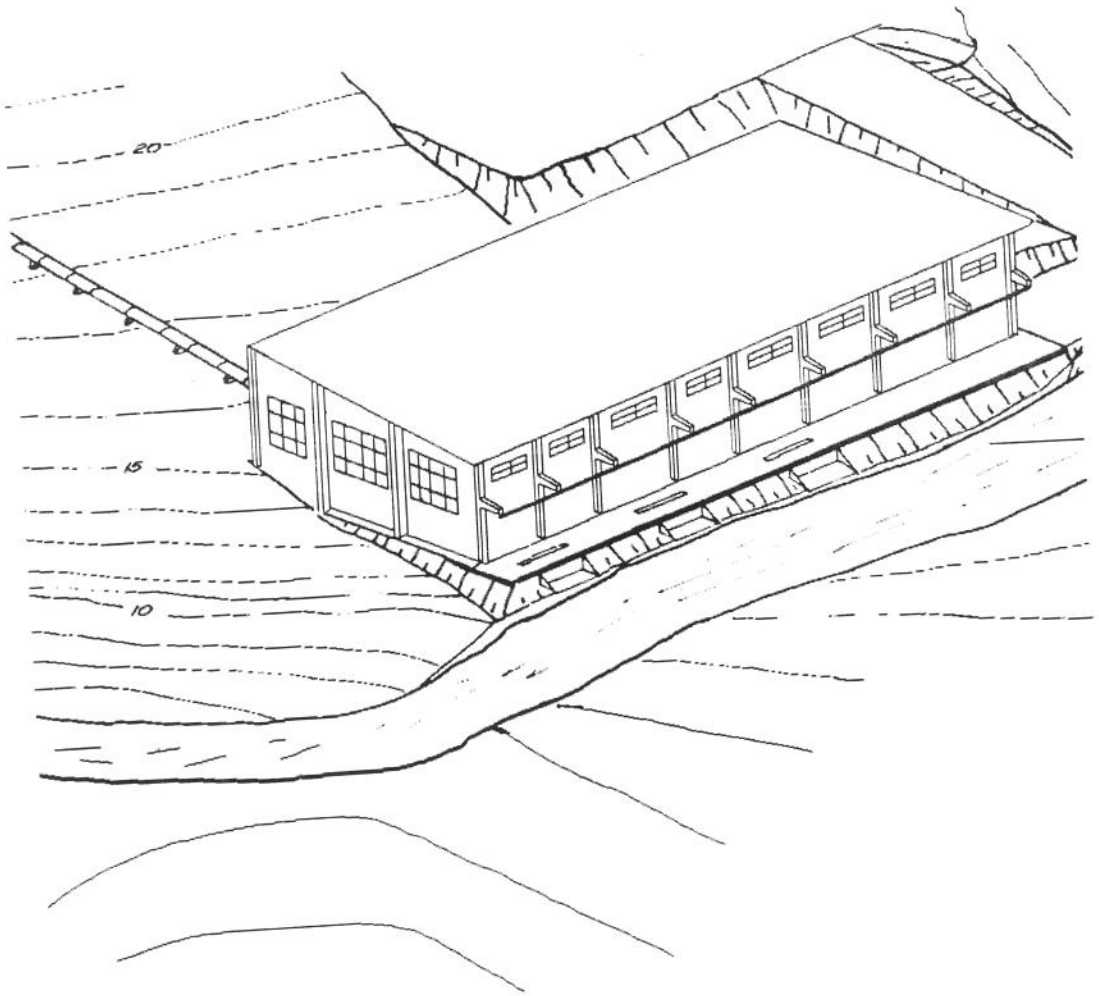
Após o término da barragem, será formado um pequeno lago de acumulação que terá uma área total inundada de aproximadamente dois hectares e que devido as suas características não apresentará grandes problemas ambientais.

A opção pela utilização de barragem de concreto se alicerçou em vários pontos, tais como na necessidade de se obter uma estrutura submersível funcionando como vertedouro em toda a sua extensão, pela existência de

afloramento rochoso em toda a extensão da barragem e pela existência de areia abundante no local. Observou-se, entretanto, que o tipo de rocha local não fornece uma pedra para construção de boas características; assim, foi recomendado que se importasse este material de uma pedreira distante aproximadadmente vinte quilometros da obra.

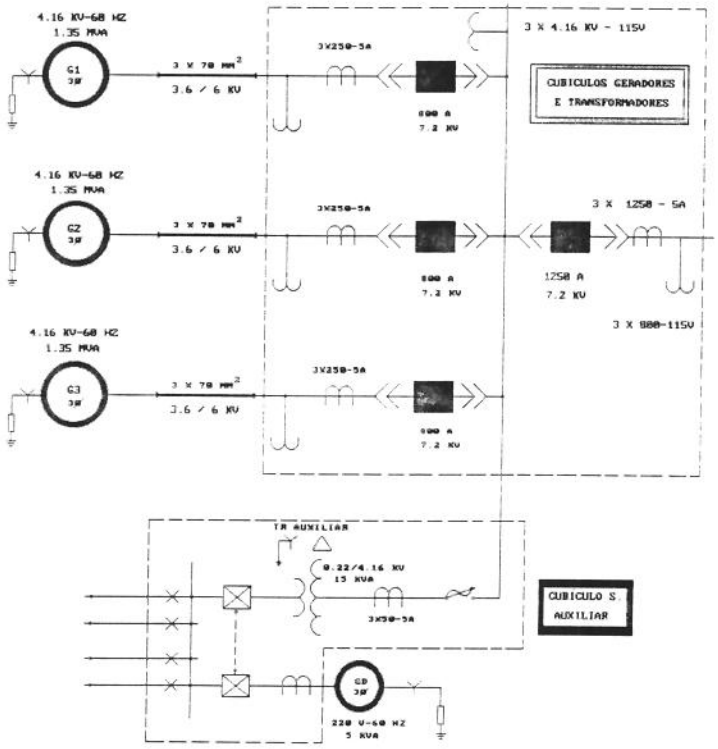
A tubulação de adução é constituida de dois trechos distintos. O primeiro, de baixa pressão, com aproximadamente 1000 metros de extensão se destina a conduzir a água até uma posição em que a descida da encosta seja feita em um pequeno trecho, com um mínimo de interferência sobre a mata existente. O diâmetro desta tubulação será de aproximadamente trinta polegadas. A tubulação de baixa pressão alimentará uma chaminé de equilíbrio com aproximadamente quarenta metros de altura. O segundo trecho da tubulação terá uma extensão de 600 metros e se bifurcará próximo a casa de máquinas em três ramais que irão alimentar os três grupos geradores abrigados na casa de máquinas. A opção pela utilização de um sistema de adução em baixa pressão com tubulação se deveu ao fato de apesar desta apresentar um custo inicial elevado, o seu custo operacional é baixo, além de representar uma sensível redução nos riscos de acidentes com pessoas e animais ao longo do canal de adução.

A casa de máquinas foi concebida levando em consideração as dimensões físicas dos grupos geradores e o espaço necessário para a sua montagem, manutenção e operação. Ela abrigará três grupos geradores principais equipados com maquinas Pélton e um auxiliar com seus respectivos acessórios, painel de comando e medições, sala de baterias e instalações de apoio, que compreendem um escritório, um almoxarifado e um banheiro, com área útil total, em planta, de 300 metros quadrados. A definição do arranjo final da casa de máquinas ficou atrelada às características topográficas do local que se apresenta com pouco espaço para a acomodação de todos os elementos necessários ao bom funcionamento da PCH. A figura 8.41 mostra uma vista esquemática da casa de máquinas e a figura 8.42 apresenta o esquema elétrico da usina.




Ref.: ( Fonte Própria / Projeto PCH São Judas Tadeu - 1991 )

Figura 8.42 Vista geral da casa de máquinas
da PCH São Judas Tadeu




*Ref.: ( Fonte Própria / Projeto PCH São Judas Tadeu - 1991 )*

*Figura 8.43 Configuração do sistema elétrico da PCH São Judas Tadeu*

Duas linhas de transmissão partem da PCH São Judas Tadeu, evitam transposições de cursos d'agua, e seguem paralelamente à rodovias locais, em direção ás subestações da Serra e Caeté, que distam aproximadamente 45 e 6 quilometros, em linha reta, do aproveitamento, respectivamente.

Optou-se por rotas para as linhas de transmissão um pouco mais longa do que as possíveis caso não houvesse uma preocupação em se preservar um certo trecho de mata existente no local. Com esta solução além de se produzir um

menor impacto ambiental conseguindo-se um menor custo por km de linha de transmissão.

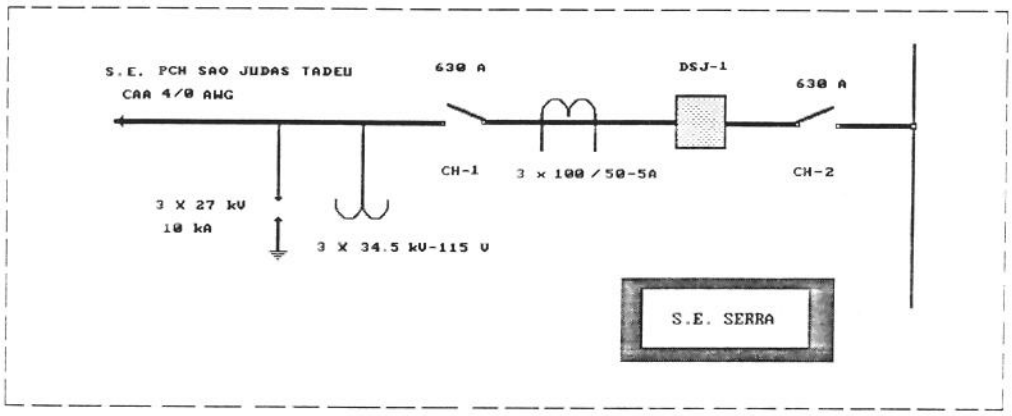
Tendo em vista o binômio potência-distância, bem como o nível de tensão de consumo, está prevista a existência de transformação na subestação terminal de Caeté, pois a tensão de transmissão escolhida não é compatível com a tensão de consumo requerida.

Para as distâncias envolvidas e a potência a ser transmitida, conclue-se que o nível de tensão mais apropriado é o de 34,5 kV.

As subestações de manobra foram concebidas supondo que o sistema elétrico a princípio será interligado e que os equipamentos terão uma classe de tensão de 7,2 kV e 36,2 kV. Previu-se, ainda que o sistema elétrico deve propiciar flexibilidade para a expansão e interligação da PCH a um pequeno sistema a ser formado por novos aproveitamentos regionais PCH's - e / ou centros de carga. Com as premissas adotadas, e considerando que a subestação não deve ser um ponto fraco na sistema elétrico optou-se pelas configurações mostradas na figuras 44 a 46.

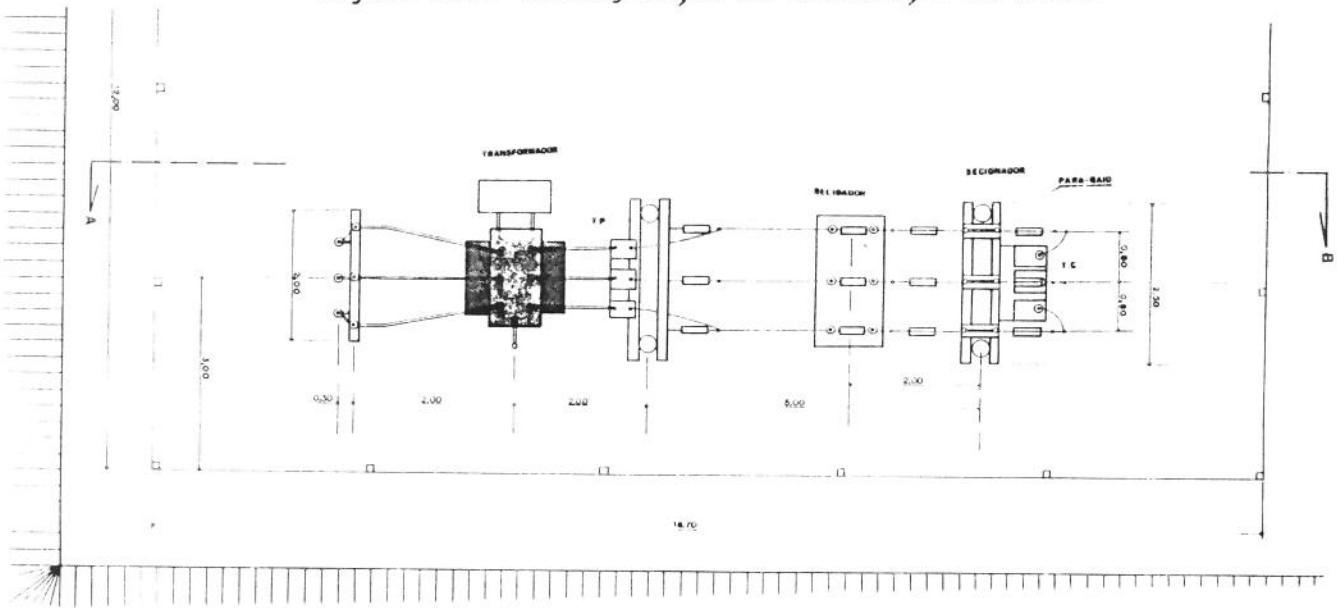
Optou-se pela modulação da transformação, posto que os defeitos, principalmente em transformadores são, geralmente, eventos de baixa probabilidade. Quanto às manutenções preventivas as mesmas podem ser realizadas em periodos de baixa carga, sendo que neste periodo não se suprirá as demais cargas conectadas ao sistema.

Os serviços auxiliares da PCH / SE e suprimento das casas dos operadores serão garantidos mediante uma fonte normal e uma fonte de emergência ( gerador Diesel ) para as cargas consideradas essenciais.



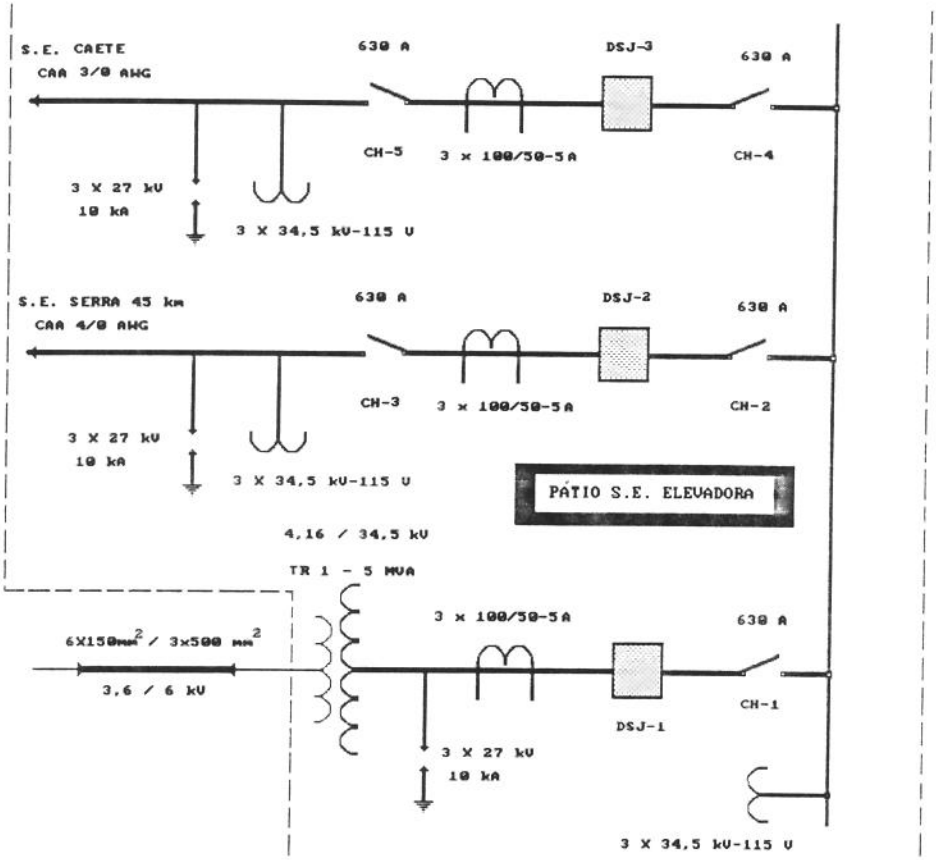

Ref.: ( Fonte Própria / Projeto PCH São Judas Tadeu - 1991 )

Figura 8.44 Configuração da subestação da Serra




Ref.: ( Fonte Própria / Projeto PCH São Judas Tadeu - 1991 )

Figura 8.45 Vista em planta da subestação de Caeté




*Ref.: ( Fonte Própria / Projeto PCH São Judas Tadeu - 1991 )*

*Figura 8.46 Configuração do pátio da subestação elevatória da PCH São Judas Tadeu*

### 8.6.1.3 Os custos da PCH São Judas Tadeu

A PCH São Judas Tadeu foi dimensionada a partir do critério de maximização do retorno financeiro do empreendimento, tomando-se como limite de tempo do retorno do investimento o periodo de doze anos. O nível inicial de motorização nos estudos de pré-dimensionamento foi determinado a partir de equações parametrizadas de custos dos componentes da central. No dimensionamento da PCH se obteve os custos reais das suas estruturas, que estão apresentados na tabela 8.4 a seguir:

Tabela 8.4 Custos dos componentes da PCH São Judas Tadeu

PLANILHA DE CUSTOS

| ITEM | DISCRIMINAÇÃO | CUSTO ( US$ ) |
|---|---|---|
| 01 | SERVIÇOS PRELIMINARES | 5.411,00 |
| 02 | BARRAGEM E VERTEDOUROS | 117.071,75 |
| 03 | TOMADAS D'AGUA | 33.165,10 |
| 04 | TUBULAÇÃO FORÇADA | 726.466,60 |
| 05 | CASA DE MÁQUINAS | 235.541,26 |
| 06 | CANAL DE FUGA | 11.768,20 |
| 07 | SUBESTAÇÃO | 45.919,20 |
| 08 | DESVIO DO RIO | 14.454,00 |
| 09 | CANTEIRO DE OBRAS | 50.380,00 |
| 10 | ESTRADAS DE ACESSO | 20.700,00 |
| 11 | EQUIPAMENTOS MECÂNICOS | 81.575,00 |
| 12 | EQUIP.E INST. ELÉTRICAS | 1.543.900,00 |
| 13 | SISTEMA DE COMUNICAÇÃO | 11.000,00 |
| 14 | ADMINISTRAÇÃO DO PROPRIETÁRIO | 222.707,50 |
| 15 | ENGENHARIA DE PROJETO | 111.353,75 |
| 16 | EVENTUAIS | 538.622,60 |
| 17 | JUROS DURANTE A CONSTRUÇÃO | 619.416,00 |
| 18 | JUROS DURANTE A CARÊNCIA | 1.683.362,27 |
| 19 | CUSTO TOTAL DA OBRA | 6.063.814,23 |

*Ref.: ( Fonte Própria / Projeto PCH São Judas Tadeu - 1991 )*

As hipóteses para cálculo do retorno da PCH foram formuladas a partir da análise financeira de um período de tempo englobando prazos de carência e quitação do empréstimo necessário para a construção da central. Deste modo o estudo contemplou, segundo procedimentos expostos no *I° PNPCH Plano Nacional de Pequenas Centrais Hidroelétricas* datado de *1988*, a formação de um "caixa" que atuará como reserva de capital e como estabilizador do fluxo de

pagamentos durante o período de financiamento do empreendimento. É conveniente ressaltar que, as regras bancárias atuais são mais rigorosas que as analizadas neste texto, portanto, análises mais realistas devem utilizar as regras bancárias próprias do empréstimo que variam de banco para banco. A análise, de modo a ser coerente com os procedimentos estabelecidos nas diretrizes do $I^{O}$ *PNPCH* analisou o fluxo de caixa relativo a receita, relacionada com a venda de energia sob tarifa depreciada a taxa de 3% *ao ano* e juros de ativos bancários, bem como, as despesas relativas aos custos de operação e manutenção, serviço da dívida, depreciação das instalações sob taxa de 3% *ao ano*, e imposto de renda, sob uma alíquota de 35% do lucro líquido.

O lucro liquido é obtido pela diferença entre a receita gerada pela venda de energia somada ao valor depositado no caixa, e o custo de operação e manutenção ( O & M ) somado aos juros do emprestimo e ao valor da depreciação da usina.

O empréstimo obtido sobre o montante de US$ 6.063.814,23 implica em um valor liquido de US$ 3.853.663,57 que representa o montante inicial depreciado de 12% ao ano, sendo que para efeito de contabilização frente ao banco representará US$ 4.834.035,58, ou seja o valor líquido acrescido de juros de 12% ao ano durante os dois anos de construção da usina. A depreciação será calculada como sendo igual a 3% do montante do empréstimo ou seja US$ 181.914,43.

Supondo que a PCH tenha um custo de operação e manutenção de US$ 345.000,00 ao ano que corresponde a aproximadamente 25% da receita inicial obtida com a comercialização de energia elétrica, uma tarifa base, calculada segundo as diretrizes do $I^{O}$ *PNPCH*, de 52 mills/kWh e previamente negociadas com a concessionária local, bem como, uma taxa de juros de 12% ao *ano* são obtidos os resultados apresentados nas tabelas 8.5 a 8.7 a seguir, onde é possível verificar que o valor apresentado no caixa é de 269.371,91 US$. O prazo de quatorze anos para quitação do emprestimo foi obtido mediante negociação direta com bancos e deve ser reavaliada para cada caso.

*Tabela 8.5 Resumo das receitas e despesas do caixa para uma taxa de juros da PCH ( 12 % a/a )*

| | RECEITAS | | | DESPESAS | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ANO | ENERGIA (GERADA ANUAL) (US$) | JUROS (12% SOBRE O CAIXA) (US$) | TOTAL (JUROS + ENERGIA) (US$) | TOTAL DA DIVIDA (TD) (US$) | OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO ( O&M ) (US$) | IMPOSTO RENDA (IR) (US$) | TOTAL (RECEITA TOTAL - DFIR) (US$) |
| 01 | —— | —— | —— | —— | —— | —— | —— |
| 02 | —— | —— | —— | —— | —— | —— | —— |
| 03 | 1.353.820, | —— | 1.353.820 | 580.084 | 345.000,00 | 86.387 | 1.011.471 |
| 04 | 1.312.670, | 383.430 | 1.705.100 | 580.084 | 345.000,00 | 209.335 | 1.134.419 |
| 05 | 1.289.500, | 699.161 | 1.982.518 | 1.184.338 | 345.000,00 | 287.582 | 1.816.920 |
| 06 | 1.257.368, | 125.150 | 1.111.665 | 1.111.828 | 345.000,00 | 27.069 | 1.483.897 |
| 07 | 1.225.210, | -113.544 | 893.770 | 1.039.317 | 345.000,00 | 48.132 | 1.432.450 |
| 08 | 1.193.050, | -359.279 | 625.499 | 966.807 | 345.000,00 | 0 | 1.311.807 |
| 09 | 1.160.900, | -535.400 | 441.296 | 894.296 | 345.000,00 | 0 | 1.239.296 |
| 10 | 1.128.750, | -687.459 | 251.892 | 821.786 | 345.000,00 | 0 | 1.116.786 |
| 11 | 1.096.590, | -812.547 | 120.970 | 749.275 | 345.000,00 | 0 | 1.094.275 |
| 12 | 1.064.440, | -949.469 | 24.010 | 676.764 | 345.000,00 | 0 | 1.021.764 |
| 13 | 1.032.900, | -1.008.889 | 640.723 | —— | 345.000,00 | 0 | 345.000 |
| 14 | 1.000.130, | -959.406 | —— | —— | 345.000,00 | 260.180 | 371.351 |

*Ref.: ( Fonte Própria )*

*Tabela 8.6 Resumo das receitas e despesas do caixa para uma taxa de juros de 12% ( a/a )*

| RESUMO DAS RECEITAS E DESPESAS E DO CAIXA ( 12% a/a ) | | | |
|---|---|---|---|
| ANO | CAIXA ( US$ ) | RECEITA TOTAL ( US$ ) | DESPESAS TOTAIS ( US$ ) |
| 01 | ——— | ——— | ——— |
| 02 | ——— | ——— | ——— |
| 03 | 342.348,27 | 1.353.820,00 | 1.011.471,73 |
| 04 | 570.680,32 | 1.705.100,06 | 1.134.419,75 |
| 05 | 111.741,09 | 1.928.661,95 | 1.816.920,86 |
| 06 | -101.379,17 | 1.382.518,03 | 1.483.897,20 |
| 07 | -320.785,09 | 1.111.665,33 | 1.432.450,42 |
| 08 | -478.036,42 | 833.770,70 | 1.311.807,12 |
| 09 | -613.797,38 | 625.499,21 | 1.239.296,59 |
| 10 | -725.489,12 | 441.296,93 | 1.166.786,05 |
| 11 | -842.383,33 | 251.892,19 | 1.094.275,52 |
| 12 | -900.794,31 | 120.970,67 | 1.021.764,98 |
| 13 | -320.898,63 | 290.010,37 | 345.000,00 |
| 14 | +269.371,91 | 640.723,53 | 371.351,62 |

*Ref.: ( Fonte Própria )*

A fim de verificar a influência da taxa de juros cobrada pelo emprétimo foi feita uma simulação para as situações de taxas de 10% e 8%. Nestas simulações foram matidos os valores do empréstimo frente ao banco ou seja em um valor de US$ 4.834.035,58

Assim temos os seguintes resultados para a situação de taxas de 10% ao ano

*Tabela 8.7 Resumo das receitas e despesas do caixa para uma taxa de juros de 10% ( a/a )*

RESUMO DAS RECEITAS E DESPESAS E DO CAIXA ( *10% a/a* )

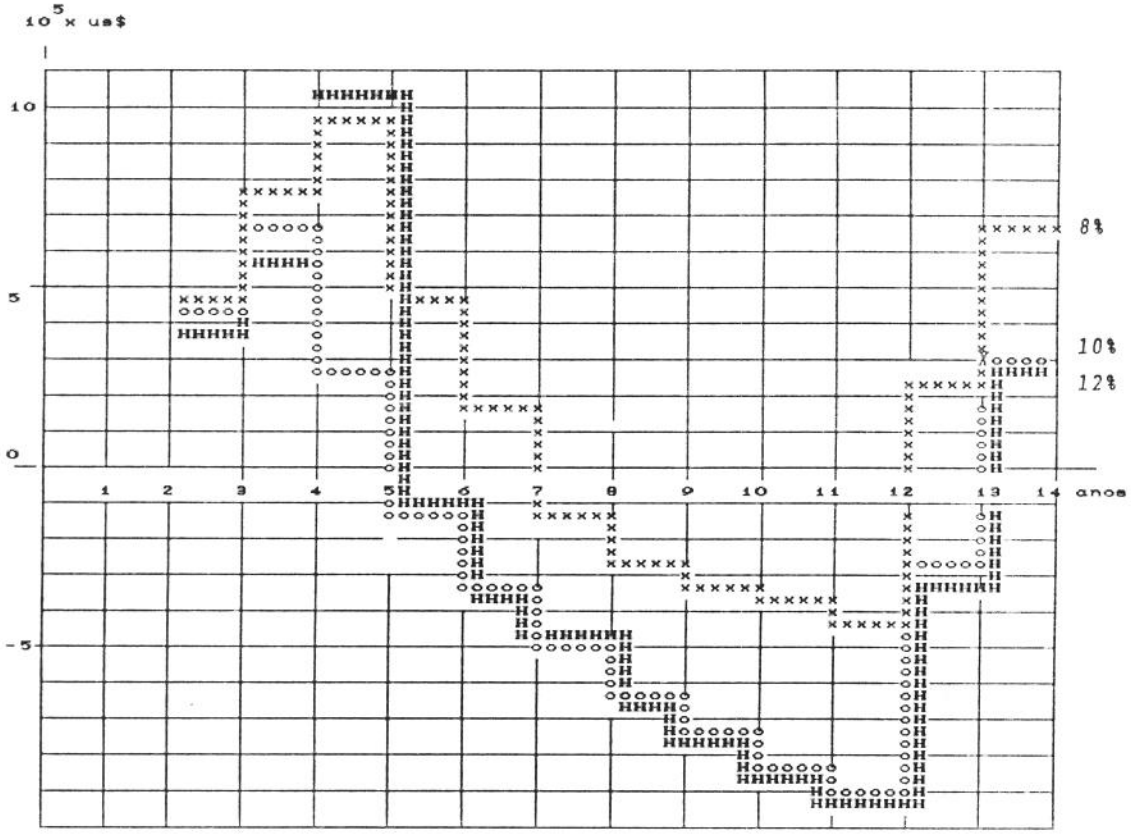
| ANO | CAIXA ( US$ ) | RECEITA TOTAL ( US$ ) | DESPESAS TOTAIS ( US$ ) |
|---|---|---|---|
| 01 | ——— | ——— | ——— |
| 02 | ——— | ——— | ——— |
| 03 | 405.190,67 | 1.353.820,00 | 984.629,23 |
| 04 | 674.004,22 | 1.767.379,74 | 1.093.375,52 |
| 05 | 205.040,90 | 2.030.904,64 | 1.825.863,74 |
| 06 | -128.256,80 | 1.482.912,99 | 1.611.169,79 |
| 07 | -345.850,82 | 1.084.127,52 | 1.429.978,34 |
| 08 | -492.767,58 | 812.614,10 | 1.305.381,68 |
| 09 | -622.500,57 | 618.855,66 | 1.241.356,23 |
| 10 | -733.331,41 | 443.999,38 | 1.177.330,79 |
| 11 | -823.379,89 | 289.925,45 | 1.113.305,34 |
| 12 | -890.557,78 | 158.722,12 | 1.049.279,90 |
| 13 | -291.713,55 | 290.010,37 | 345.000,00 |
| 14 | +280.929,29 | 640.723,53 | 371.351,62 |

*Ref.: ( Fonte Própria )*

*Tabela 8.8 Resumo das receitas e despesas do caixa para uma taxa de juros de 08% ( a/a )*

| RESUMO DAS RECEITAS E DESPESAS E DO CAIXA ( 8% a/a ) | | | |
|---|---|---|---|
| ANO | CAIXA ( US$ ) | RECEITA TOTAL ( US$ ) | DESPESAS TOTAIS ( US$ ) |
| 01 | ——— | ——— | ——— |
| 02 | ——— | ——— | ——— |
| 03 | 468.033,33 | 1.353.820,00 | 885.786,87 |
| 04 | 775.695,03 | 1.827.146,00 | 1.051.450,97 |
| 05 | 970.763,04 | 1.127.250,63 | 1.156.487,59 |
| 06 | 464.877,76 | 2.305.792,08 | 1.840.914,32 |
| 07 | 122.135,83 | 1.727.277,99 | 1.605.142,16 |
| 08 | -106.078,78 | 1.324.956,69 | 1.431.035,47 |
| 09 | -253.889,69 | 1.046.334,92 | 1.300.224,62 |
| 10 | -345.257,23 | 854.549,13 | 1.199.806,36 |
| 11 | -397.008,01 | 723.712,19 | 1.120.720,20 |
| 12 | -420.941,33 | 635.671,35 | 1.056.612,68 |
| 13 | -215.304,17 | 578.283,37 | 362.979,20 |
| 14 | +639.648,00 | 1.232.658,50 | 592.010,50 |

*Ref.: ( Fonte Própria )*




Ref.: ( Fonte Própria )

*Figura 8.47 Comportamento do caixa em função do da taxa de juros*

O emprendimento apresenta um perfil de retorno bastante modesto durante os primeiros quatorze anos, entretanto após esta fase, existe um acumulo de recursos no "caixa" que o tornam bastante interessante. Assim pode-se notar duas fases distintas no empreendimento, a primeira, durante o periodo de pagamento do empréstimo, no qual acumula-se uma dívida no décimo segundo ano.

## 8.6 2 DIMENSIONAMENTO DE PCH's NO RIO PARAIBA DO SUL

### 8.6.2.1 INTRODUÇÃO

A escolha da PCH Tremembé para este estudo de caso se deve ao fato dela possuir um desnível de projeto de 14,00 metros, o que possibilita a substituição dos grupos tubulares por grupos do tipo Francis com caixa espiral e rotor duplo, que apesar de apresentar redimentos inferiores aos dos grupos anteriormente citados, tem um custo menor.

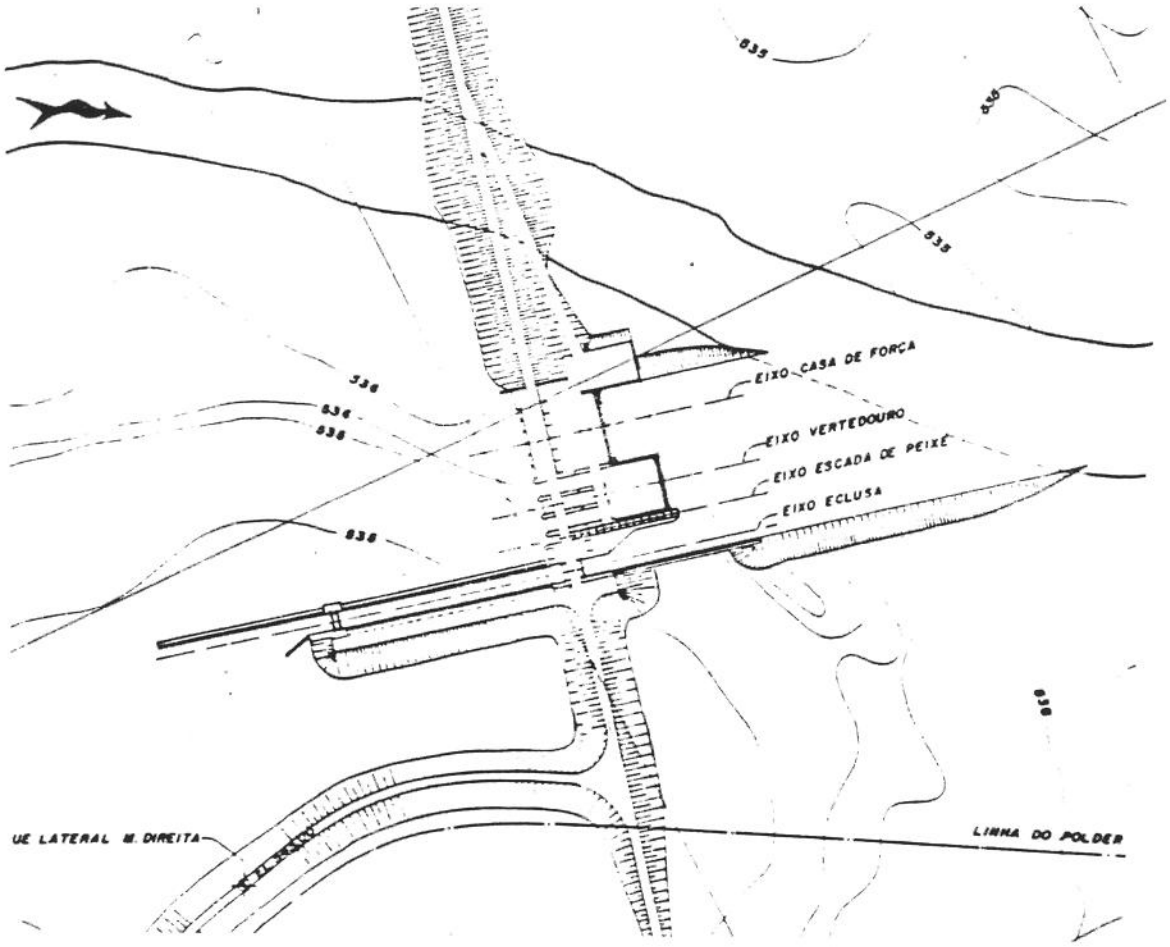
### 8.6.2.2 A PCH TREMENBÉ - Características Técnicas

As dificuldades oriundas da ocupação do solo da região do Vale do Rio Paraiba são devidas principalmente a elevadas taxa de ocupação e ao grande número de propriedades existentes. Assim para a proteção das varzeas serão construidos diques laterais com a alturas variáveis que protegerão as regiões mais baixas, minimizando os impactos socio-econômicos. O "endicamento" resultante reduz grandemente a área de inundação, entretanto esta redução redunda em um pequeno volume de acumulação que torna a geração destas usinas diretamente dependentes das vazões afluentes ao reservatório.

A PCH TREMEMBÉ foi dimensionada visando a otimização das escavações e posicionando-se a eclusa de modo a facilitar as manobras das embarcações. As obras civis são delimitadas por muros de transição, sendo que ao lado estarão as barragens de terra. O vertedouro, implantado na margem esquerda do rio, será controlado por comportas de segmento em número de 3 com largura de 10,00 metros e altura de 12,00 metros. A tomada d gua será incorporada a casa de máquinas e terá um conjunto de comportas de manobra do tipo "STOP-LOGS". As demais obras serão implantadas de modo a seguir a mesma filosofia de projeto, o que resulta em uma central de nível tecnológico avançado.

### 8.8.2.3 Descrição das estruturas e equipamentos da PCH

A barragem terá uma extensão de 150,00 metros na margem esquerda e 120,00 metros na margem direita. A figura 8.48 mostra o arranjo básico proposto.

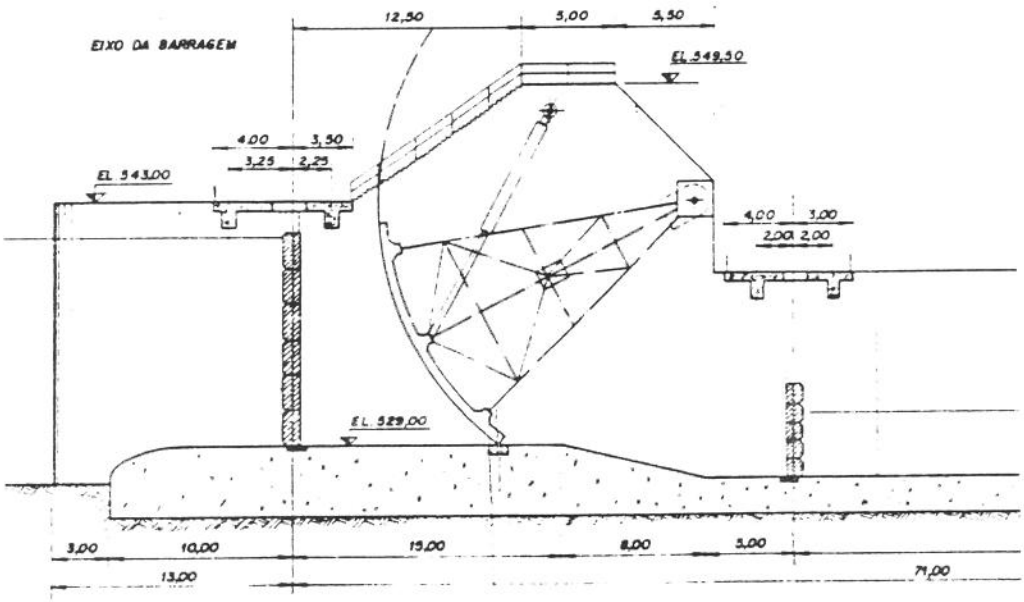



*Ref.: ( Fonte CESP-Estudos de Inventário do Rio Paraiba do Sul )*

*Figura 8.48 Arranjo básico da PCH TREMENBÉ*

O vertedouro da PCH foi pré-dimensionado para escoar uma vazão decamilenar de 1.472 $m^3$/ s admitindo-se como nível máximo no reservatório a cota de 541,00. Devido às suas características de central de terceiro nível tecnológico e ao volume a ser escoado, optou-se por um controle com comportas de segmento com um dimensionamento seguindo o critério de vertedouro de soleira espessa. No caso de aberturas parciais, o vertedouro

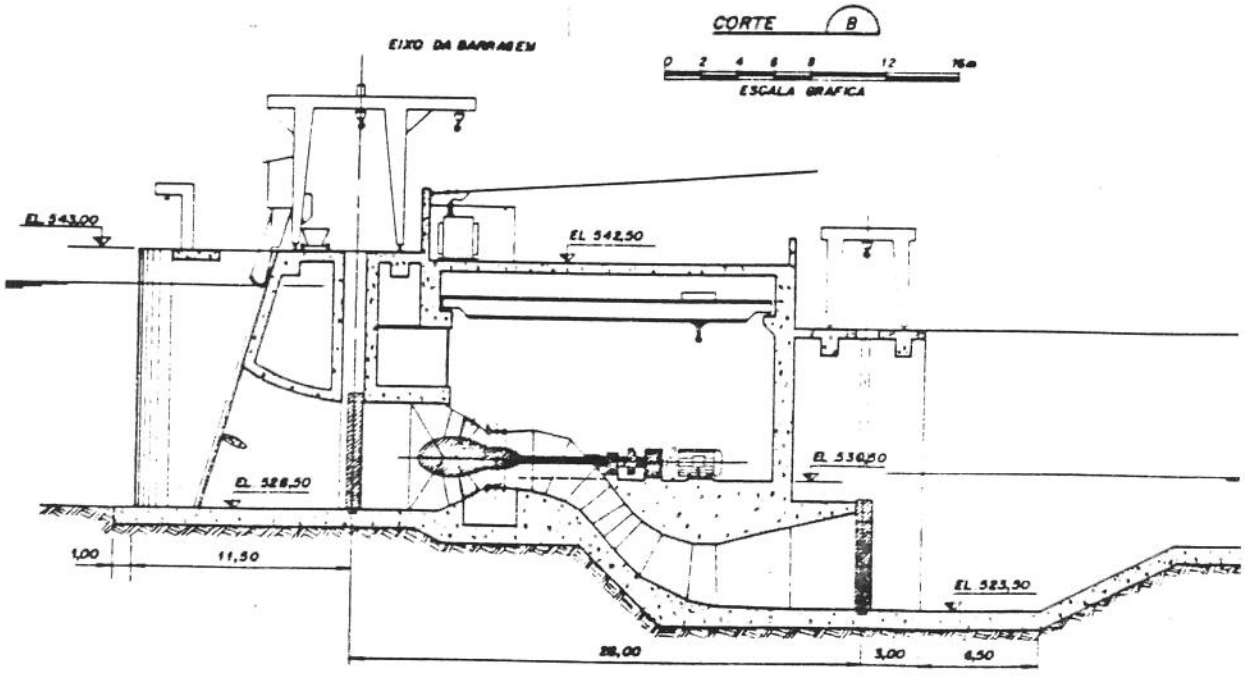
funcionará como um orifício de grandes dimensões. Definiu-se a utilização de 3 comportas de 10 metros de largura com 12,00 metros de altura. Foram previstas ainda a instalação de jogos de "STOP LOGS" a jusante e a montante das comportas. O "stop-log" de montante será operados por pórtico móvel que correrá por sobre a laje do vertedouro e da tomada d' gua,que serão estocados em uma plataforma próxima a eclusa. O "stop-log" de jusante será operado por outro portico móvel que se deslocará pelas estruturas da casa de máquinas e do vertedouro. A figura 8.49 ilustra um esquema do vertedouro a ser adotado.




Ref.: ( Fonte CESP-Estudos de Inventário do Rio Paraiba do Sul )

Figura 8.49 Esquema do vertedouro a ser adotado

A Casa de Máquinas estará localizada entre a barragem de terra e o vertedouro, na margem esquerda, e abrigará seis unidades geradoras de 4.385 MW cada. As dimensões básicas serão de 42,00 metros de largura por 51,50 metros de comprimento. As turbinas serão do tipo tubular "S" sendo que é prevista uma transição de aproximadamente 4,50 metros passando-se de uma seção retangular de 6,00 metros de altura e 6,50 metros de largura para uma seção circular de 3,20 metros de diâmetro na região do rotor. Está prevista a instalação de um multiplicador de velocidade entre o rotor da turbina e o gerador. A figura 8.50 mostra um corte da Casa de Máquinas desta PCH.

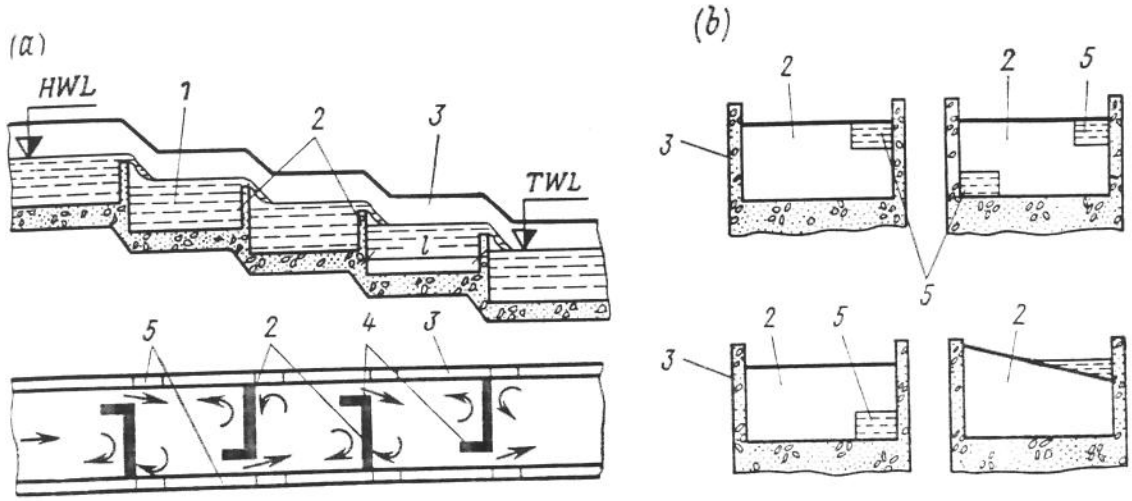



*Ref.: ( Fonte CESP-Estudos de Inventário do Rio Paraiba do Sul )*

*Figura 8.50 Corte da Casa de máquinas da PCH TREMENBÉ*

A fim de se reduzirem os custos com cablagem e demais elementos, optou-se por locar a subestação próxima a Casa de Máquinas, o que aliás se constitue em uma solução bastante comum neste tipo de central.

Foi prevista a construção de uma escada de peixes, entre a tomada d'água da eclusa e o vertedouro. Esta escada permitirá, na época de cheias, a subida dos peixes ultrapassando o obstáculo causado pela construção da barragem. Esta transposição será por lâmina d'água vertente, para espécies que saltam e ao nível do fundo da caixa superior para espécies de couro. As aberturas destinadas às espécies de couro serão posicionadas junto as paredes transversais, de forma alternada. A figura 8.51 ilustra esta estrutura.




(a) longitudinal cross-section; (b) plan; (c) hole position; *1*—basin; *2*—transverse baffles; *3*—longitudinal walls; *4*—nose-guards; *5*—entry holes

*Ref.: ( Fonte Grishin, M.M. Hydraulics Strutures, Moscou, Mir Publishers, 1982 )*

*Figura 8.51 Esquema da escada de peixes*

# CAPÍTULO 9

# PERSPECTIVA DA PARTICIPAÇÃO DA INICIATIVA PRIVADA NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL VIA PCH'S

"O que não convém a colmeia não convém a abelha".

Antonius, Aurelius Marcus. 121-180 DC

As atividades humanas sempre se conduziram pelo horizonte de uma melhoria das condições de vida daqueles que as empreendiam. Este fato resultou, durante o decorrer da história, em muitas ações de arrojo, que se alternavam com aquelas de ordem produtiva, ou de puro saque, sobre as classes menos afortunadas. Apesar dos efeitos negativos, a história está repleta de exemplos de ousadia que modificaram o panorama da sua época. O que seria do mundo, se não tivesse havido homens que se dispuseram a ir onde nenhum de seus contemporâneos jamais ousou pensar? As grandes navegações teriam ocorrido? E a conquista de novas terras, além-mar, se dariam ? Apenas para citar alguns exemplos mais recentes. Àqueles que, por conveniência, se quedaram em algum canto e esperaram os resultados das primeiras empreitadas, apenas restou o consolo de criticar e difamar aquilo que eles mesmas tiveram vontade de fazer, mas que, por falta de coragem ou por motivos de ordem moral ou religiosa não o fizeram. Ao emprendedor restava todo o lucro obtido por astucia ou pela sorte das armas, pois se os riscos eram seus, os dividendos também lhes cabiam e, assim, eles prosperaram, fundaram dinastias e fizeram fortuna. Na atualidade já não se deve conviver com este tipo de risco

levado, uma vez que o mesmo conduz a uma situação de concentração de renda e de poder descontrolado, onde os lucros são maiores ainda. Assim, quando se fala em capital de risco, é necessário que se coloquem limites para os riscos, sob pena de, em poucas décadas, ou até mesmo anos, se ter um sistema controlado por grupos que acumularão renda, de forma imensamente veloz, e causarão um choque social tremendamente grande, não abrindo mão de seus direitos legalmente conquistados, quer por mérito ou por força[97]. A participação da iniciativa privada na geração de energia elétrica precisa, assim, de parâmetros e de segurança para que os riscos de ambas as partes sejam reduzidos e para que não se deixe de contar com o espírito empreendedor de alguns homens que, apesar de tudo que se possa dizer, são corajosos e têm, como sempre tiveram, algo a colaborar com o progresso e desenvolvimento da sociedade, desde que existam leis e normas que lhes controlem a ambição e o poder conseqüente do que ela pode lhes proporcionar. Acreditar que apenas o espírito empreendedor da iniciativa privada possa colaborar com o desenvolvimento é tão arriscado quanto se apostar em um sistema puramente estatizado e sem o auxilio daqueles que, por vontade, crença ou mérito querem, ou preferem, ousar e trabalhar de forma independente. O mais razoável parece ser, portanto, um sistema de ajuda mútua onde tanto iniciativa privada quanto o estado possam conviver harmoniosamente, obtendo vantagens de ambos os lados, e contribuindo para o desenvolvimento nacional auto-sustentado e internacionalmente respeitado.

---

97 MACHIAVELLUM, Nicóllo. *Il Principe*. Veneza, Editora Antonio Blado, 1532.

## 9.1 DA INICIATIVA PRIVADA ÀS CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA

A geração de energia elétrica no Brasil se inicia, ainda, na época do Império. No ano de 1879, é inaugurada a iluminação elétrica da Estação D. Pedro II, antiga Estação da Corte.

A primeira cidade da América Latina a receber iluminação pública elétrica foi a cidade de Campos, RJ., que possuía uma máquina térmica, acionando três geradores com potência total de 52 kW.

O ano de 1892 marca o início dos serviços de bondes elétricos na cidade do Rio de Janeiro. É nesse mesmo ano que entra em operação o primeiro aproveitamento hidrelétrico no país, a Usina de Ribeirão do Inferno, um afluente do rio Jequitinhonha, em Diamantina, Minas Gerais. Esse aproveitamento consistia na exploração da energia para uso privado. Essa primeira usina era constituída por uma barragem, um desnível total de 5 metros e uma casa de máquinas com 2 grupos geradores, totalizando 12 kW de potência. A energia gerada era em corrente contínua e os geradores eram acionados por uma roda hidráulica de madeira.

Em 5 de setembro de 1889, era inaugurada a primeira Usina Hidrelétrica de utilização pública, a Marmelos Zero, no rio Paraibuna, próxima à estrada União Indústria, na cidade de Juiz de Fora, MG. Essa usina possuía dois geradores monofásicos de 125 kW cada um, com tensão de geração de 1 kV, e freqüência de 60 Hz. A Usina de Marmelos Um é instalada sete anos após, no mesmo local.

Em 1887 é instalada, em Porto Alegre, a iluminação pública com energia

elétrica. É nessa época que a energia elétrica passa a ter caráter industrial, sendo instaladas as primeiras centrais próximas às quedas dágua, visando o atendimento às primeiras indústrias.

As primeiras empresas de energia elétrica surgiram entre 1890 e 1900 e eram de caráter privado, tanto nacional como estrangeiro. Essas empresas utilizavam, na sua grande maioria, equipamentos hidrelétricos e supriam pequenos sistemas isolados[98].

Os primeiros conceitos de regulamentação começam a aparecer no início do século XX, embora ainda de caráter bastante incipiente. Nessa época, o poder público municipal era a principal autoridade na área.

A evolução tecnológica do setor hidrelétrico veio propiciar um crescimento considerável do setor elétrico no Brasil. As primeiras empresas se preocuparam, inicialmente, em instalar usinas hidrelétricas próximas aos centros consumidores. Devido ao porte dos investimentos e ao estágio da economia nacional, as primeiras empresas a se organizarem e que tiveram importância na evolução do setor são de capital estrangeiro.

Nos dois principais centros industriais emergentes do país, São Paulo e Rio de Janeiro, surgem as maiores companhias de energia. Assim, em 1899, a The São Paulo Railway, Light and Power Co. Ltd. assume a concessão para a exploração dos serviços públicos de energia elétrica. Em 1905, o Grupo, sob

---

98 Esse processo é o mesmo que se inicia novamente, na última fronteira a ser aberta no Brasil, onde alguns empresários já se dispõem a construir e operar pequenas centrais hidrelétricas, visando o abastecimento de sistemas isolados.

a designação de The Rio de Janeiro Transway, Light and Power Co. Ltd., assume a concessão da cidade do Rio de Janeiro, então Distrito Federal.

O Grupo Light inicia suas atividades com a construção da Usina Parnaíba, no rio Tietê, com uma potência instalada de 2.000 kW, ampliada em 1912 para 16.000 kW.

A construção da UHE Henry Bordon, em Cubatão (1926), marca o início das grandes centrais modernas, com capacidade inicial de 28.050 kW que, após sucessivas ampliações, atingiu a sua capacidade final de 719.000 kW de potência instalada (1956).

No Rio de Janeiro, a Light concluiu em 1907 a Usina de Ribeirão das Lajes. Este aproveitamento permitiu a instalação da UHE de Fontes, com capacidade de 24.000 kW, em 1908.

Entre 1920 e 1923, a Light concluiu a UHE de Ilha dos Pombos, com potência instalada de 163.640 kW, que foi, posteriormente, ampliada, perfazendo uma potência final de 252.890 kW. Em 1948, a Light iniciou a construção da UHE Nilo Peçanha de 327.700 kW[99].

Em 1924, a American Foreign Power Company (AMFORP), empresa pertencente ao grupo norte-americano Bond and Share Co., inicia a sua atuação no interior do estado de São Paulo, através da aquisição de diversas pequenas empresas concessionárias. Estas viriam constituir, posteriormente, a Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL.

A Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas Brasileiras - CAEEB, foi formada a partir de 1927, pela aquisição de diversas concessionárias de Serviço Público das capitais dos estados e de outras cidades do Brasil, excetuando-se Rio de Janeiro e São Paulo, e se destinava a supervisionar e administrar as concessionárias sob seu controle acionário[100].

---

99 É importante frisar que, nessa época, a participação do setor privado era de vital importância para o crescente setor elétrico nacional.

100 Essas empresas operavam sistemas eletricamente isolados, com caracterís-

Com o crescimento do parque fabril, principalmente a partir do período pós-guerra, os governos Estaduais e Federal se viram na contingência de iniciar maciços investimentos no setor de energia. Assim, em 1947, surge a CHESF, cujo objetivo inicial era a construção da UHE de Paulo Afonso que marcou um ponto positivo para a Engenharia Nacional, devido às condições adversas para o desvio do rio. Essa UHE foi inaugurada em 1954 e, posteriormente, ampliada até atingir sua capacidade nominal.

Em 1957, o Governo Federal, face à crescente demanda de energia na região Centro-Sul, cria Furnas. Nessa época torna-se vital o acréscimo de 1.000 MW em novas usinas. As investigações ao longo do rio Grande mostram a viabilidade da construção de uma grande usina de 1.216 MW, próxima à cidade de Passos, em Minas Gerais. A criação de Furnas contou com a participação do Governo Federal, dos estados de São Paulo e Minas Gerais, da Light e da Companhia Paulista de Força e Luz. Ao final do processo o Governo Federal passa a deter a maioria (95%) das ações de Furnas[101].

A primeira empresa estadual de economia mista a ser criada é a CEMIG - Centrais Elétricas de Minas Gerais S.A., fundada em 1952 pela incorporação das ações de outras empresas que o Estado possuía.

As atividades iniciais da CEMIG se restringem, basicamente, à construção das usinas hidrelétricas de Itutinga, Tronqueiras, Cajuru e Salto Grande, totalizando 168 MW. Em 1957 inicia-se a construção da UHE de Três Marias que, além do benefício da energia gerada - 1.050 MW instalados - possibilita a regularização do rio São Francisco e a navegação no mesmo, melhorando as descargas em Paulo Afonso.

A energia fornecida pela CEMIG tornou possível o desenvolvimento da indústria siderúrgica mineira com a implantação da Manesman (1954) e da

ticas bastante semelhantes às dos atuais sistemas isolados do interior do Brasil.

---

101 O início da construção da UHE de Furnas marcou o ingresso do setor estatal na geração de energia elétrica, fato este que perdura até hoje, (1992).

Usiminas (1962)[102].

Até 1950, o estado de São Paulo é abastecido pela CPFL e pela Light, que enfrentam diversas dificuldades em suprir a demanda exigida pelo sistema. Assim, em 1953, o estado de São Paulo cria uma sociedade de economia mista, a USELPA, Usinas Elétricas do Paranapanema, com o objetivo de iniciar os aproveitamentos neste rio.

São construídas, então, as UHE's de Xavantes, Salto Grande e Jurumirim. A construção das usinas de Jupiá e Ilha Solteira exigem a criação da CELUSA, Centrais Elétricas de Urubupungá. A CHERP, Companhia Hidrelétrica do Rio Pardo, criada nos moldes da USELPA, constrói as usinas de Limoeiro, Euclides da Cunha, Graminha, Barra Bonita, Bariri e Ibitinga. Devido à necessidade de um planejamento estadual mais eficiente, é criada a CESP, Centrais Elétricas de São Paulo, em 06/Dez/1968, que incorpora a CELUSA, a USELPA, a CHERP e outras empresas menores.

A penetração do setor estatal na geração de energia elétrica nos demais estados também seguiu o mesmo processo e se deu, principalmente, devido à falta de uma política tarifária razoável e realista.

## 9.2 AS REGULAMENTAÇÕES DO SETOR

A regulamentação do setor elétrico brasileiro se inicia em 1903, com o primeiro texto da Lei sobre energia elétrica, disciplinando o seu uso. Nela, o Governo Federal é autorizado a promover, por via administrativa ou mediante concessão, o aproveitamento da força hidráulica para os serviços federais, sendo que o excedente da força hidráulica ficaria disponível para uso na indústria e na lavoura.

Ainda nessa época, essa legislação pouco influiu no quadro geral, uma vez que as concessionárias, normalmente, procuravam os estados e municípios

102 Nota-se que, a partir do pós-guerra, a participação da iniciativa privada no setor elétrico tende a cair até se tornar bastante pequena. Isto se deveu ao fato dos altos investimentos necessários para expansão do parque gerador e ao problema da irrealidade das tarifas praticadas.

para regularizar as condições de serviço.

Em 1907 é proposto o Código de Águas que levaria mais de duas décadas para ser aprovado. A discussão sobre a tarifa de energia e forma de pagamento tem vital importância na época, uma vez que o retorno do capital é o fator que movimenta a indústria e os investimentos. Com a Revolução de 1930, o Governo Federal inicia uma série de regulamentações que irão influenciar, de forma definitiva, a concessão e os serviços de energia elétrica[103].

O Código de Águas, promulgado pelo Decreto nº. 24.643, de 10/Jul/1934, introduz modificações na sistemática dos aproveitamentos dos recursos hídricos, separando a propriedade das quedas dágua das terras em que se encontram e incorporando-as ao patrimônio da nação. O decreto ainda atribui à União a competência de outorga de autorização e concessão para o aproveitamento da energia hidráulica para uso privado ou serviço público e institui o princípio do custo histórico e do "serviço pelo custo", de lucro limitado e assegurado. É iniciada a nacionalização dos serviços de energia elétrica, restringindo-se a sua concessão a brasileiros ou a empresas organizadas no País, ressalvando-se, no entanto, os direitos adquiridos.

A adoção do custo histórico nos serviços de energia elétrica serve à implantação de uma política nacional, mas resulta em desestímulo a novos investimentos no setor, pois implica um progressivo desgaste da tarifa. Assim, o governo se vê obrigado, em 1954, a instituir um Fundo Federal de Eletrificação para promover a captação de recursos firmes para o desenvolvimento setorial e, quatro anos após, em 1958, é introduzida uma cláusula de correção monetária dos bens do ativo imobilizado. Essa inclusão permitia a correção das distorções provocadas pela inflação.

No início dos anos 50, a iniciativa privada não responde mais à demanda de capitalização necessária e

---

103 A revogação da "Cláusula Ouro", Decreto nº. 23.501, de 27/Nov/1933, que "declara nula qualquer estipulação de pagamento em ouro, ou em determinada espécie de moeda, ou por qualquer meio tendente a recusar ou restringir, nos seus efeitos, o curso forçado do mil réis papel" marcou o final da garantia de retorno ao setor.

isso provoca uma série de mudanças na atitude do Governo. Desta forma, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico - BNDE , criado em 1952, começa a apoiar os empreendimentos do setor e, praticamente, todos os investimentos significativos na área de eletrificação, a partir de 1953, contam com a sua participação, sob a forma de financiamento, de participação acionária, ou sob a prestação de garantias em seu nome ou em nome do Tesouro Nacional.

A baixa resposta da iniciativa privada com relação ao setor conduziu o sistema a um déficit na produção de energia, que ameaçou o processo de desenvolvimento, e que obrigou o Governo, tanto Federal quanto Estadual, a se tornar acionista das empresas e a constituir suas próprias empresas[104].

Em 1962 é criada a ELETROBRÁS,com as funções de: planejar e controlar o setor, o que inclui o controle das operações das suas empresas coligadas, nas quais o Governo Federal é acionista majoritário; fincanciar as suas empresas controladas e outras companhias de energia elétrica, inclusive as que não estejam associadas a ela, principalmente as estaduais; assessorar o Ministério das Minas e Energia; estabelecer a política de expansão do sistema e assegurar os recursos neces- sários para que essa expansão se concretize; coordenar a operação dos sistemas elétricos interligados e promover acordos com países vizinhos para o intercâmbio de energia elétrica[105].

## 9.3 O RETORNO DOS INVESTIMENTOS PRIVADOS NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

---

104 O processo de estatização do setor se inicia neste período, com o total desinteresse da iniciativa privada em participar dos inves timentos necessários ao crescimento da capacidade instalada no País.

105 O setor elétrico no Brasil evoluiu em três fases bem distintas: a primeira, na qual a iniciativa privada investiu em pequenas usinas, e vai do século XIX até a promulgação do Código de Águas, em 1934; a segunda, que se estende desde 1934 até a criação da ELETROBRÁS, e a terceira fase a partir daí. A atual situação do setor elétrico está criando condições para uma quarta fase que seria a da participação da iniciativa privada na geração de energia elétrica, juntamente com o setor estatal.

A partir de meados da década de 80, o Estado Brasileiro se viu na iminência de uma redução drástica nos investimentos do setor elétrico. Se, por um lado, a geração de energia elétrica tem sua responsabilidade atribuída ao Estado[106], o mesmo já não se apresenta com capacidade de investimento suficiente para suprir a demanda de energia prevista para a segunda metade dos anos 90.

Assim, o DENAEE, através da Portaria MME 025, de 12 de janeiro de 1988, iniciou o processo de atração de capital privado para a geração de energia elétrica sobretudo através de PCH's. Entretanto, as condições exigidas e os longos períodos de amortização dos investimentos se tornaram um empecilho à concretização dos empreendimentos, de forma que, apesar dos esforços do Governo Federal, após quatro anos de existência do Decreto, nenhum dos aproveitamentos licitados se concretizou.

A participação da iniciativa privada exige como contrapartida o retorno do capital investido a um risco calculado e aceitável, o que, até o momento, não tem sido percebido pelo setor público.

Desta forma, fica o setor, mais uma vez, à espera de uma nova crise generalizada, para se obter uma nova solução para os problemas que se acumulam.

É importante salientar que a iniciativa privada trabalha em um regime de economia de mercado e que, portanto, os custos do suprimento, em época de crise, serão, não só elevados, mas, também, revestidos de um alto faturamento, a exemplo de outros setores, levando o setor a uma posição de saque, na qual todos tentarão ganhar a qualquer preço, mesmo que este seja tão elevado que inviabilize o desenvolvimento e a economia nacionais.

Sugere-se, assim que sejam desenvolvidos estudos visando a redução do periodo de concessão e consequentemente do periodo de depreciação das instalações e equipamentos de modo a permitir uma melhoria no perfil econômico do empreendimento. Findo o periodo de concessão, a usina retornaria ao Estado e seria novamente licitada, permitindo uma justa

106 Atribuição constitucional.

remuneração do capital com base nas regras de mercado.

Desta forma, se estará abrindo o setor para o investidor privado, que poderá, dentro das regras estabelecidas, participar deste de mercado, sem colocar em risco o papel social que vem sendo desenvolvido pelo Estado nas últimas décadas.

## 9.4 Concorrências públicas no Brasil para a geração e transmissão de energia elétrica em sistemas isolados.

### 9.4.1 Introdução

O DNAEE lançou, a partir de 1988, uma série de concorrências públicas para o fornecimento de energia a regiões eletricamente isoladas. Foi a primeira tentativa recente para se abrir o setor de geração de energia elétrica - destacando-se ai, o importante papel das PCH's para suprimento público, à iniciativa privada - .Entretanto, as normas não se preocuparam com as garantias de financiamento do capital e nem com o tempo de retorno deste. Com isto, a maior parte dos editais deixou de ser vista com seriedade e, a exemplo de investimentos de alto risco e pe- quena taxa de retorno, ficou relegado ao plano de especulações, pois é mais conveniente se forçar uma situação de desabastecimento, com as implicações políticas decorrentes do que se arriscar em uma aventura onde não se tem o controle do preço do produto e nem do custo dos recursos demandados para a implantação do empreedimento. Deste modo, as concorrências lançadas se constituíram em fracasso pois, apesar de terem um razoável número de interessados, ainda não surgiu nenhum emprendedor com coragem para arriscar os seus bens e recursos em uma atividade considerada de alto risco e de baixo retorno. À Sociedade restou, portanto, o ônus do desabastecimento e do custo de geração por outras formas, pois não se podem deixar imensas áreas do território nacional sem energia elétrica, no estágio de desenvolvimento pré-industrial.

Se efetua a seguir uma análise crítica dos principais tópicos destas

concorrências públicas emitindo-se algumas sugestões para sereduzir os riscos tanto para o investidor privado quanto para a sociedade como um todo. Esta ultima pode vir, embalada na tônica do "menor custo", a adquirir sistemas ineficientes e inadequados às suas necessidades.

## 9.4.2 ÀS CONCORRÊNCIAS PÚBLICAS

Devido à gravidade da crise institucional e financeira que setor elétrico Brasileiro atravessa e ao crescente consumo de energia elétrica, vislumbra-se a médio prazo um cenário de desabastecimento de energia elétrica no País. As regiões mais desenvolvidas, eletricamente interligadas necessitam, obrigatoriamente, de grandes blocos de energia que, para serem instalados, demandam grande quantidade de recursos que são, atualmente, de difícil financiamento.

Se por um lado existe um mercado sempre crescente, permitindo um espaço de manobra e possibilitando a viabilização dos investimentos necessários nos sistemas interligados, o mesmo não ocorre nos pequenos sistemas isolados do interior do Brasil. Nesses, as grandes distâncias das centrais geradoras e a baixa demanda inviabilizam qualquer esforço no sentido de se promover a sua interligação e o seu conseqüente abastecimento de forma convencional.

Devido a este fato, os mesmos são hoje operados como pequenos sistemas isolados, com centrais termelétricas a óleo diesel, que, além do elevado custo operacional, ainda apresentam como incoveniente adicional a avançada idade dos grupos, o que obriga, em certos casos, à "canibalização" de alguns grupos, o que, além de reduzir a capacidade geradora, acarreta problemas de ordem operacional.

A urgência da situação, levou o Governo Federal, através do Ministério das Minas e Energia, a iniciar um processo no sentido de atrair a participação da iniciativa privada para o setor de geração e distribuição de energia elétrica.

A utilização de capital privado, preferencialmente regional, adequado às

reais exigências e necessidades locais, em conjunto com o setor público, sem se ater à mera "privatização" do setor[107], como um todo, é uma solução para a grave crise que já se desenha no cenário nacional.

Em um quadro já caótico, foram iniciadas em 1988 as concorrências para o suprimento de energia elétrica de origem hidráulica para sistemas isolados.Para habilitar a participação nas concorrências, o DNAEE cadastrou empresas majoritariamente privadas que, após a análise de sua situação, foram consideradas aptas a participarem de concorrências públicas.

Cada edital de concorrência era acompanhado de uma estimativa de mercado e de um valor limite no preço da energia a ser comprada pela concessionária local. Essas concorrências contaram com o apoio das empresas concessionárias de energia elétrica locais que, dentro de suas possibilidades, incentivaram e apoiaram os serviços de investigação preliminar[108].

A forma de avaliação das propostas tem-se mostrado deficitária, ocasionando que o vencedor da proposta não a cumpra, acarretando, para a sociedade, um ônus de difícil avaliação.

### 9.4.2.1 A ANÁLISE DAS PROPOSTAS

Para a avaliação das propostas apresentadas, o DNAEE analisa-se osseguintes indicadores: preço e quantidade da energia fornecida, prazo para início de operação, e regularidade do suprimento. A combinação destes indicadores permite o julgamento das propostas, vencendo aquele que

---

107 A privatização, como colocada pelo Governo em outros setores, não trará resultados positivos, uma vez que o problema brasileiro é de aumento da capacidade de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, e não da mudança do controle acionário das empresas já existentes.

108 Em 1992, o quadro é desanimador. Se, por um lado, o DNAEE e as concessionárias se esforçaram por implantar alguns sistemas elétricos operados pela iniciativa privada e que não onerasse os cofres públicos, por outro, a iniciativa privada tem-se recusado a investir em uma área na qual as normas e regras são pouco definidas, o que acaba por inviabilizar os investimentos, devido aos altos riscos envolvidos.

apresente o menorvalor anual de energia sugerida.

#### 9.4.2.1.1 O preço e a quantidade da energia ofertada

O preço da energia elétrica nas concorrências públicas abertas pelo DNAEE é calculado considerando-se que o mercado de energia elétrica em disputa deverá ser, preferencialmente, atendido na sua totalidade, através de energia de origem hidráulica. No caso de ser ofertada apenas uma parcela da energia necessária, a complementação fica a cargo da concessionária local, sendo feita através de energia térmica. Além disto, considera-se que o valor anual da energia, para atender ao mercado em disputa, será adotado na posição média do período de análise, normalmente, variando de seis a dez anos.

Neste ponto, as normas de licitação esbarram em uma incoerência, pois se o período de avaliação abrange, apenas, um espaço de seis a dez anos, não se deve esperar que o retorno do capital se dê no final de trinta anos [109], como prevê a legislação em vigor. Este fato se constitui em um primeiro entrave nas negociações e representa um risco para o investidor.

O valor anual da energia é calculado pela expressão 9.1:

$$(VET) = [(EF) + (ES)] \cdot (PH) + (ET) \cdot (PT), \qquad [9.1]$$

onde:

(VET) = valor anual da energia média para atender a totalidade da energia requerida pelo mercado do sistema isolado considerado, em Cr$;

(EF) = energia primária ou firme anual média de origem hidráulica, ofertada pela proponente para o mercado do sistema isolado considerado, em kWh;

---

109 O período de depreciação utilizado para usinas hidrelétricas no país.

(ES) = energia secundária, anual média, de origem hidráulica, ofertada pela proponente para o mercado do sistema isolado considerado, em kWh;

(PH) = preço da energia anual média (EP + ES), em CR$/kWh;

(ET) = energia de origem térmica, anual média, necessária para complementação da energia de origem hidráulica ofertada pela proponente, para atendimento da totalidade do mercado isolado considerado, em kWh; e

(PT) = preço da energia de origem térmica, anual média, necessária para complementação da energia de origem hidráulica ofertada pela proponente, para atendimento da totalidade do mercado isolado considerado, em CR$/kWh, do mês do Edital de Concorrência Pública.

Esta expressão permite calcula-se o custo médio da energia gerada, possibilitando observar-se uma redução no custo de energia, na medida em que a geração térmica for diminuindo. É importante frisar que, apesar desse comportamento parecer bastante lógico, em alguns casos a diminuição da geração térmica e o aumento obrigatório da geração hidráulica podem significar um substancial acréscimo do custo anual da energia média. Isto pode ocorrer em função do aumento do custo da central para cobrir essa geração.

Portanto, a avaliação da memória técnica da proposta apresentada é de fundamental importância, o que não tem sido preocupação do DNAEE[110].

O cálculo da energia média anual para atender ao mercado proposto poderá ser feito através pela expressão (9.2).

---

110 A não exigência de uma memória técnica, que contemple todos os itens necessários para uma avaliação precisa, abre caminho para uma estratégia de proposta que permite super-avaliar os benefícios hidrelétricos, aumentando a disponibilidade hidrelétrica e sub-avaliar o custo da central. Obviamente, desta forma, a proponente vencedora não conseguirá viabilizar o empreendimento com o custo reduzido penalisando os consumidores.

$$(EM) = (EF) + (ES) + (ET), \qquad [9.2]$$

onde:

(EM) = energia anual para atender a totalidade da energia requerida pelo mercado do sistema isolado considerado, na posição média para o período de análise, em kWh;

A contabilização do efeito de uma possível antecipação ou postergação do início de operação do empreendimento hidrelétrico no valor anual da energia suprida pode ser feita com auxílio da equação ( 9.3 ).

$$(VEI) = (A).(M) \cdot \frac{(EP) + (ES)}{12} \cdot [(PT) - (B) \cdot (PH)] \cdot (TS), \qquad [9.3]$$

onde:

(VEI) = redução ou incremento no valor da energia suprida devido a antecipação ou postergação, respectivamente, em CR$;

(A) = (+1), para o caso da proposta prever a entrada em operação comercial após a data estipulada para início de operação; e

(A) = (-1), para o caso da proposta prever a entrada em operação comercial antes da referida data;

(M) = número de meses de antecipação ou postergação da data de entrada em operação comercial do empreendimento proposto relativamente à data estipulada;

(PT) = preço da energia de origem térmica, anual média, necessária para complementação da energia de origem hidráulica, ofertada pela proponente, para atendimento da totalidade do mercado isolado considerado, em CR$/kWh, no mês do Edital de Concorrência pública;

(B) = 0 (zero), para o caso da proponente ofertar um empreendimento que entre em operação comercial após a data estipulada para o início da operação; e (B) = (+1), para o caso da proponente ofertar um empreendimento que entre em operação comercial antes da referida data;

(PH) = preço da energia anual média (EP + ES), em CR$/kWh; e

(TS) = taxa média anual de juros considerada para empreendimentos do setor elétrico, e igual a 10%.

Pela análise da expressão (9.3), observa-se que a antecipação da entrada do empreendimento leva a uma economia na geração de energia térmica. Nesse caso, a redução dessa geração térmica beneficia o empreendimento como um todo.

Além dos indicadores até agora agora descritos, prevê-se, nessas concorrências, uma certa regularidade no suprimento de energia elétrica; desta forma, considera-se que o número de unidades geradoras instalado no empreendimento hidrelétrico não poderá ser inferior a dois e que a concessionária local terá que garantir uma reserva de potência equivalente a 40% da potência da maior máquina ou unidade ativa instalada no empreendimento hidrelétrico e mais a potência equivalente à energia de origem térmica (ET), anual média, necessária para a complementação da energia de origem hidráulica.

Avalia-se o investimento corespondente através da equação (9.4).

$$(VEP) = \left[ 0,4.(PA) + \frac{(ET) + (ES)}{8.760} \right] . (KT) . (TS), \qquad [9.4]$$

onde:

(VEP) = valor anual médio do investimento, correspondente à instalação de 40% de reserva de potência da maior unidade ativa e mais a potência equivalente à energia térmica (ET), anual média, necessária à complementação da energia de origem hidráulica, e à energia secundária, anual média, de origem hidráulica ofertada pela proponente para o mercado do sistema isolado considerado, em Cr$;

(PA) = capacidade da maior máquina ou unidade ativa instalada no empreendimento elétrico proposto, em kW;

(KT) = custo de uma instalação de potência de reserva térmica igual, em Cr$/kW, no mês do Edital de Concorrência Pública; e

Desta forma, procura-se beneficiar a proposta que oferecer, a um custo razoável, a maior quantidade de energia firme de origem hidráulica. Entretanto, a reserva de potência, da forma como se propos contabiliza-la pode levar a valores de reserva de potência muito baixos, o que é incoerente com o objetivo a que se destina esta reserva.

### 9.4.2.1.2 - O julgamento das propostas

Para o julgamento das propostas, consolidam-se todos os resultados obtidos e a que apresentar um menor valor anual da energia média é considerada como a vencedora. Ainda, no caso de empate, a vencedora será aquela que apresentar o menor preço de energia anual média de origem hidráulica. Calcula-se o valor anual da energia anual média, (VAM), através da expressão (9.5).

$$(VAM) = (VET) + (VEI) + (VEP), \qquad [9.5]$$

onde:

(VAM) = valor anual da energia anual média demandada pelo mercado de energia elétrica do sistema isolado em questão e suprido pelo empreendimento ofertado, em CR$;

A análise pura e simples do valor apresentado pela expressaõ (9.5) conduz à decisão de se optar por uma ou outra proposta. Entretanto, é visível a falta de dados para que se possa iniciar um processo sério de participação da iniciativa privada na geração pública de via PCH's.

Assim, observa-se que a análise da memória técnica é feita em função de um estudo simples da instalação, que abrange a apresentação do arranjo das estruturas, plantas e secções típicas, a apresentação dos equipamentos eletromecânicos, um esquema do trecho de linha de transmissão, subestação e obras complementares (DEMETERCO, 1988).

Ainda, de acordo com as normas de participação das concorrências do

DNAEE, tem que se apresentar um orçamento estimado das obras e instalações, "...QUANTIFICANDO E ORÇANDO AS OBRAS E EQUIPAMENTOS E TUDO O QUE FOR NECESSÁRIO, SEM EXCESSÃO, PARA IMPLANTAR O EMPREENDIMENTO COMO UM TODO, E PARA PERMITIR A ENTREGA DE ENERGIA NO PONTO DEFINIDO...", o que é frontalmente incoerente com as exigências relativas à parte técnica, pois é virtualmente impossível se avaliar o custo de implantação de uma unidade hidrelétrica de pequeno porte pelo simples estudo exigido.

Desta forma, as propostas apresentadas e selecionadas estão sujeitas a erros que podem levar a um custo de geração muito distante do contratado inicialmente. A opção de se realizar estudos mais profundos se torna por demais onerosa, uma vez que o custo dos projetos é elevado podendo chegar a dois por cento do custo total do empreendimento, e não existe garantia para o seu retorno. Desta forma, obtem-se um esforço somente na geração de alternativas de projetos, no valor nominal do empreendimento, o que é um absurdo. Assim, o DNAEE, ao procurar fomentar a participação da iniciativa privada, está incentivando a coligação e "lobização" das concorrentes, pois a tendência natural é que as empresas "serias" interessadas se unifiquem e repartam o mercado, dividindo, assim, os riscos e lucros[111].

Com relação à hidrologia local, a sistemática adotada não é a mais coerente, uma vez que, devido à imensa precariedade dos dados, pode-se incorrer em subavaliações propositais, com o nítido objetivo de se elevarem os custos de energia. Essa subavaliação pode, posteriormente ao início de operação do empreendimento, ser utilizada para se produzir uma maior quantidade de energia, a um custo bastante baixo, propiciando lucros elevadíssimos ao investidor.

Por outro lado uma superavaliação hidrológica pode conduzir a taxas de

---

111 A hipótese de uma concorrência séria, envolvendo tantos riscos e custos, é totalmente incoerente, uma vez que o próprio setor elétrico se ressente dos altos custos de suas obras, oriundos de acordos entre empreiteiras e fornecedores.

retorno que não compensem e, em casos extremos, a prejuízos reais insuportáveis.

O preço da energia média anual, PH, é calculado pela expressão (9.6).

$$(PH) = \frac{1}{(EP) + (ES)} \cdot \left[ (V) \cdot (IR)_r + (K) \cdot (IR)_{ra} \right], \qquad [9.6]$$

onde:

(V) = percentual do valor inicial do investimento remunerável relativo às despesas operacionais referentes a encargos de pessoal, material, serviço de terceiros e outros, ofertados pela proponente (%);

$(IR)_r$ = valor definido e ofertado pela proponente, reconhecido pelo DNAEE, para todos os efeitos, como investimento inicial imobilizado, devidamente reajustado por indicador oficial de atualização monetária vigente, em CR$;

(K) = percentual do investimento remunerável, referente ao custo do serviço proposto, e igual a 19%;

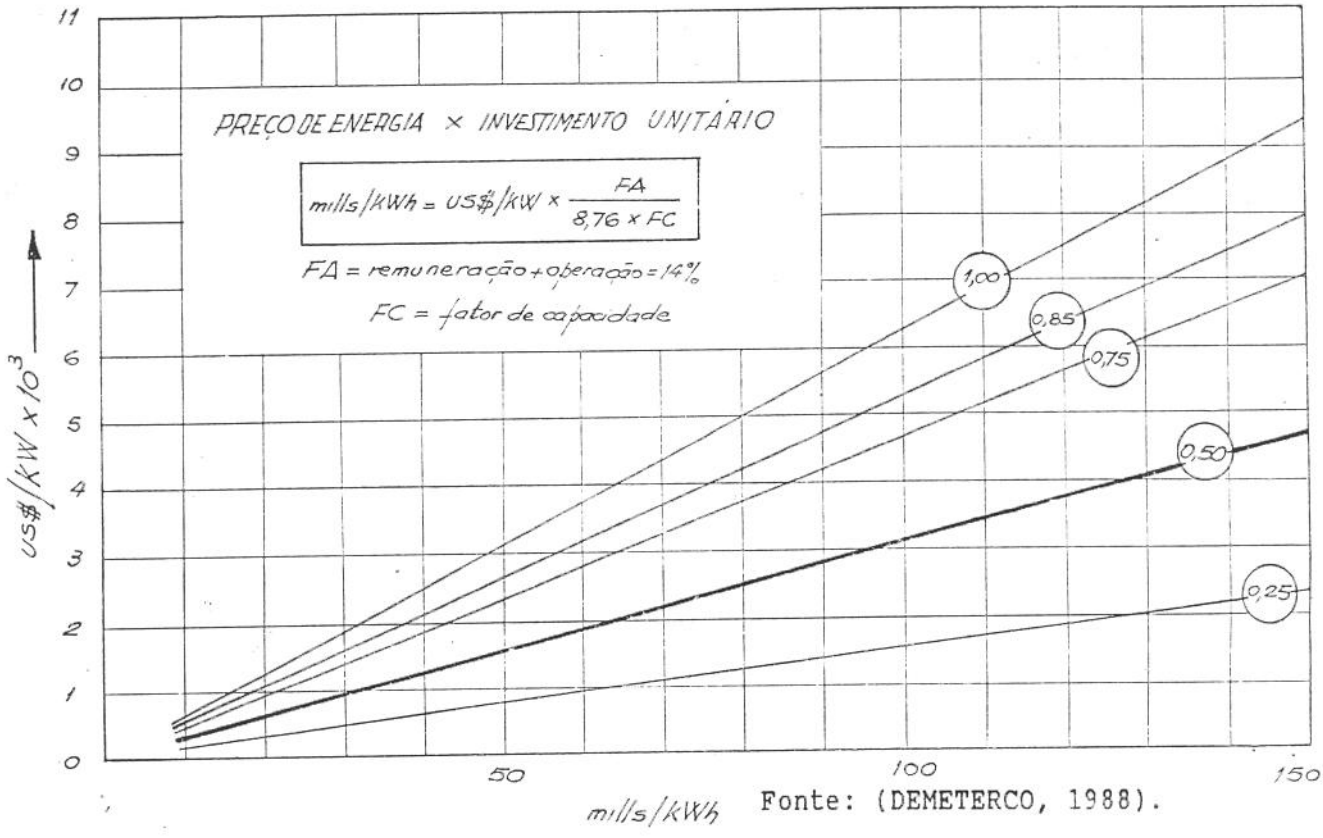
$(IR)_{ra}$ = investimento remunerável, devidamente reajustado por indicador oficial de atualização monetária vigente, e depreciado conforme legislação em vigor, em CR$. Para o primeiro ano de operação, o valor de $(IR)_{ra}$ será igual ao valor de $(IR)_r$.

A única maneira, portanto, de se evitar a subavaliação hidrológica é fornecendo as curvas de permanencia de vazões do sítio em questão, bem como todos os demais dados locais existentes[112].

---

112 É totalmente incoerente que um órgão público proceda à licitação de um mercado de energia elétrica, abastecido por geração hidráulica, sem possuir dados hidrológicos, geológicos e topográficos mínimos do local. Neste caso, o órgão público está se colocando na posição de analista de dados que podem, ou não, ser verdadeiros, sendo que o grande prejudi- cado é o consumidor final.

Os custos de geração, em função do investimento unitário, estao indicados na Figura 9.1.




Fonte: (DEMETERCO, 1988).

*Figura 9.1 Custo de geração em função do investimento unitário.*

### 9.4.2.2 Uma proposta para a viabilização da participação da iniciativa privada na geração de energia elétrica via PCH's, em sistemas eletricamente isolados

A situação em que se encontram as licitações promovidas pelo DNAEE para a construção de PCH's pela iniciativa privada, visando o atendimento de sistemas eletricamente isolados,demonstra que os procedimentos e normas devem ser reavaliados, uma vez que as mesmas não têm permitido a viabilização das obras licitadas.

Sugere-se, aqui, que a execução dos estudos de pre-dimensionamento com a consequente criação de bancos de dados hidrológicos, geológicos e topográficos e dimensionamento das PCH's sejam efetuadas pela concessionária

local, com a eventual assitência do DNAEE e de consultoras especializadas, universidades etc, deixando-se para a empresa vencedora da licitação somente o projeto executivo da planta. Sugere-se, ainda, que as concessionárias sejam devidamente ressarcidos, pelo vencedor da concorrência, pelos custos envolvidos na elaboração dos estudos de pré-dimensionamento e de dimensionamento das centrais e utilizem esses recursos para a execução de um plano de fornecimento de energia elétrica através de PCH's isoladas que possuam, como característica principal, seu auto-financiamento.

A aplicação desta sistemática de estudos e a subsequente licitação das obras permitirá ao DNAEE e à concessionária local avaliar com menor risco a melhor proposta, uma vez que a qualidade técnica dos projetos concorrentes será teoricamente a mesma.

A viabilização da participação da iniciativa privada na construção de PCH's para suprimento público no país passa também pela criação de lei e garantias que permitam ao investidor meditar na seriedade do programa, sem os sobressaltos tão comuns na economia brasileira.

# C A P Í T U L O  1 0
# CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

"Somente aqueles que realmente progridem nessas condições conseguem sobreviver".

Spencer, Herbert. 1820-1903

*A totalidade das ações de planejamento sempre tiveram um grande peso no desenvolvimento das nações e, por isso, foram incentivadas e tidas como vitais para a economia como um todo. Assim, as atividades ligadas ao planejamento em geral são dinâmicas e devem ser sempre reavaliadas e corrigidas de modo a se ter um instrumento de trabalho confiável ao longo do tempo.*

## 10.1 CONCLUSÕES GERAIS

Os estudos seqüenciais de planejamento e projeto de uma usina hidrelétrica - UHE - evoluem gradativamente e se tornam tanto mais complexos a medida que vão aumentando as chances de execução da obra. Nos primeiros estudos, predominam os aspectos de planejamento, enquanto nos últimos predominam os detalhes da engenharia de projetos.

Para que este conjunto de tarefas seja desenvolvido de forma coerente e produtiva, divide-se o mesmo em uma série de **etapas** , que são subdivididas em **estágios** de trabalho que, por sua vez, seguem uma seqüência lógica, acompanhando a evolução dos trabalhos, em **fases** bem distintas.

Os estudos de inventário de usinas hidrelétricas tem como objetivo principal a formulação de um diagnóstico das melhores alternativas de implantação de usinas, maximizando o aproveitamento dos recursos hídricos e minimizando os custos dos mesmos.

Os estudos de viabilidade econômica reavaliam, individualmente, cada aproveitamento hidrelétrico definido ao longo dos estudos de inventário.

Estes estudos, além de servir para mensurar a viabilidade econômica de um aproveitamento hidrelétrico, funcionam, também, para selecionar os melhores aproveitamentos para o próximo estágio, que é o de projeto básico dos empreendimentos.

É nesta etapa que se dimensiona, de uma forma mais precisa, o aproveitamento, as obras de infra-estrutura local e regional, o reservatório e as respectivas áreas de influência, e se avalia, de uma forma sistemática, o eventual uso múltiplo da água e os efeitos sobre o meio ambiente.

O projeto básico de uma usina hidrelétrica é uma tarefa levada a termo logo após os estudos de viabilidade econômica. Ele deve prover todos os elementos básicos para a implantação da usina, bem como as referências necessarias para a licitação dos componentes da usina.

O projeto executivo de uma usina hidrelétrica compreende as ações destinadas ao detalhamento final, de engenharia, das estruturas e demais elementos constituintes da UHE.

A seqüência dos projetos básico e executivo deve se basear em uma série de trabalhos complementares, que formam um corpo de especificações que serão usadas para a implantação da UHE.

O planejamento de uma pequena central hidrelétrica envolve uma série de fatores, que vão desde a determinação da sua capacidade instalada até a escolha do nível tecnologico envolvido, que por seu turno depende do tipo de sistema de potência ao qual a PCH será conectada.

A delimitação de níveis tecnológicos é feita a partir de faixas de potência e de acordo com as características do sistema elétrico a ser abastecido. A subdivisão das PCH's em patamares tecnológicos permite uma melhor distribuição dos esforços durante as etapas do projeto e implantação, vindo de encontro às necessidades de expansão do sistema elétrico nacional, que apresenta uma variedade muito pronunciada de requerimentos por regiões, desde o nível de confiabilidade até ao bloco de energia a ser fornecido.

Propõe-se, neste trabalho, dividir o projeto de PCH's em três estágios, que são o pré-dimensionamento, o dimensionamento e, finalmente, o projeto executivo.

A etapa de pré-dimensionamento sugerido se inicia com a identificação de locais barráveis para as PCH's e contempla os estudos básicos de

investigação geotécnica, topográfica, hidrológica, energética, mercadológica e de traçado da linha de transmissão.

O dimensionamento proposto se refere ao conjunto de procedimentos destinados ao dimensionamento hidráulico das estruturas e a elaboração das especificações básicas dos equipamentos hidromecânicos e elétricos da usina. É importante frizar que é durante a etapa de pré-dimensionamento que são efetuados os estudos referentes à seleção do local da usina e do posicionamento básico do eixo da barragem; no dimensionamento estes estudos são considerados como já executados e são objeto, apenas, de verificações e eventuais pequenas modificações.

Durante a etapa de projeto executivo, são efetuados os detalhamentos das estruturas, das obras civis e dos equipamentos eletromecânicos, seguindo etapas semelhantes às adotados para as centrais de médio e grande porte.

Uma definição clara e concisa dos estágios e fases referentes a cada etapa do projeto de uma PCH constitui uma contribuição original deste trabalho, que visa simplificar procedimentos já consagrados para grandes usinas hidrelétricas sem lançar mão de simplificações grosseiras e padronizações forçadas.

O planejamento da implantação de PCH's pode ser classificado em três níveis (BAJAY, 1990).

No primeiro deles, a central irá pertencer a auto-produtores, cooperativas de eletrificação rural, produtores independentes, ou pequenas concessionárias, açambarcando capacidades instaladas de até 1.000 kW.

A capacidade instalada de PCH's no segundo nível de planejamento chega a alcançar 10 MW. Neste nível, a PCH, de média ou alta queda, normalmente está inserida em pequenos sistemas isolados, utiliza uma tecnologia mais complexa e seus componentes podem alcançar dimensões relativamente elevadas. Para a implantação de uma central, neste caso, é aconselhável, no seu pré-dimensionamento, que se proceda a um estudo de divisão de quedas, ao menos para um razoável trecho da bacia, a montante e a jusante do sítio em questão (MARTINEZ, 1990).

O terceiro nível de planejamento se refere a PCH's mais sofisticadas e se aplica, normalmente, para centrais de capacidade instalada superior a 10 MW, abrangendo qualquer altura de queda. Para a implantação dessas PCH's são

necessários estudos geológicos e hidrológicos mais profundos, bem como todas as demais investigações de ordem técnica aplicáveis a usinas hidrelétricas de médio e grande portes.

A implantação de uma PCH neste último nível de planejamento requer, obrigatoriamente, a realização de um estudo de divisão de quedas para toda a bacia, no estudo de pré-dimensionamento, onde se verifica, também, com um caráter preliminar, a atratividade econômica da PCH. No estudo de dimensionamento procura-se otimizar o projeto, tal qual nos casos anteriores, com o objetivo de reduzir o custo unitário de geração. Finalmente, no projeto executivo, que só se aplica neste caso, detalha-se cada etapa de realização da obra. A capacidade instalada limite para este tipo de PCH é de 30 MW.

O pré-dimensionamento de uma central passa pelos estágios de pesquisa e seleção de locais barráveis, estudo de alternativas, determinação de arranjos básicos, determinação da potência instalada e estimativa do custo do empreendimento.

As investigações técnicas, no pré-dimensionamento da central, devem ser razoavelmente expeditas. As estimativas de custo dos componentes da central, no seu pré-dimensionamento, são inferidas de usinas semelhantes já construídas na própria região objeto de estudo, quando disponíveis.

A estimativa dos custos dos componentes de uma PCH, no seu pré-dimensionamento, é normalmente um estágio que demanda um grande esforço, em termos de coleta e compilacao de dados. A fim de facilitar este trabalho, foram desenvolvidas, pelo autor, regressões estatísticas para os custos destes componentes. Estas regressões foram ajustadas através da parametrização de dados referentes a inúmeros projetos de PCH's, executados de acordo com os dois últimos níveis de planejamento anteriormente referidos.

O dimensionamento de uma PCH, é frequentemente, a etapa final do planejamento para a implantação da central. Na estapa anterior, no pré-dimensionamento, são definidos, de uma forma preliminar, os parametros básicos da central, tais como a capacidade instalada, o tipo de arranjo básico a ser adotado, o número e tipo de turbinas, a tensão de transmissão, etc. No dimensionamento, recalcula-se tais parâmetros com maior profundidade

e precisão e realiza-se o detalhamento da central, de modo a otimizar a sua construção.

Propõe-se neste trabalho uma nova classificação para as PCH's, segundo a capacidade instalada, a altura de queda e o nível tecnológico da central. Esta nova classificação se adequa melhor às grandes disparidades regionais existentes no País, e as suas condições de suprimento de energia elétrica, conseqüentemente bastante diferenciadas.

As observações e sugestões referentes aos estudos energéticos finais, envolvendo, inclusive, a função de geração da central e o efeito do deplecionamento de seu reservatório e aos estudos econômicos e financeiros da central completam as contribuições metodológicas do capítulo sobre dimensionamento de PCH's.

A sugestão de mudança da legislação atual, que requer a aprovação de um Relatório de Impacto Ambiental-RIMA apenas para aproveitamentos com capacidade instalada superior a 10 MW, propondo-se utilizar como divisor final de águas para a exigência de apresentação do Relatório a inclusão da relação entre a capacidade instalada e a área a ser inundada, visa tornar o processo mais racional e realmente direcionado a proteção e preservação ambiental.

O atual processo de atração do capital privado para as atividades de construção e operação de pequenas centrais hidroelétricas deve incorporar a necessidade de retorno do capital investido em períodos compatíveis com as regras de mercado - atualmente inferiores a 8 anos - e requerem portanto, uma série de providências de caráter tarifário e tributário.

As medidas de cunho tarifário devem contemplar, principalmente, a remuneração da demanda de ponta, que deve ser suficiente para propiciar uma receita razoável logo no início do projeto. Já o sistema tributário deve permitir a prática da depreciação acelerada, para propiciar períodos de retorno do investimento menores.

Finalmente mudanças estruturais, de cunho global, tambem devem ser efetuadas na economia, principalmente com respeito às elevadas taxas de juros praticadas no mercado financeiro, pois, caso contrário, continuará sendo virtualmente impossível atrair o capital aplicado no mercado financeiro para a atividade produtiva.

## 10.2 RECOMENDAÇÕES

Ao final deste trabalho, é interessante fazer algumas recomendações, de caráter geral, no que diz respeito a possíveis desdobramentos da tese.

O primeiro estudo sobre planejamento de PCH's no Brasil foi a tese de doutorado de Santos, defendida na UNICAMP em 1987. A seguir, foram desenvolvidos estudos de custos baseados em levantamentos estatísticos (Martinez, 1988), onde se procurou obter um equacionamento que forneça ao planejador condições para a determinação dos parâmetros econômicos e energéticos da central, incluindo o nível de motorização da PCH, o número de unidades geradoras e o seu cronograma de entrada em operação. Estes dois trabalhos, entretanto, se limitaram a usinas inseridas em sistemas isolados, de segundo nível de planejamento, sem se preocupar com PCH's mais complexas, características do terceiro nível de planejamento.

PCH's para sistemas interligados foram, pela primeira vez, estudados, a nível de planejamento, por Demanboro (1990). Na dissertação de mestrado de DEMANBORO, também defendida na UNICAMP, elaborou-se o pré-dimensionamento de PCH's no rio Sapucai Paulista, na área de concessão da Companhia Paulista de Força e Luz -CPFL.

A interface entre o planejamento energético e o planejamento elétrico de sistemas regionais envolvendo PCH's foi abordada, em mais uma dissertação de mestrado na UNICAMP, por Bortoni (1993). Neste trabalho, se propôs, também, metodologias avançadas para tratar as incertezas envolvidas no planejamento - energético e elétrico, geração e transmissão - de sistemas regionais com PCH's.

Esta tese, é, portanto o quinto trabalho acadêmico, de envergadura, visando o aprofundamento e aperfeiçoamento dos procedimentos de planejamento e, neste caso, também de projeto de PCH's. Pelo seu escopo, este é o trabalho mais abrangente de todos eles, açambarcando tópicos ainda não tratados anteriormente e aprofundando outros que já foram objetos de abordagens prévias. Hoje, muito mais do que se perseguir novos avanços metodológicos para os quais certamente ainda há espaço, deve-se batalhar pela implementação, na prática, das inúmeras ferramentas de análise e

planejamento desenvolvidas nos últimos anos.

Neste contexto, propõe-se as seguintes ações, à guisa de aplicação das contribuições desta tese e dos trabalhos que a precederam, conforme comentado nesta seção:

(i) Implantação de bancos de dados, para "regiões homogêneas", contendo informações hidrológicas, geológicas e topográficas sobre bacias hidrográficas, compatíveis com a etapa de pré-dimensionamento de PCH's, e ampliação dos bancos de dados existentes sobre projetos de PCH's. Estes bancos de dados poderiam ser organizados pelo DNAEE, ELETROBRÁS, Concessionárias de energia elétrica ou Secretarias de Energia dos estados, com dois tipos de dados. O primeiro seria referente a projetos já implantados, contendo dados de custo das estruturas e equipamentos. O segundo seria referente a projetos que deram entrada no DNAEE e obtiveram aprovação de implantação pelo mesmo.

(ii) Credenciamento de inúmeros escritórios de consultoria, universidades e grupos de pesquisa, devidamente qualificados, para a realização de estudos de pré-dimensionamento de PCH's . Estas instituições teriam acesso aos bancos de dados referidos no parágrafo anterior. Assim, os eventuais interessados em implantar PCH's poderiam procurar as instituições credenciadas, obtendo estudos confiáveis a um custo relativamente baixo, em comparação aos estudos convencionais realizados pelas consultoras tradicionais e que só se justificam economicamente para centrais hidroelétricas de médio ou grande porte. A recente experiência francesa nesta direção, bem sucedida, pode prover inúmeros elementos de orientação para a implantação de tais medidas no Brasil.

(iii) Revisão do Manual de PCH's da ELETROBRÁS / DNAEE, (1982), que se encontra hoje em uma situação anômala, pois ele foi concebido para ser utilizado apenas em sistemas isolados e para PCH's de nível tecnológico intermediário, e vem sendo mal utilizado, para PCH's fora de seu campo de aplicação, ou então, simplesmente ignorado.

(iv) Elaboração de dois novos manuais, um de pré-dimensionamento e o outro de dimensionamento de PCH's, contemplando procedimentos metodológicos apropriados aos vários tipos de PCH's, conforme apresentado nesta tese.

(v) Padronização de equipamentos eletromecânicos e respectivos acessórios, quando viável técnica e economicamente, para PCH's dos diferentes níveis tecnológicos.

# B I B L I O G R A F I A

ALMEIDA, M. T. *Vibrações mecânicas para engenheiros*. São Paulo, Blücher, 1987.

ANDRADE, R. M. de. *A drenagem nas fundações das estruturas hidráulicas*. Engevix, 1982.

BAJAY, S.V. & Santos, A.H.M. *Capacity Planning of Descentralized Small-Scale Hydro Power Plants*. Las Vegas, Water Power 85, Setembro, 1983.

BAJAY, S. V., SILVA, V. A. & RICCIULLI, D. L. S. *Planejamento da Expansão do Setor Elétrico Brasileiro, Mudanças Institucionais, Novas Políticas e Novos Instrumentos de Planejamento*. Rio de Janeiro, V Congresso Brasileiro de Energia, 1990.

BAJAY, S. V., RICCULLI, D. L. S. & FERNANDES, J. F. R. *Expansion Planning of Hydrothermal Power Systems, Optimizing the Multiple Uses of the Water From Hydroelectric Power Plant Reservois, via Conservational Multi-Objective Algorithms*. Rio de Janeiro, Proceedings of the IFAC Symposium of Planning and Operation of Electric Energy System. IFAC/SBA, 1985.

BAJAY, S. V. & WALTER, A. C. S. *Geração Descentralizada de Energia Elétrica*. Anais do I Simpósio Brasileiro sobre Co-geração de Energia na Indústria. Campinas, UNICAMP, 1989.

MARTINEZ, C. B.;BAJAY, S.V. - *"Níveis de Estudo para Projetos de PCH's Comentários e Sugestões" VI Congresso Brasileiro de Energia - outubro de 1993, Rio de Janeiro . RJ*

BALESTIERI, J.A.P.; MARTINEZ, C. B. - *"Critérios Para a Concepção Geral da PCH Braço Norte II" XII Seminário de Ciências Exatas e Engenharia, (Painel) 10-13 de novembro 1992, UNESP-Guaratinguetá, São Paulo.*

BARROWS, H. K. *Water Power Engineering*. Londres, McGraw-Hill, 1934

BELLMAN, R. E. & DREYFUS, S. E. Apllied dynamic programming". Princenton University, 1962.

BINGLI, D. *SHP Development in China*. São Paulo, Hydro 90, 1990.

CAMPINI, E. *Costruzioni idrauliche e idraulica tecnica*. Milano, Ulrico Hoepli, 1933.

CARNEIRO, R. R. *Usinas hidrelétricas*. Itajubá, Ed. Fundação IEI, 1956.

CAPPER, P. L. & CASSIE, W. F. *The Mechanics of Engineering Soils*. New York, McGraw-Hill, 1953.

CARVALHO, D.F, *Usinas Hidroelétricas. Turbinas*. Belo Horizonte, FUMARC/UCMG,1982

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE DO BRASIL. *Debates Parlamentares Sobre Energia Elétrica na Primeira Republica*. Rio de Janeiro, 1990.

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE DO BRASIL. *Panorama do Setor de Energia Elétrica no Brasil*. Rio de Janeiro, 1990.

CEMAT. *Relatório Técnico sobre a PCH Torixoréu*. Mato Grosso, 1987.

CER / ENGE - RIO. *Relatório de Impacto de Meio Ambiente, UHE Paredão*. Roraima, 1987.

CHANDRA, R. H. *Operation and Maintenance of Hydropower Plant*. São Paulo, HyDRO 90, 1990.

CHAPON, J *Traveaux Maritines*. Paris, Editions Eyrolles, 1966.

CONCRETE PUBLICATIONS. *Concrete and Constructional Engineering*. Londres, Buckinghan Gate, 1964.

CREAGER, W. P., JUSTIN, J. D & HINDS, J. *Engineering for Dams*. Londres, Wiley & Sons, Chapman & Hall, 1944.

DASTRE, L. D. SEBUSINI ANI, L. R. & ARANTES, R. L. *Aquisição de Excedentes de Energia Elétrica de Auto Produtores - Aspectos Comerciais*. Rio de Janeiro, V Congresso Brasileiro de Energia, 1990.

DASTRE, L. D. et alii. *Autoprodutores de Energia Elétrica e o Apoio do Fornecimento Emergencial pela Concessionária*. Rio de Janeiro, V Congresso Brasileiro de Energia, 1990.

DAVI, C. V. *Handbook of Applied hydraulics*. New York, McGraw-Hill, 1952.

DNAEE - Departamento de Águas e Energia Elétrica. *Nova Tarifa de Energia Elétrica. Metodologia e Aplicação*. Brasília, 1985 .

DECRETO 92.685 DE 19 DE MAIO DE 1986.

DEMETERCO, P.L. *Sistemática de Concorrências Públicas para Suprirmento de Energia Elétrica a Mercados Isolados pela Iniciativa Privada* - DNAEE/DCAE, Brasilia, 1988.

DEMANBORO, A.C. *Planejamento de Adições Graduais de Pequenas Centrais Hidrelétricas ao Parque Gerador de Empresas Concessionárias de Energia Elétrica - Tese de Mestrado, UNICAMP, SP. 1990.*

DUBS, R. *Angewandte hydraulik*. Zurich, Rascher Verlag, 1947.

BUREAU OF RECLAMATION. *Design of Small Dans*. USA, 1977.

BUSQUET, R. *Précis d'hydraulique - La houille blanche*. Paris, Encyclopédie Industrielle, 1905.

CHELLS, R. D. *Pile foundations*. New York, McGraw-Hill, 1951.

DE MELLO, V. F. B. *De Mello volume*. São Paulo, Blücher, 1991.

DEGOUTTI, G. & LAVABRE, J. *Methodologie d'un Inventire de Sites de Microcentrales. Cas de La Haute. Savote*. La houille Blanche 5, 1984.

DINESC, T, SANDRU, A. & RADALESCO, C. *Les coffranges glissants*". Paris, Editions Eyroles, 1968.

ELETROBRÁS & MME. *Codigo de Águas*. Rio de Janeiro, IBGE, 1980.

ELETROBRÁS. *Concreto massa no Brasil*. Rio de Janeiro, Memória Técnica, 1989.

ELETROBRÁS. *Manual de Inventário de Bacias Hidrográficas*. Rio de Janeiro, 1984.

ELETROBRÁS & DNAEE. *Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas*. 1982.

ELETROBRÁS & DNAEE. *Manual de Mini Centrais Hidrelétricas*. 1985.

ELETROBRÁS & DNAEE. *Manual de Micro Centrais Hidrelétricas*. 1985.

ELETROBRÁS & DNAEE. *Metodologia Para Regionalização de Vazões*. 1985.

EPRI - Electric Power Research Institute. *Simplified Methodology for Economic Screening of Potential Small Capacity Hydro Eletric Sites*. San Francisco, 1983.

EPRI - Electric Power Research Institute. *Cost and Design Study of Modular Small Hydro Plants*. New York, 1984.

ERBISTE, P. C. F. *Comportas hidráulicas*. Rio de Janeiro, Ed. Campus/Eletrobrás, 1987.

FLAMANT, A. *Hydraulique*. Paris, Libr. Polytecnique, Encyclopédie des Travaux Publics. 1919.

FRENCH, R. H. *Open chanel hydraulics*. Singapore, McGraw-Hill, 1982.

FRITZ, J. J. *Small and Mini Hydropower Systems*. New York, McGraw-Hill, (Resource Assesment and Project Feasibility), 1984.

FUPAI - Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Industria. *Projetos dos Cursos de Estudos e Projeto de PCH's*. Itajubá, 1983 a 1987.

GARCEZ, L. N. *Construções hidráulicas*. São Paulo, Blücher, 1962.

GARCEZ, L. N. *Hidráulica*. (Notas de Aulas). São Paulo, Humberto Chiggino, 1960.

GIBSON, A. H. *Hydro electric engineering*. Londres, Blackie and Son, 1921.

GRAF, W. H. *Hydraulics of sediment transport*. New York, McGraw-Hill, 1971.

GRISHIN, M. M. *Hidraulic strutures*. Moscou, Mir Publishers, 1982.

GUYON, Y. *Béton Precontraint*. Paris, Éditions Eyrolles, 1958.

HYDRO QUÉBEC. *Project Lac Roberttson*. Montreal, 1985.

HOOL, G. & JONHSON, N.C. *Concrete Engineers Handbook*. New Jersey, McGraw-Hill, 1918.

HONGYUN, L. Solutions for seasonal shortage and surplus in hydro Output. São Paulo, HyDRO 90, 1990.

HUARTE, J. P. *Procedimientos de Sondeo*. Madrid, Servicio de Publicaciones de J. En., 1977.

ITINTEC/OLADE. *Apuntes para un Manual Técnico de Deseño, Estandarizacion y Fabricacion de Equipos para Pequeñas Centrales Hidroelectricas*. Peru, OLADE, 1988.

KRAATZ, D. B. *Pequeñas obras hidráulicas*. Roma, ONU, 1976.

LEI 4.771, DE 15 DE SETEMBRO DE 1965.

LEI 5.197, DE 05 DE JANEURO DE 1967.

LEI 40.504, DE 30 DE NOVEMBRO DE 1964.

LIN, B. *Planning of Rural Electrification for Small & Medium Hydropower Areas*. São Paulo, HyDRO 90, 1990.

LIN, W. J. *A Probe of The Industrial Struture and Policies of the Medium and Small Hydropower in Fujian Province"*. São Paulo, HyDRO 90, 1990.

LIMA, C. M. B. & MARTINEZ, C. B. *A Otimização de Casas de Máquinas em Pequenas Centrais Hidréletricas*. Rio de Janeiro, V Congresso Brasileiro de Energia, 1990.

MACINTYRE, A. J. *Máquinas motrizes hidráulicas"*. Rio de Janeiro, Guanabara Dois, 1983.

MALLET, C. & PACQUANT, J. *Les barrages en terre*. Paris, Editora Eyrolles, 1951.

MARCO, C. H., MARTINEZ, C. B. & LIMA, C. M. B. *Uma Metodologia para a Seleção de Locais Barráveis e Determinação Preliminar de Potência Instalada de Pequenas Centrais Hidrelétricas*. Rio de Janeiro, V Congresso Brasileiro de Energia, 1990.

MARTINEZ, M. L. B. et alii. *A Vantagem da Geração hidrelétrica no Estado de Roraima*. Rio de Janeiro, V Congresso Brasileiro de Energia, 1990.

MARTINEZ, M. L. B. et alii. *Os Projetos Hidrelétricos Integrados a Projetos agricolas no Brasil"*. Rio de Janeiro, V Congresso Brasileiro de Energia, 1990.

MARTINEZ, C. B., MARTINEZ, M. L. B. & VIOLIM, A. *Projeto PCH Ponte de Pedra*. (Concorrência DNAEE MT 001/88, Concepção Básica e Comentários. São Paulo, HyDRO 90, 1990.

MARTINEZ, C. B., MARTINEZ, M.L.B. A viabilidade Econômica Devido ao uso Múltiplo de uma Barragem para Contenção Contra Cheias. VI Congresso Brasileiro de Energia & I Seminário Latino Americano de Energia, Rio de Janeiro, 1993.

MARTINEZ, C. B., MARTINEZ, M.L.B. A Pequena Central de São Judas Tadeu - A Participação da Iniciativa Privada em Hidrogeração - Características Técnicas e Viabilidade. VI Congresso Brasileiro de Energia & I Seminário Latino Americano de Energia, Rio de Janeiro, 1993.

MARTINEZ, C. B., MARTINEZ, M.L.B., BAJAY, S.V. A utilização de Grupos Axiais em Projetos de PCH's no Brasil. VI Congresso Brasileiro de Energia & I Seminário Latino Americano de Energia, Rio de Janeiro, 1993.

MARTINEZ, M.L.B., MARTINEZ, C.B. O Suprimento de Energia Elétrica em Regiões Sub Desenvolvidas em Paises em Desenvolvimento. As concorrencias Públicas Brasileiras e o Capital Privado

MARTINEZ, C. B.; SANTOS,A.H.M.; BAJAY, S.V. -"Pré-Dimensionamento de Pequenas Centrais Hidrelétricas" I Congresso Brasileiro de Planejamento Energético - 1989 Universidade Estadual de Campinas / UNICAMP Campinas . SP

MARTINEZ, C. B.;, AGRA, D.; BAJAY, S.V. -"Uma Contribuição ao Estudo de Custo de Centrais Hidrelétricas de Médio Porte" I Congresso Brasileiro de Planejamento Energético 1989 Universidade Estadual de Campinas / UNICAMP Campinas SP.

MARTINEZ, C. B.; et alli - -"Tecnologia Apropriada para Micro Centrais Hidrelétricas" II ENEC -1990. Universidade Estadual de Campinas / UNICAMP Campinas . SP.

MARTINEZ, C. B.; et alli - "Um Método para Determinação da Vazão de Projeto de PCH's, considerando sua Capacidade de Regularização Diária" X SNPTE - 1990

MARTINEZ, C. B.; et alli - -"Projeto PCH Ponte de Pedra" Concorrência DNAEE/MT - 001/88 Concepção Básica e Comentários "HYDRO 90" Conferência Internacional - 1990 SP.

MARTINEZ, C. B.; et alli - *"Tecnologia Apropriada para PCH's" V Congresso Brasileiro de Energia - 1990 Rio de Janeiro . RJ*

MARTINEZ, C. B.; BAJAY, S.V. - -*"As Concorrências Públicas e a Participação do Setor Privado na Geração e Transmissão de Energia Elétrica" XI COBEM - 1991 São Paulo . SP*

MARTINEZ, C. B.; et alli - -*"Estudo para Substituição de Tubulações Forçadas em PCH's" XII Seminário de Ciências Exatas e Engenharia, (Painel) 10-13 de novembro 1992,UNESP-Guaratinguetá, São Paulo.*

MARTINEZ, C. B.;BAJAY, S.V. - *"Níveis de Estudo para Projetos de PCH's Comentários e Sugestões" VI Congresso Brasileiro de Energia - outubro de 1993, Rio de Janeiro . RJ*

MASSON, J. *Estruturas de aproveitamentos hidrelétricos.* Rio de Janeiro, Ed. Campus, 1988.

MOLITOR, D. A. *Engineering structures.* New York, McGraw-Hill, 1911.

MOSCONYI, E. *Wasserkrafwerke.* Budapest, Akademiai Kiadó, 1956.

MORALES, R. & CASTAÑO, J. F. *Inventario de Centrales Hidroelectri cas Colombianas.* São Paulo, HyDRO 90, 1990.

MORH, E. C. J. & BARREN, F. A. V. *Tropical soils.* The Haugen an Bandung, 1954.

MUXIN, Z. *Comprehensive Utilization of Water and Its Examples.* São Paulo, HyDRO 90, 1990.

NOGUEIRA, L.A.H. & SANTOS, A.H.M. *Considerações Técnico-Econômicas Aplicadas à Cogeração Elétrica e Calor de Processos em Indústrias.* Belo Horizonte, SNPTEE, 1987.

ORTIZ, J.N.G., QUINTAS, O.S. & TURA JR, N.A. *Ações da ELETROPAULO para Renovação e Construção de Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas.* São Paulo, HYDRO 90, 1990.

PACORET, E. *Tecnique de la houille blanche.* Paris, H. Dunod et E. Pinat Editeurs, 1911. Vol. I e II.

PÁDUA, J.C.U., ALVARENGA, M.M, VARELLA, L.N & REZENDE, P.F.V.S. *Diretrizes para Estudo e Projeto de Pequena Central Hidrelétrica*. Rio de Janeiro, ELETROBRAS, (Publicação Interna), 1988.

PECK, R.B., HANSONN, W. & THORNBUNET, T.H. Fondation Engineering. USA., John Wiley & Sons, 1953.

PORTARIA 0001, DE 04 DE JANEIRO DE 1977.

PUPPINI, U. *Idraulica*. Bologna, Nicola Zanichelli Editore, 1947.

QUN, L. Y. Planning and Developing Wuzhou Prefecture Electric Network Wityh Medium-Sized Hydroelectric Station as Its Backbone". HyDRO 90, São Paulo 1990 .

RADLER, S. "Economics of Large Versus Small Hydropower development". HyDRO 90, São Paulo 1990 .

RENSHI, Z. - "The Medium and Small Pumped Storage Plant in China". HyDRO 90, São Paulo 1990 .

RESOLUÇÃO 20 DE 18 DE JUNHO DE 1986.

RÉMÉNIÉRAS, G. "L'hydrologie de L'ingénieur". Eyrolles. Paris 1965.

Roche, M. - "Hydrology de Surface". Gauthier-Villars Éditeur Paris 1963.

SALZARD, J. "Hydraulique Apliquée à l'exploitation des Usines Hydroélectriques" Dunod Paris 1965.

SANGLERAT. G. "El Penetrometro u El Reconocimiento de los Suelos". Serviço de Publicacion do Ministerio de Obras Publicas. Madrid. 1967 .

SANT'AnA, R.F. - "Assessing the Feasibility of Small Hydroelectric Power Plants". Tese de doutorado. Colorado State University. Fort Collins. Colorado 1983 .

SANT'AnA, R.F. & RAMOS, F. - "Critérios para seleção de potência instalada em pequenas Centrais Hidrelétricas". VIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. São Paulo 1986 .

SANTARELLA, L. "La Técnica delle Foundazion". Editore Ulrico Hoepli Milano 1939 .

SANTOS, A.H.M. - Planejamento de Centrais Hidrelétricas de Pequeno Porte". Tese de Doutorado. Unicamp 1987 .

SANTOS, A.H.M. & BAJAY, S.V. - "Métodos para Determinação da Motorização em Pequenas Centrais Hidroelétricas"II Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro. Outubro 1984 .

SANTOS, A.H.M. ´COSTA, J.M.M - "Alguns Efeitos das Pequenas Centrais Hidrelétricas Interligadas aos Sistemas de distribuição". Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. Salvador. Setembro 1984 .

SANTOS, A.H.M., MARTINEZ, C.B. & BAJAY, S.V. - "Uma contribuição ao Estudo de Custo das PCH's . IV Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro. Outubro 1987 .

SCHOKLITSCH, A. - "Hydraulic Structures". The American Society of Mechanical Engineers. New York 1937 .

SCHEREIBER, G.P. - "Usinas Hidrelétricas". Ed. Edgard Blucher Ltda. São Paulo 1987 .

SHARP, J.J. "Hydraulic Modeling". Buterworths. London 1985 .

SILVEIRA, A.F.da - "As Variações de temperatura nas Barragens". Ministério de Obras Públicas LENEC. Lisboa 1961 .

SMITH, H.T.U. - "Arial Photographs". Appleton Century - Crofis, INC. New York 1943 .

SYMPOSIUM ON GEOCHEMISTRY OF GRONDWATER. "Developments in Water Science". Ed. Elevier Scientific Publishing Company, Amsterdam 1982 .

SOCIETE HYDROTECHNIQUE DE FRANCE. "Guide Pour la Conception, la Réalisation, la Mise en Service et L'exploitation des Petits Amenagements Hydro-Electriques". Paris.

SOUZA, Z. et alli - "Centrais Hidro e Termelétricas". Ed. Edgard Blucher Ltda. São Paulo 1983 .

TAYLOR, D.W. - "Soil Mechanics". John Willey & Sons, Inc. 1948 .

TENG, W.C. - "Fondation Desing". Prentice Hall, Inc. New Jersey 1962.

TERZAGHI,K & PECK, R.B. - "Mecanica de Suelos" El Ateneo, Buenos Aires 1955 .

TOLMAN, C.F. - "Ground Water". McGRAW-HILL BOOK COMPANY, INC. New York 1937 .

TSCHEBOTARIOF, G.P. - "Soil Mechanics, Foundations, and Structures". McGRAW_HILL BOOK COMPANY. New York 1953 .

URQUHART, L.C. & O'ROURKE, C.E. - "Desiign of Concrete Structures". McGRAW-HILL BOOK COMPANY, INC. New York 1940 .

US. BUREAUT OF RECLAMATION. "Gravity Dans"

VALENÇA, R. - "Porque Minicentrais Hidrelétricas no Brasil". HyDRA 90, São Paulo 1990 .

VARLET, H. "Usines de Retune, Usines de Plaine". Éditions Eyrolles. Paris 1962 .

VARLET, H. "Barreges - Réservoirs". Éditions Eyrolles. Paris 1966.

VARLET, H. "Turbines Hydrauliques et Groupes Hydro-Electricques". Editions Eyrolles. Paris 1964 .

WHITE, L & PRENTIS, E.S - "Cofferdans". Columbia University, Press, New York 1950 .

XIAOZHANG, Z. - "State-of-the-art of Small Hydropower SHP) Development in China". HyDRO 90, São Paulo 1990 .

# A N E X O A

# CARACTERIZAÇÃO GERAL DAS USINAS HIDRELÉTRICAS

## A.1 CONCEITOS BÁSICOS

A utilização da energia hidráulica remonta aos primórdios da civilização e se constituiu em um importante instrumento de desenvolvimento nas sociedades primitivas, que a usavam para tarefas tais como irrigação e geração de força motriz. Com o crescimento das necessidades das primitivas comunidades estes aproveitamentos foram evoluindo e alcançaram um estágio que permitiu uma melhoria sensível nas condições de vida da população.

Os modernos sistemas de aproveitamento hidrelétrico são, na realidade, complexos industriais destinados à conversão da energia potencial existente nos cursos dágua em energia elétrica. A potência obtida em um aproveitamento hidrelétrico é função direta do produto da altura de queda, ou desnível existente entre dois pontos, e da vazão a ser turbinada. A altura de queda é uma característica física do local em questão. Assim, tem-se usinas com quedas que variam de 900 a 05 metros. Esta grande faixa de variação no desnível implica em alternativas de aproveitamento que visam a obtenção de um melhor rendimento na conversão desta energia.

A vazão a ser turbinada é uma variável que está intimamente ligada às características físicas e climáticas da região. Assim, para grandes áreas de drenagem, têm-se vazões proporcionalmente maiores, enquanto que para pequenas bacias, a vazão tende a diminuir. A regularidade do ciclo hidrológico é uma variável a ser investigada na época do planejamento da usina, pois ela é responsável pela quantidade de água disponível para conversão em energia elétrica.

Uma usina hidrelétrica - UHE - nada mais é do que uma forma de aproveitamento da energia solar, via ciclo hidrológico. O aproveitamento desta forma de energia, entretanto, implica em algumas instalações e na ocupação de áreas necessárias para a acumulação de água, que servirá como reserva de energia.

A criação de uma barragem ao longo de um curso dágua implica a transferência para um único local, de todo o desnível topográfico existente na área de influência direta do reservatório. Tem-se, desta forma, uma concentração da disponibilidade energética, que permite um aproveitamento economicamente mais interessante. O sistema hidráulico necessário para a implantação de uma UHE consiste de uma série de obras de engenharia que, freqüentemente, envolvem grandes volumes de material e de mão-de-obra, além de um considerável tempo de construção e custos elevados.

Assim, os empreendimentos hidrelétricos normalmente possuem um tempo de maturação elevado[1], o que tem afastado os investidores privados, acostumados a retornos mais seguros[2] e em menor tempo. Uma obra hidrelétrica, em sua concepção mais ampla, é constituída por instalações complementares que, reunidas, dão forma final à UHE.

Desta forma, tem-se como estrutura principal a BARRAGEM que é um elemento estrutural destinado a interceptar o curso dágua, reservando uma parcela desta para as máquinas hidráulicas.

Se o barramento for constituído por um dique de pequena altura, destina-

---

[1] Em centrais de médio e grande portes, este tempo fica em torno de seis a dez anos.

[2] A remuneração da energia elétrica no Brasil é regulamentada por sucessivas portaria governamentais tendo estado sujeita a fatores de ordem política, o que a torna desinteressante do ponto de vista da iniciativa privada. Desta forma, a "privatização do setor", como tem sido preconizada, encontra uma grande dificuldade, pois, à medida em que a tarifa de energia se torna mais subsidiada, menor é o interesse em se investir no setor.

do, principalmente, à derivação da água do rio, é conhecido como BARRAGEM DE DERIVAÇÃO.

Se for constituído por uma estrutura que permite uma elevação considerável do nível dágua a montante, criando um reservatório, é conhecida como BARRAGEM DE ACUMULAÇÃO e tem por função principal regularizar, parcial ou totalmente, o curso dágua.

A TOMADA DÁGUA é uma obra construída imediatamente a montante do barramento e permite retirar e regular a vazão a ser aduzida pelas máquinas. A posição da captação d'água, com escoamento na superfície, ou sob pressão, define uma "tomada de superfície" ou "tomada profunda", respectivamente.

A adução da água a ser turbinada, da tomada d'água às turbinas, pode ser feita por um canal - trecho de baixa pressão - seguido de uma ou mais tubulações , denominadas condutos forçados - trecho de alta presão. Entre estes dois trechos existe uma CÂMARA DE CARGA, que consiste em um pequeno reservatório destinado a suprir as variações momentâneas de demanda das turbinas, repartir a água para os condutos forçados e assegurar uma carga na embocadura dos condutos forçados, a fim de impedir a entrada de ar. Substitui-se a câmara de carga por uma CHAMINÉ DE EQUILÍBRIO, quando em vez do canal houver uma tubulação de baixa pressão. A chaminé de equilíbrio tem a função de proteger o conduto de derivação das sobrepressões oriundas dos golpes de ariete por ocasião de manobras bruscas nas turbinas da UHE.

O CONDUTO FORÇADO é constituído por uma ou mais tubulações, descendo a céu aberto ou em galeria, com declividade acentuada. O conduto forçado aduz a água às turbinas hidráulicas, mantendo a pressão decorrente do desnível entre o reservatório de montante e o canal de fuga à jusante. Constituem acessórios dos condutos as grades de proteção, e as válvulas de fechamento e de segurança a montante, e os aparelhos de fechamento e seccionamento a jusante.

As usinas podem ser construídas a céu aberto, em cavernas, enterradas, ou, ainda, no próprio corpo da barragem, sendo que o sistema de transmissão em alta tensão é planejado para garantir que toda a energia produzida seja despachada para os centros de carga.

O projeto de uma UHE deve fazer parte de um plano de aproveitamento integral do rio em que se localizará. Assim, o primeiro passo a ser dado é a

coleta de dados do rio, ou seja, obtêm-se o perfil longitudinal do rio e as fotografias aéreas para os estudos iniciais. O estudo do perfil do rio pode dar uma noção dos prováveis locais para a instalação de barragens e, portanto, de um esquema básico de divisão de quedas.

A fixação definitiva das usinas na cascata deve ser feita logo após esta primeira fase. O nível dágua máximo de cada reservatório irá indicar os remansos dos mesmos definindo a divisão de quedas entre as usinas.

Os aproveitamentos hidrelétricos podem ser distinguidos segundo a capacidade instalada disponível, ou com relação à queda bruta do mesmo. Assim, tem-se as centrais pequenas, médias ou grandes, ou, segundo a altura, as usinas de queda baixa, média e alta quedas. A forma de se represar o rio, criando um desnível, define se a usina será de represamento, desvio ou de derivação.

A usina de represamento se caracteriza pela concentração do desnível mediante a construção de uma barragem em um determinado trecho do rio. Neste caso, a casa de máquinas é instalada no pé da barragem, de forma que as principais obras da usina hidrelétrica se situem em área relativamente pequena. Neste tipo de aproveitamento, as águas do rio são turbinadas e restituídas ao antigo leito do rio.

Estas usinas se dividem em usinas a fio dágua e com reservatório de acumulação. As usinas a fio dágua são aquelas que turbinam, parcialmente ou totalmente, a vazão natural do rio e que não possuem capacidade de armazenar água no seu reservatório, para uso posterior. Desta forma, toda vazão que chega ao reservatório, ou é desviada para as turbinas, ou é descarregada pelos vertedouros, dissipando, assim, toda a energia potencial que possuía naquele trecho.

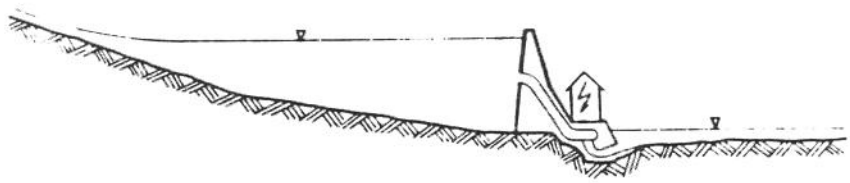
Dependendo do grau de "motorização" da usina, existirão épocas em que algumas máquinas ficarão paradas devido à baixa afluência ao reservatório. Uma maneira de se minorar o problema da falta de regularização é a instalação de comportas sobre a crista do vertedouro, possibilitando um pequeno efeito de regularização. Embora este efeito não seja muito sensível[3], esta prática é aconselhável para usinas com um certo porte.

---

[3] A regularização obtida com a instalação de comportas pressupõe a modulação da descarga por um período de dias, ou até de poucas semanas.

As usinas de represamento com acumulação são aquelas que possuem um reservatório com uma razoável capacidade de regularização e, por esta razão, podem modular as descargas de forma conveniente ao sistema elétrico que se espera abastecer. Desta forma, pode-se trabalhar com vazões regularizadas até por períodos plurianuais. A inconveniência deste tipo de central está relacionada com a área de inundação geralmente significativa, necessária para o reservatório, o que produz, inevitavelmente, impactos no meio ambiente local eventualmente de difícil mitigação e com sério questionamentos por parte das populações atingidas.

A figura A.1 mostra o esquema de uma central de represamento, onde se nota a proximidade de casa de máquinas com a barragem de contenção.



*Ref.: ( Fonte Schereiber, G.P 1977 )*

*Figura A.1 Usina de represamento*

A usina de desvio se caracteriza pelo desvio do rio de seu curso normal, por meio de um canal ou de um túnel de desvio. Neste caso, a casa de máquinas se situa em uma posição que permita aproveitar integralmente a queda disponível. A água do rio, após ser turbinada, é restituída ao mesmo curso d'água. Existem, basicamente, quatro tipos de usinas de desvio, que são:

- Usinas com a instalação de turbinas em poços abertos, onde parte da água do rio é desviada para poços que contém turbinas abertas. Estas turbinas podem ser do tipo FRANCIS, HÉLICE ou KAPLAN. Este sistema é muito comum em centrais de pequeno e médio portes.

- Usinas com adução em canal ou tubulação de baixa pressão, seguidas por um sistema de adução forçada, saindo de uma câmara de carga ou de uma chaminé de equilíbrio respectivamente, alimentando as máquinas hidráulicas. Este arranjo é encontrado tanto em usinas de pequeno porte como nas de grande porte.

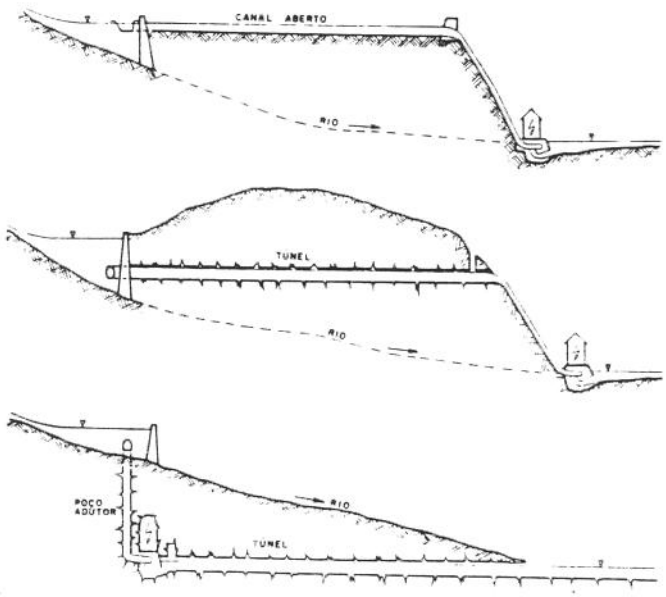
- Usinas com adução por meio de túnel e tubulação forçada, alimentando as máquinas hidráulicas. Este tipo de solução é bastante comum em usinas de médio e grande portes, uma vez que o custo de construção do túnel só se justifica[4] para capacidades instaladas mais elevadas.

- Usinas com adução em túnel do tipo poço, descendo até à casa de máquinas, escavada em rocha e com canal de fuga escavado até a restituição no rio.

A figura A.2 mostra alguns exemplos de usinas de desvio. É importante notar que as obras de desvio ocupam uma grande parte do complexo que forma a UHE e que, por isso, têm um peso considerável nos custos finais da mesma.

---

[4] A implantação de um túnel esbarra em fatores de ordem construtiva, tais como diâmetro mínimo, devido às necessidades de espaço para manobra de pessoal e equipamentos.



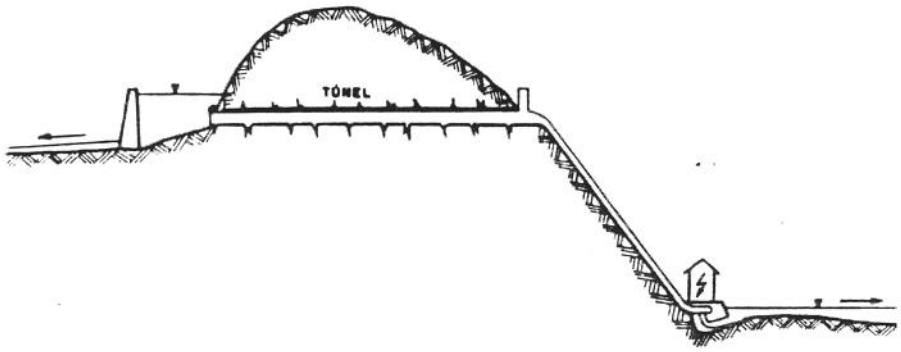

*Ref.: ( Fonte Schereiber, G.P 1977 )*

*Figura A.2 Usinas de desvio*

O último tipo de central é a de derivação, que se caracteriza pela retirada da água de um rio e sua subseqüente devolução a um outro rio. A derivação do rio é feita por meio de um canal, túnel ou tubulação, que conduz a vazão a ser turbinada até um reservatório denominado castelo dágua, de onde saem as tubulações forçadas que abastecem a central. A separação desta tubulação em dois trechos tem a finalidade de dissipar possíveis ondas de sobrepressão oriundas de manobras rápidas da central. Esta prática permite que se façam tubulações de menor espessura, economizando-se, assim, na instalação, sem prejudicar a segurança da central.

A usina Henrry Borden, da ELETROPAULO, é um exemplo típico de usina de derivação, onde se desviou o curso de um rio e se lançou as águas nas encostas da Serra do Mar, construindo-se uma casa de máquinas ao pé da serra, em Cubatão, SP.

A figura A.3 mostra um exemplo de usina de derivação, onde se pode notar o sistema de adução de baixa pressão, a tubulação forçada e a casa de maquinas com os grupos geradores.




*Ref.: ( Fonte Schereiber, G.P 1977 )*

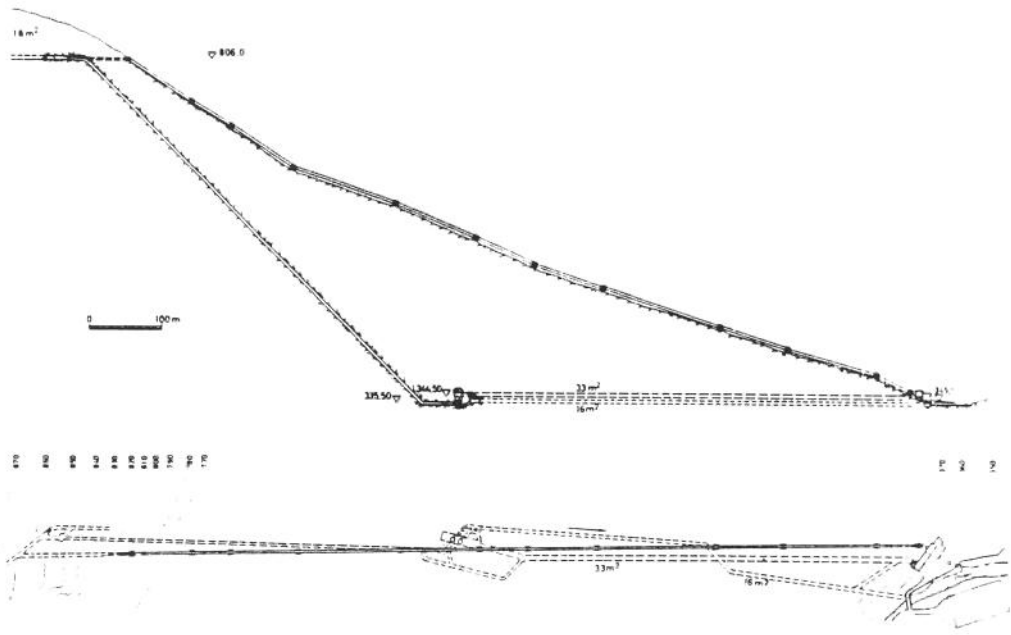
*Figura A1.3 Usina de derivação*

## A.2 USINAS DE ALTA QUEDA

As usinas de alta queda são assim conhecidas devido ao desnível de projeto a que estão submetidas. Normalmente, são equipadas com máquinas do tipo PELTON, de um a seis jatos, e possuem desníveis que vão desde 150 metros, aproximadamente, até 900 metros. O aumento do número de jatos permite que se aumente a potência da turbina. Desta forma, já se alcançou a marca acima de 300 MW de potência instalada para máquinas com seis jatos. A posição horizontal do eixo facilita a manutenção, uma vez que não é necessário desmontar a mesma para inspeções ou reparos. À medida em que a potência da máquina aumenta, é conveniente que se mude a posição do eixo para a vertical, de forma que se possa aumentar o número de jatos e, conseqüentemente, a vazão aduzida. As principais características dessas usinas são a elevada altura de queda, a baixa vazão aduzida e o uso de turbinas de ação tipo Pelton. Os reservatórios destas centrais são,

normalmente, de pequeno volume de acumulação e, portanto, pequena área de inundação.

A figura A.4 ilustra o arranjo básico de uma central de alta queda, onde se pode notar o extenso canal de adução e a região de descida da tubulação forçada, em contraste com as obras da casa de máquinas e de barragem da usina.



*Ref.: ( Fonte Schereiber, G.P 1977 )*

*Figura A.4 Usina de alta queda*

## A.3 USINAS DE MÉDIA QUEDA

As centrais de média queda são assim conhecidas devido ao fato de possuírem uma queda de projeto variando de 25 a 150 metros, aproximadamente. Elas se caracterizam pela utilização de máquinas do tipo FRANCIS e, em alguns casos, do tipo KAPLAN.

A maior parte das usinas construídas nas últimas décadas no país é de média queda e com reservatórios de acumulação, permitindo, coforme afirmado anteriormente, uma boa modulação da carga a ser atendida. Entretanto, os potenciais com médias quedas estão se esgotando, principalmente nas regiões mais desenvolvidas do país, o que vem indicando uma mudança nos tipos de centrais hidrelétricas a serem construidas nas próximas décadas .

O esquema mais comum de uma central de media queda contempla uma barragem de acumulação, normalmente de enrocamento ou de terra[5], um vertedouro, uma tomada dágua, que pode ser, ou não, acoplada à barragem, um sistema de adução normalmente constituído de uma tubulação de baixa pressão[6] e de um trecho em alta pressão, e a casa de máquinas, com todos os seus equipamentos eletromecânicos e acessórios. A concepção básica deste tipo de UHE depende de inúmeros fatores, tais como condições topográficas, interferências com o meio físico, biótico, etc.

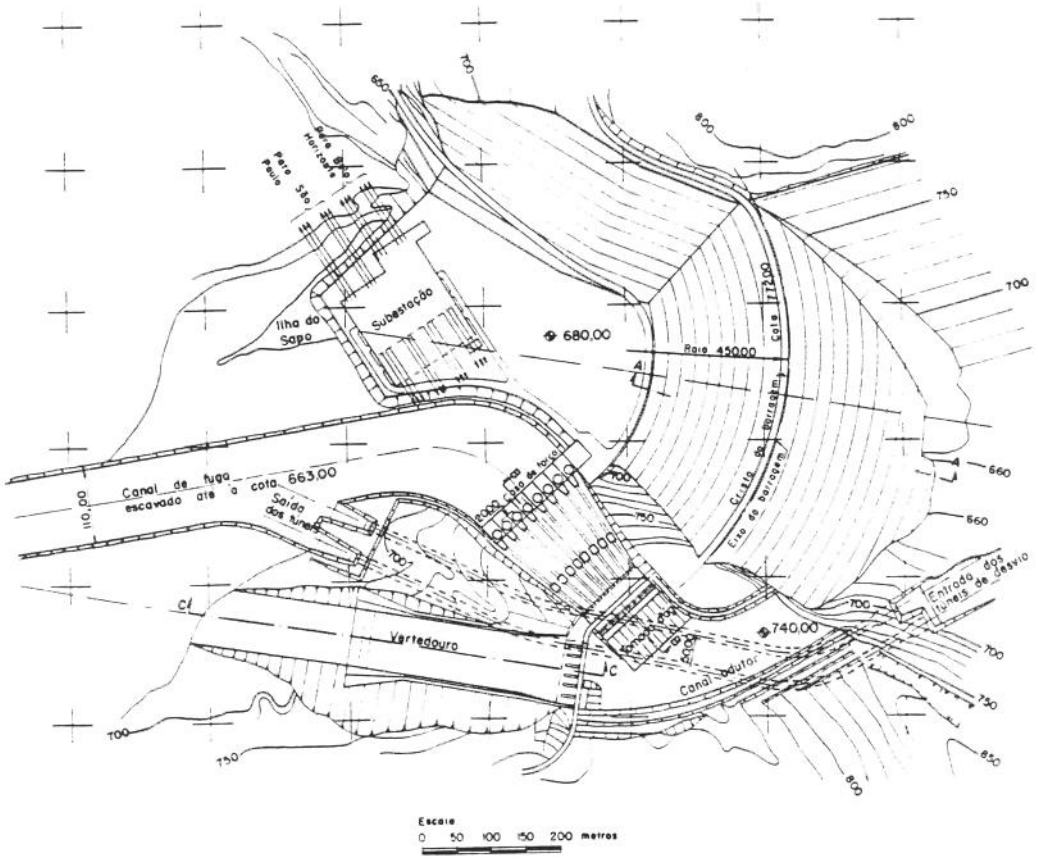
A concepção da UHE é determinada nos estudos de inventário e de viabilidade econômica, assim como a data preliminar de entrada em operação das suas unidades geradoras. Este tipo de central compõe o maior grupo de UHE's existente no país.

---

5 O tipo de material a ser usado nas estruturas de contenção depende, exclusivamente, de fatores locais, tais como disponibilidade de material na região e conveniência na utilização do "bota-fora".

6 Existe uma grande conveniência em se utilizar uma tubulação de baixa pressão, no lugar de um canal de adução, uma vez que a manutenção da primeira estrutura é menor e mais fácil de ser efetuada.

O arranjo geral deste tipo de central pode seguir o esquema das usinas de desvio ou de reservatório, sendo o mais comum o caso das usinas com reservatório. A figura A.5 apresenta um esquema de central de média queda típico, onde se pode notar a proximidade da casa de máquinas com a barragem.




*Ref.: ( Fonte Schereiber, G.P 1977 )*

*Figura A.5 Esquema típico de central de média queda*

## A.4 USINAS DE BAIXA QUEDA

As usinas de baixa queda se caracterizam pelo pequeno desnível existente entre o nível do reservatório à montante e o nível do rio à jusante, e pela grande vazão aduzida às suas turbinas. Estas centrais apresentam custos de instalação, normalmente, mais elevados que os outros dois tipos de usinas, devido, principalmente, ao custo das obras civis e das máquinas hidráulicas. Por esta razão, este tipo de usina têm tido uma penetração ainda pequena no setor elétrico do país , onde ela compete com plantas de média e alta quedas usualmente, mais econômicas. Entretanto, o gradual esgotamento dos potenciais hidrelétricos em altas e médias quedas próximos aos centros de carga tem começado a apontar para a necessidade de se explorar mais este tipo de central.

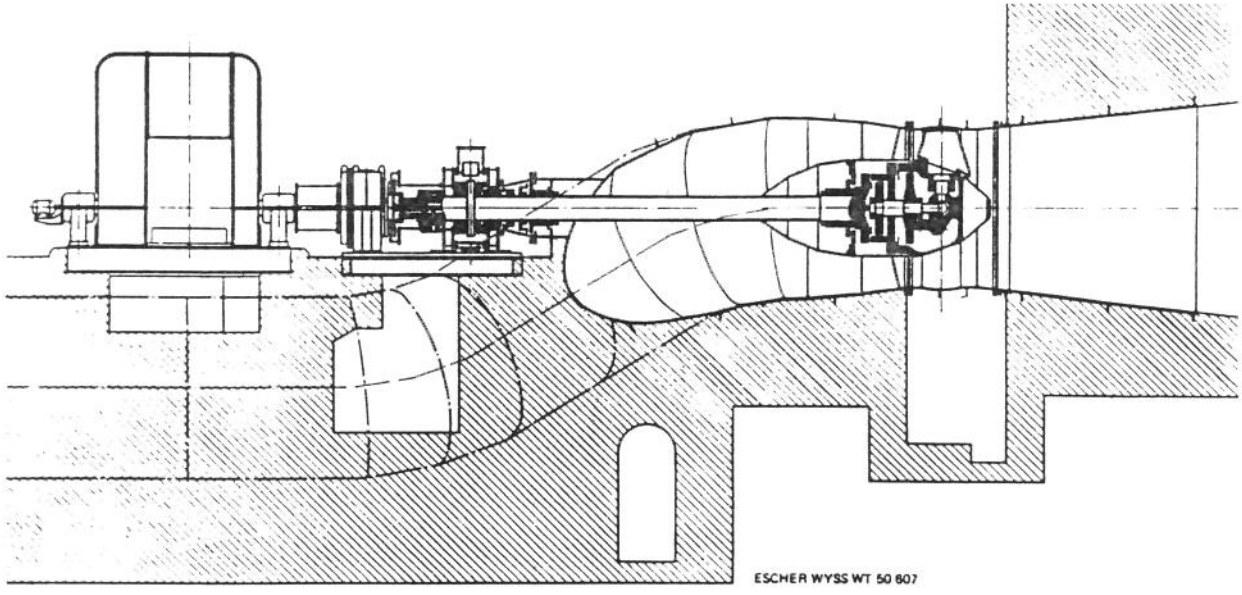
Neste novo contexto, tem-se levado em consideração que o custo relativamente mais elevado das instalações frequentemente é, ao menos parcialmente, contrabalançado pelas pequenas distâncias de transmissão podendo resultar um custo final competitivo para o empreendimento.Além disto a confiabilidade do sistema fica beneficiada com distâncias de transmissão menores.

No projeto de usinas de baixa queda sempre se tem procurado reduções nos custos das obras civis. Neste tipo de usina, o proprio formato das máquinas hidráulicas influencia nos volumes de escavação e no custo da instalação. Por outro lado, a construção de barragens de pequena altura provoca, normalmente, pequenas áreas inundadas, o que reduz os impactos ambientais e sociais do empreendimento. Dependendo da área onde se vai instalar a usina, é conveniente que se façam diques laterais de contenção, com o objetivo de se reduzir a área afetada pelo reservatório. Assim, pode-se ter uma série de usinas em cascata, com os respectivos reservatórios "*endicados*", onde a sua área de ocupação é relativamente pequena, permitindo que as áreas laterais ao reservatório sejam utilizadas para atividades agrícolas, contando, inclusive, com irrigação por gravidade, sem consumo de energia. Apesar do aparente benefício que o endicamento pode provocar, deve-se considerar que os custos envolvidos são relativamente altos e que existirá uma perda em termos de energia no aproveitamento, uma vez que a capacidade de

armazenamento fica comprometida com a redução da área inundada. Nestas centrais, é muito comum se utilizar comportas, do tipo setor, para se regularizar o nível d'água no reservatório.

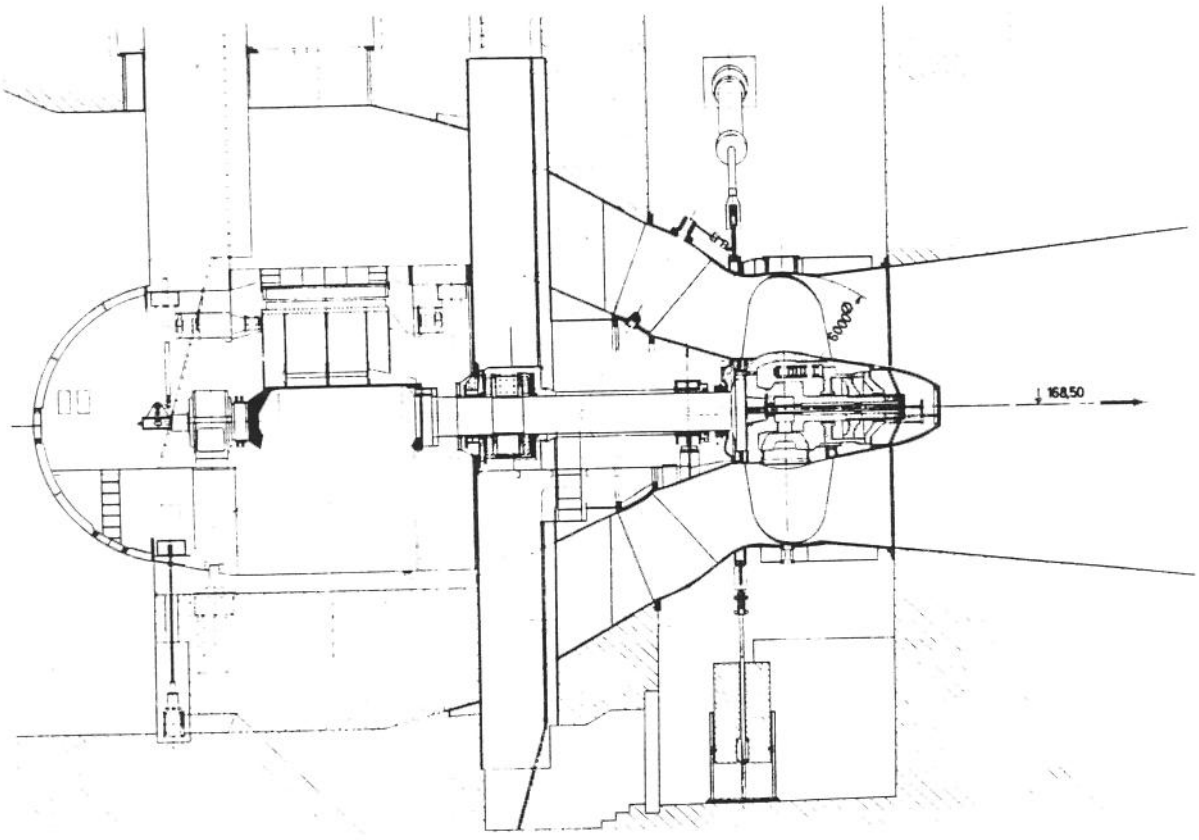
Para quedas reduzidas, as turbinas do tipo BULBO se apresentam mais vantajosas que as KAPLAN de eixo vertical, devido aos custos, relativamente, menores das obras civis a elas associadas. O que melhor caracteriza as turbinas BULBO é a instalação do gerador dentro de uma caixa com o formato de pera ou bulbo, o que acaba por dar o nome à turbina. Apesar de se ter uma série de vantagens com este tipo de turbina, não se pode esquecer que existe um problema bastante sério relacionado com a refrigeração da mesma, uma vez que o equipamento fica confinado em uma caixa, sem ventilação natural, o que exige a instalação de um sistema de arrefecimento forçado, com um custo de instalação e manutenção elevados.

As diversas variações sobre a forma de se instalar o grupo KAPLAN horizontal possibilitaram a criação de uma família de máquinas que são indicadas para as mais diversas condições. Assim foram desenvolvidas as turbinas tipos BULBO, TUBULARES E AXIAIS COM INSTALAÇÃO DE GERADOR EM POÇO. As figuras A.6 a A.8 ilustram estes tipos de turbinas hidráulicas.



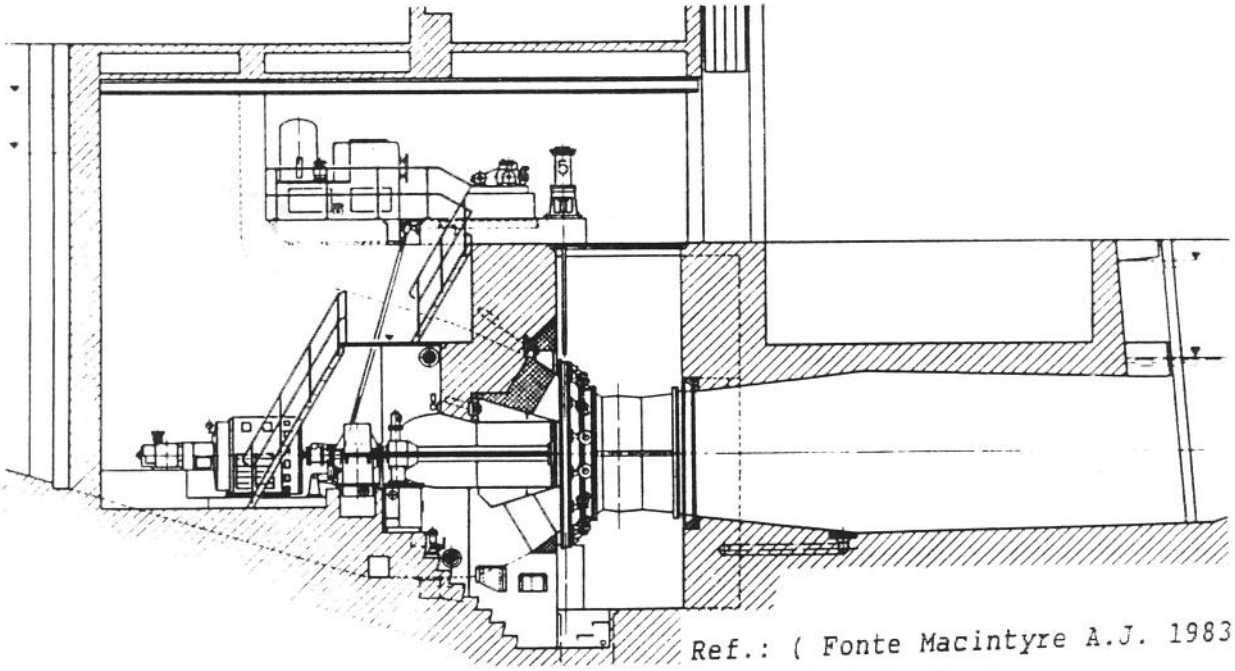

*Ref.: ( Fonte Macintyre A.J. 1983 )*

*Figura A.6 Turbina tipo tubular*




Ref.: ( Fonte Macintyre A.J. 1983 )

Figura A..7 Vista em corte de uma turbina tipo bulbo



Ref.: ( Fonte Macintyre A.J. 1983 )

Figura A.8 Turbina axial com instalação do gerador em poço

Um outro tipo de máquina axial é a turbina tipo STRAFLO ou de ANEL PERIFÉRICO, que se caracteriza pela colocação do anel do indutor do gerador nas extremidades das pás do rotor, que fica girando em conjunto com o eixo da própria turbina. A grande vantagem deste tipo de turbina é não haver a necessidade de se colocar o gerador no interior de um bulbo, eliminando-se, assim, o problema de espaço e de refrigeração. Paralelamente a isso, a colocação do gerador na periferia do rotor da turbina possibilita uma instalação bastante compacta e, portanto, com custos de obras civis bem reduzidas[1]. A figura A.9 mostra um exemplo de usina de baixa queda, com uma turbina do tipo STRAFLO.

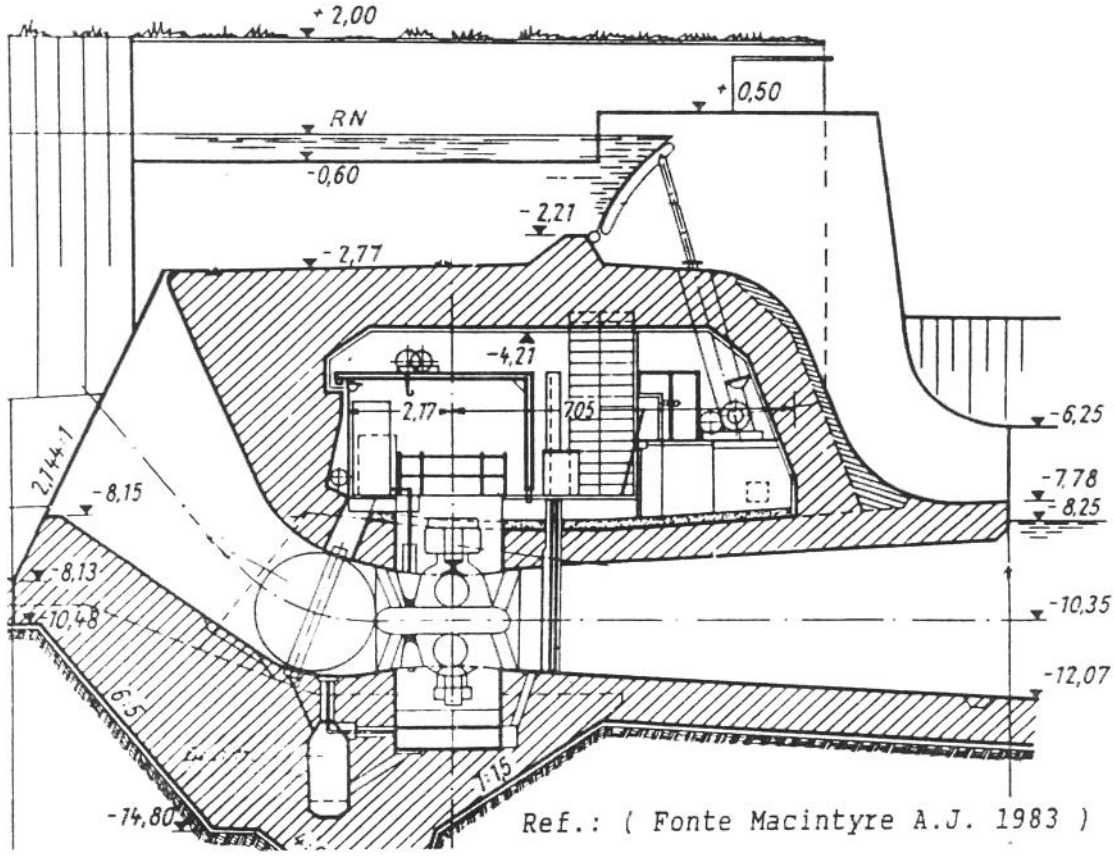



*Figura A.9 Usina de baixa queda com turbina axial do tipo STRAFLO*

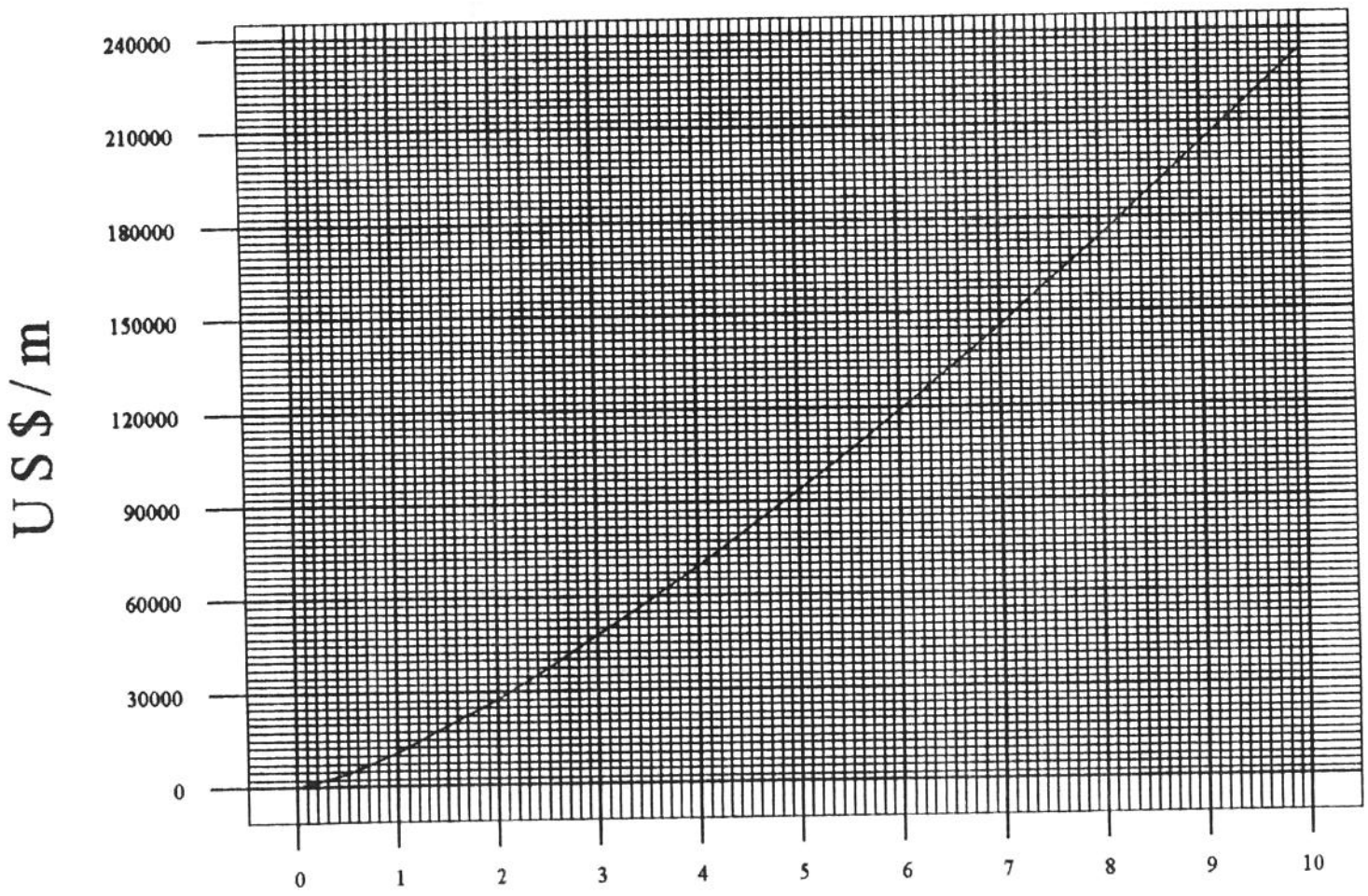
[1] As turbinas **STRAFLO** possuem um custo bastante elevado e, portanto, são recomendadas apenas para os casos onde estes custos se justificam perante ganhos substanciais em termos de redução das obras civis e aumento de eficiência na operação da usina sob alturas de queda bastante variáveis.

# ANEXO B

# CURVAS DE CUSTOS DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

# Custo do Desvio do Rio por metro

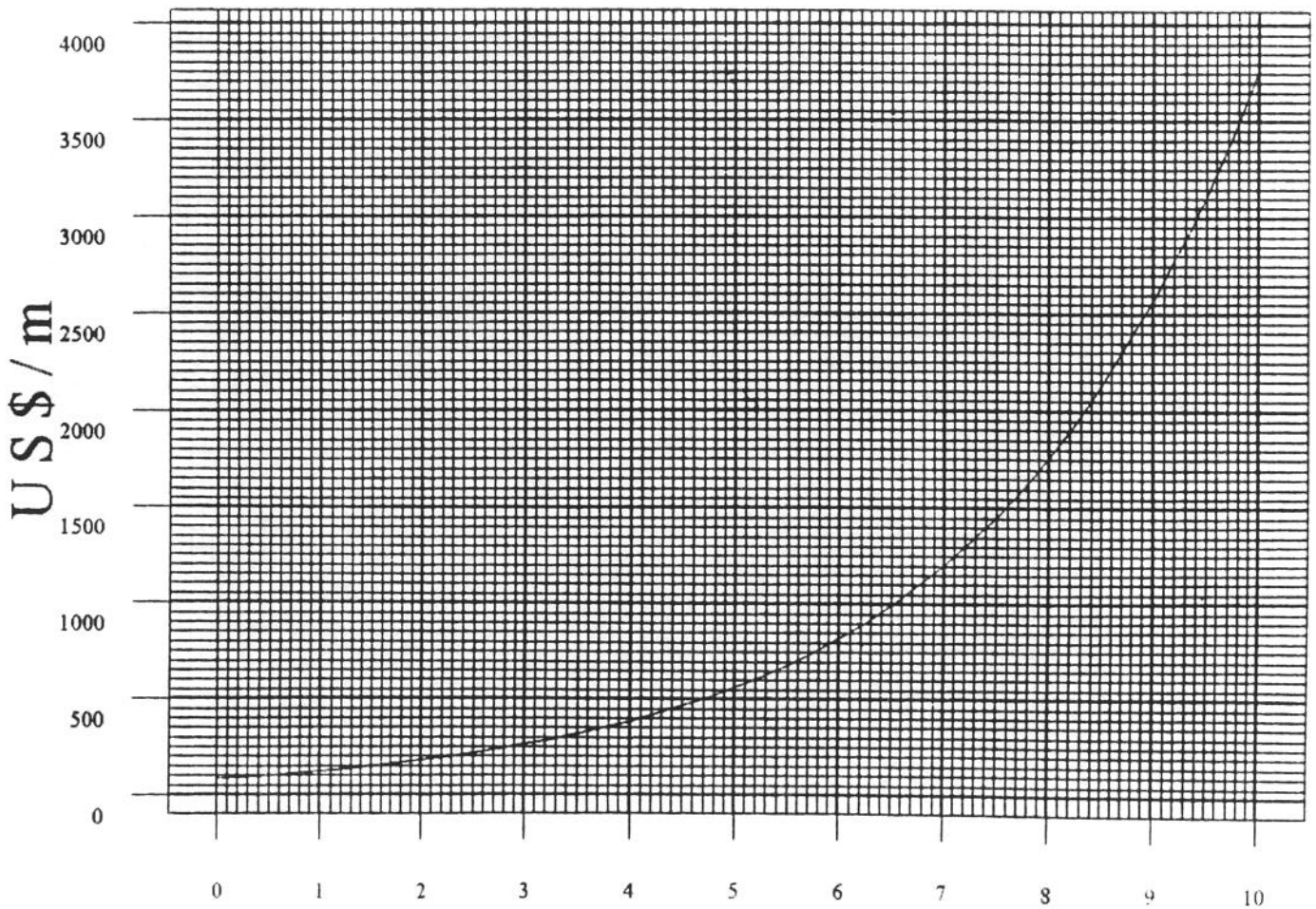
( CDR = 11138.49 hb^1,322; R2 = 0,9377 )




Ref.: ( Fonte Própria )

# Custo de Barragem e Vertedor por metro

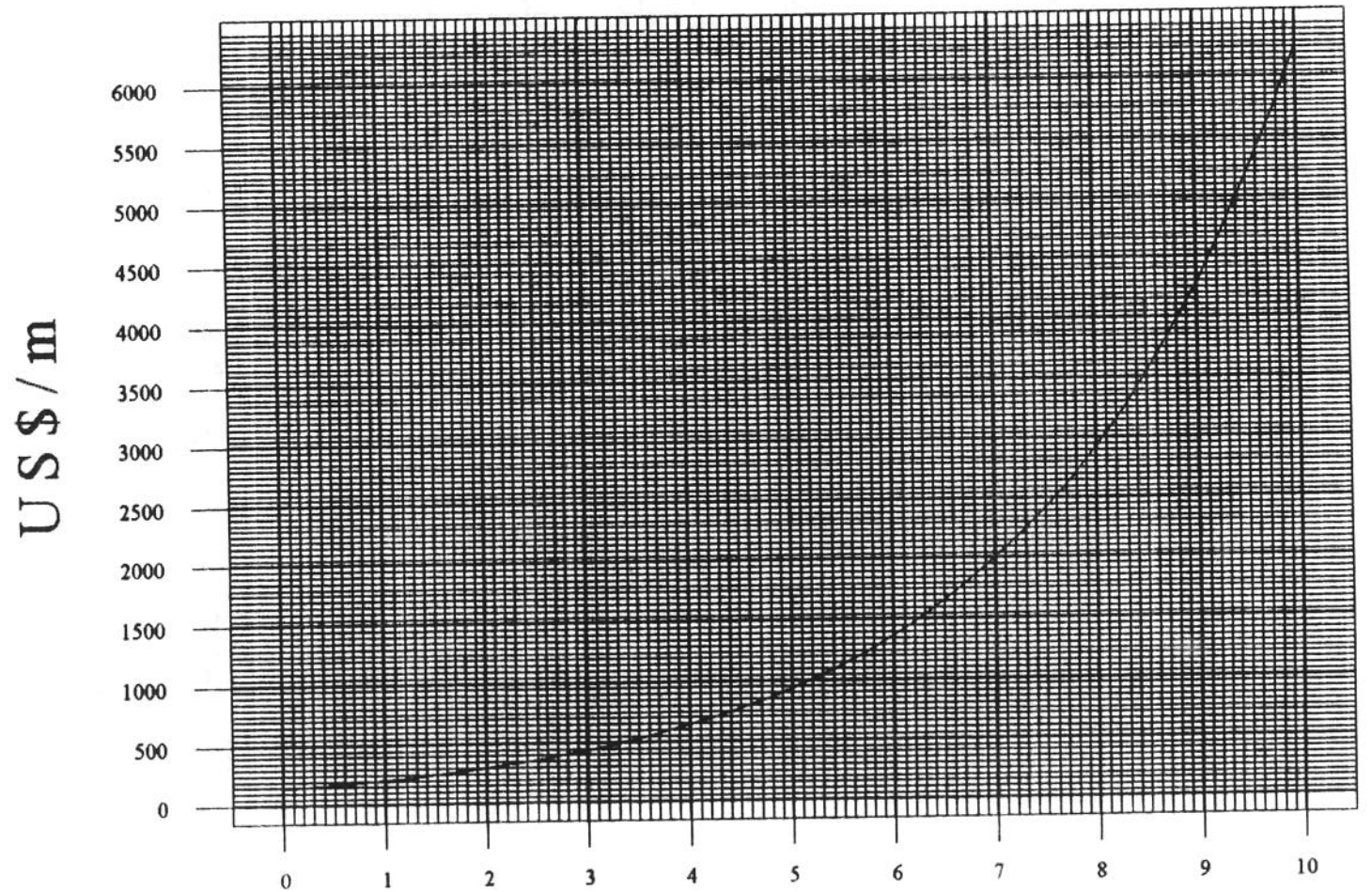
( CUB = 140,65 k exp(0,3798 hb); k=0,60; R2 = 0,8732)




Ref.: ( Fonte Própria )

# Custo de Barragem e Vertedor por metro

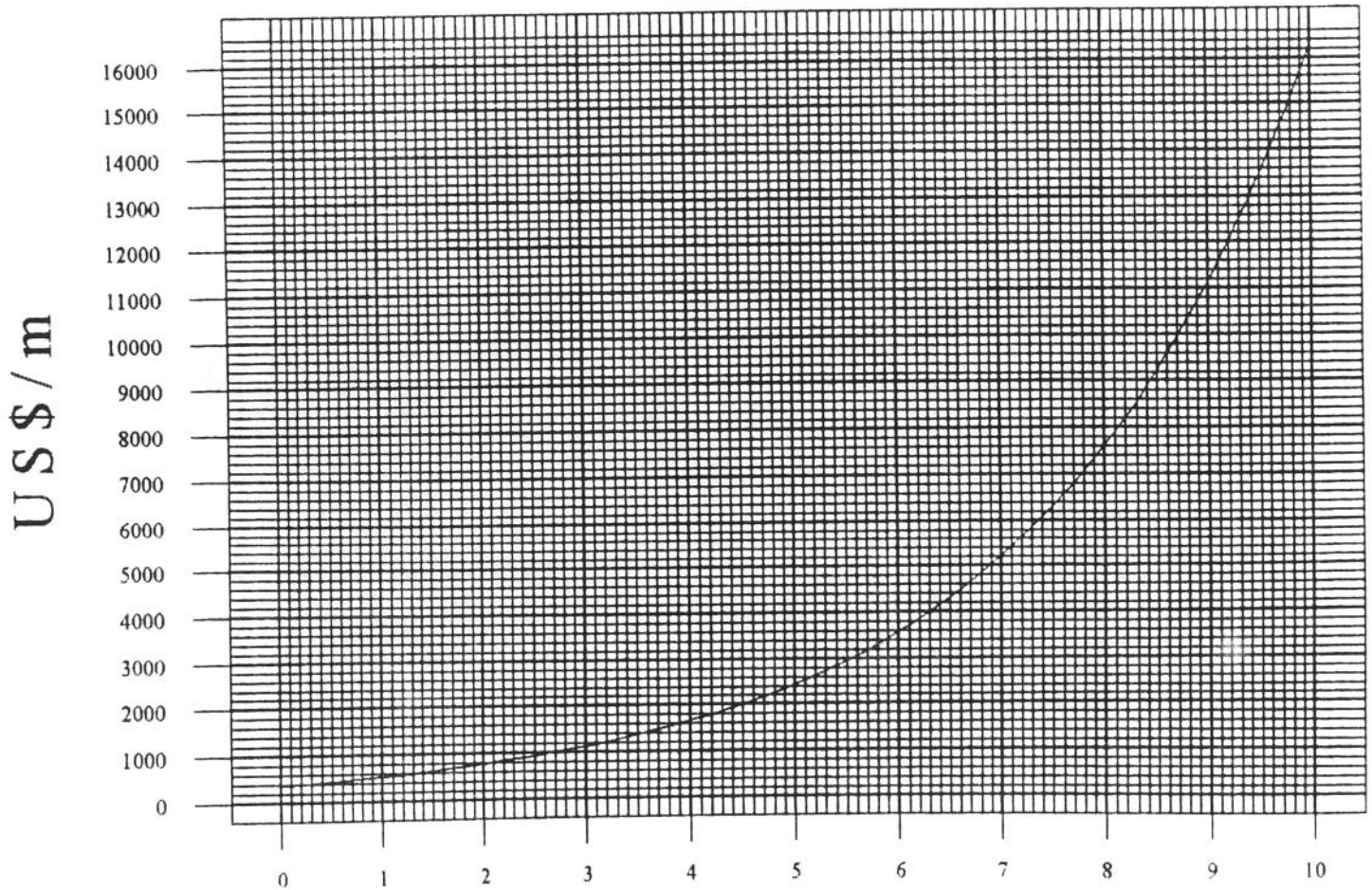
( CUB = 140,65 k exp(0,3798 hb); k=1,00; R2 = 0,8732)




Ref.: ( Fonte Própria )

# Custo de Barragem e Vertedor por metro

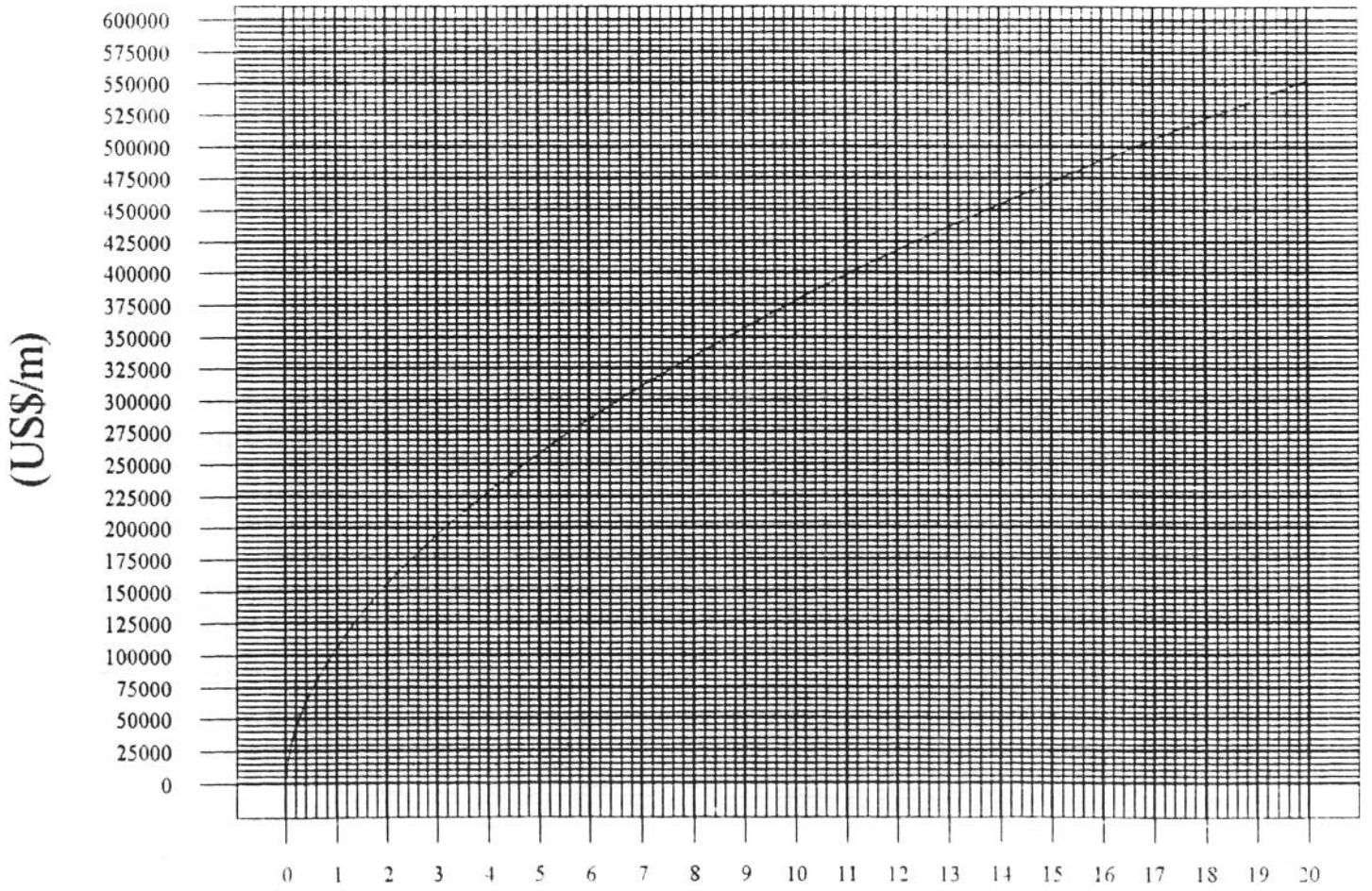
( CUB = 140,65 k exp(0,3798 hb); k=2,60; R2 = 0,8732)




Ref.: ( Fonte Própria )

# Custo do Canal de Adução por metro

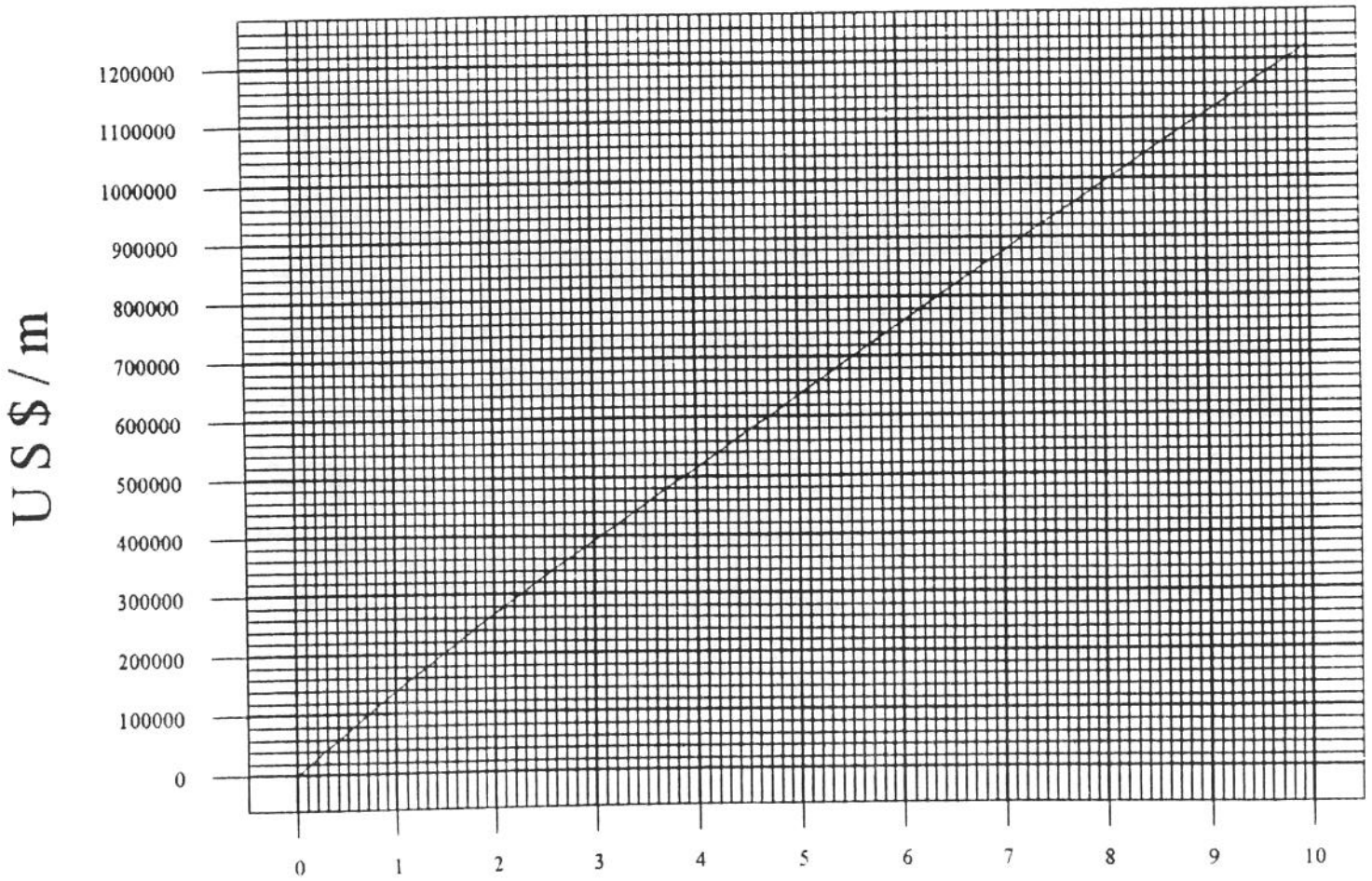
( CCA = 106.836 * kt * Q^0,4275; kt=1,00; R2=0,9456 )




Ref.: ( Fonte Própria )

# Custo do Canal de Adução por metro

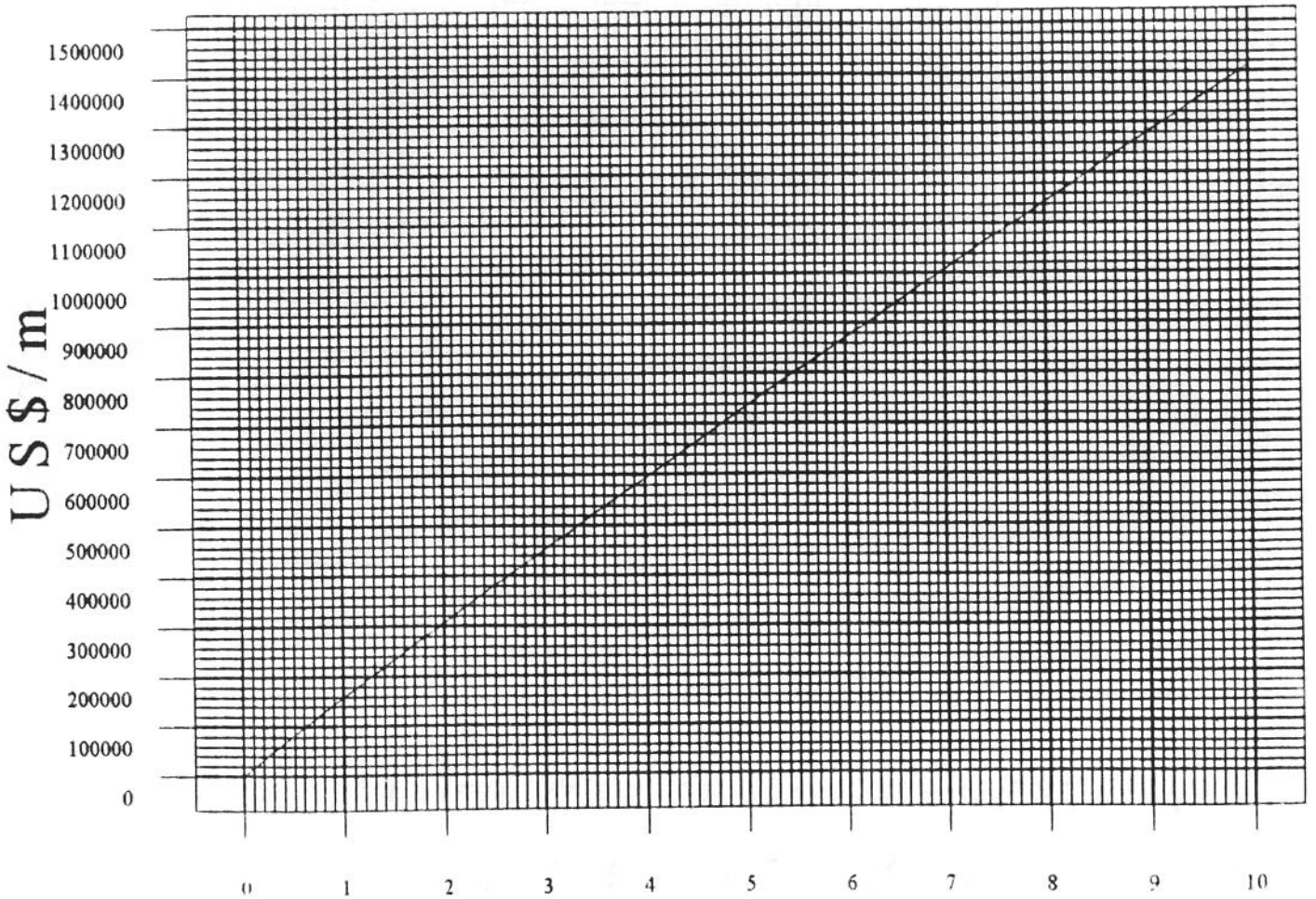
( CUB = 106836 kt Q^0,5491; kt = 1,3; R2=0,9456)




Ref.: ( Fonte Própria )

# Custo do Canal de Adução por metro

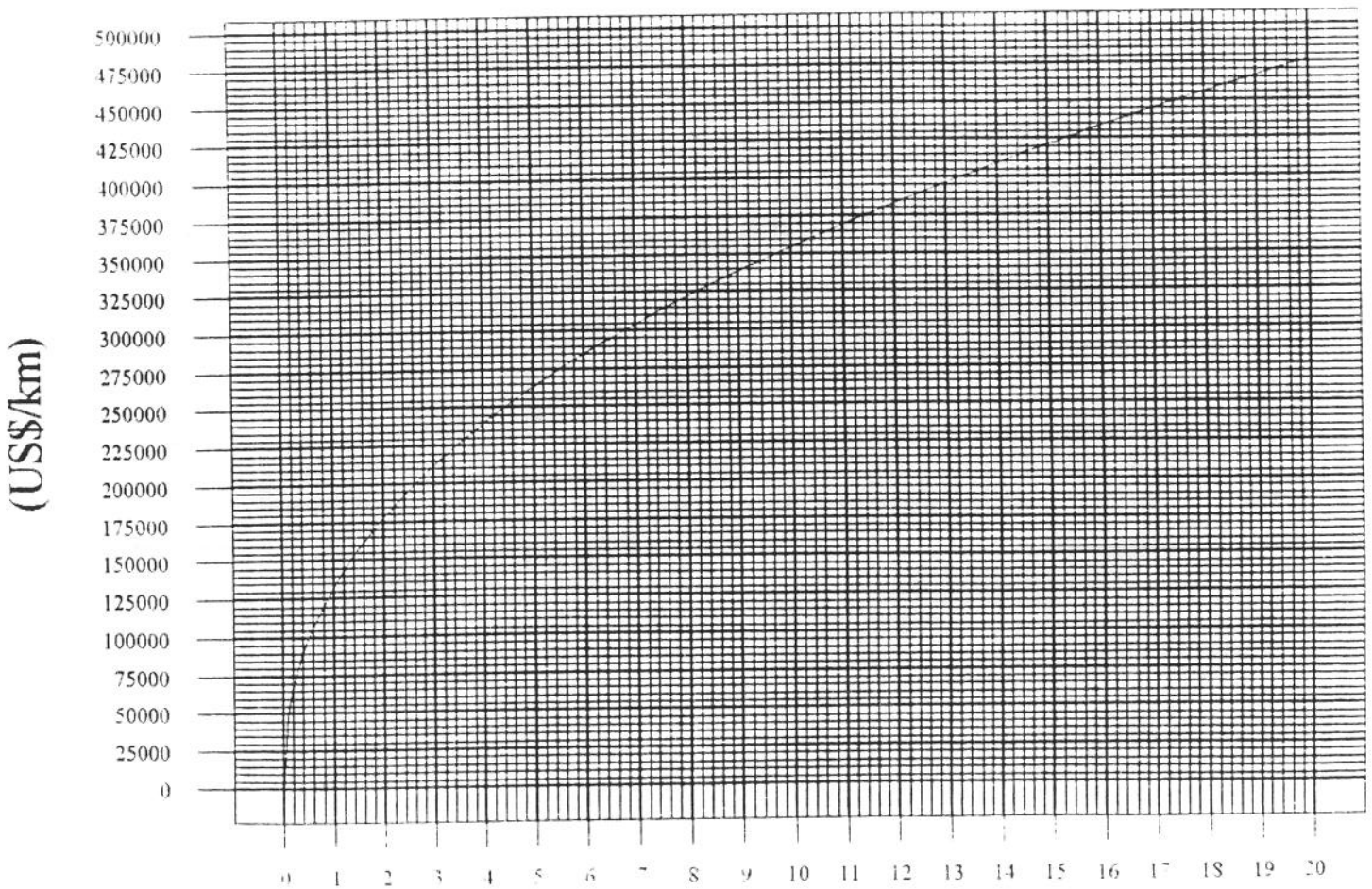
( CUB = 106836 kt Q^0,5491; kt = 1,5; R2=0,9456)




Ref.: ( Fonte Própria )

# Custo dos Blocos da Tubulação de Baixa Pressão por kilômetro

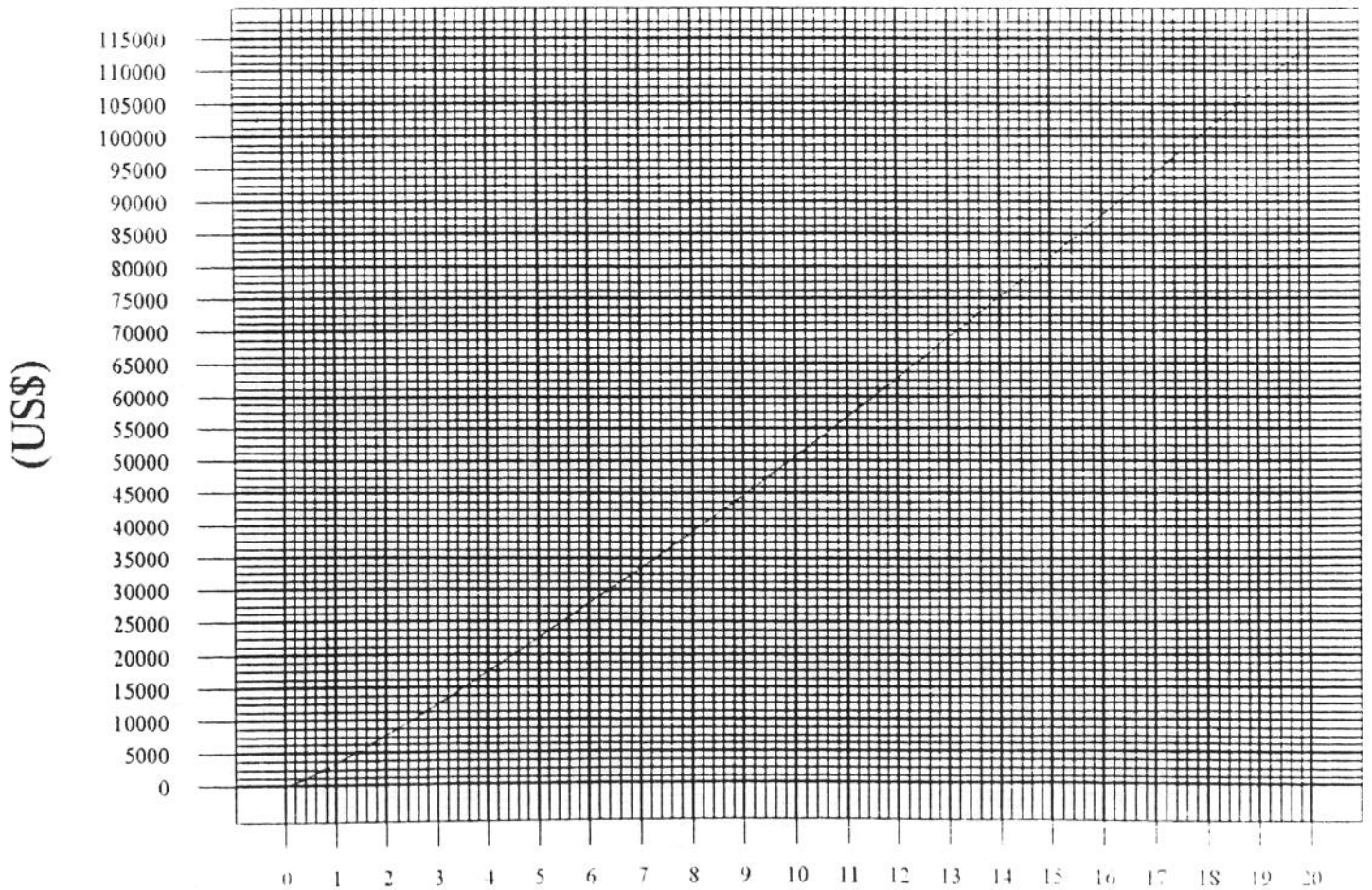
( CBTB = 132462.1 Q^0,4275; R2=0,9330 )




Ref.: ( Fonte Própria )

# Custo do Câmara de Carga

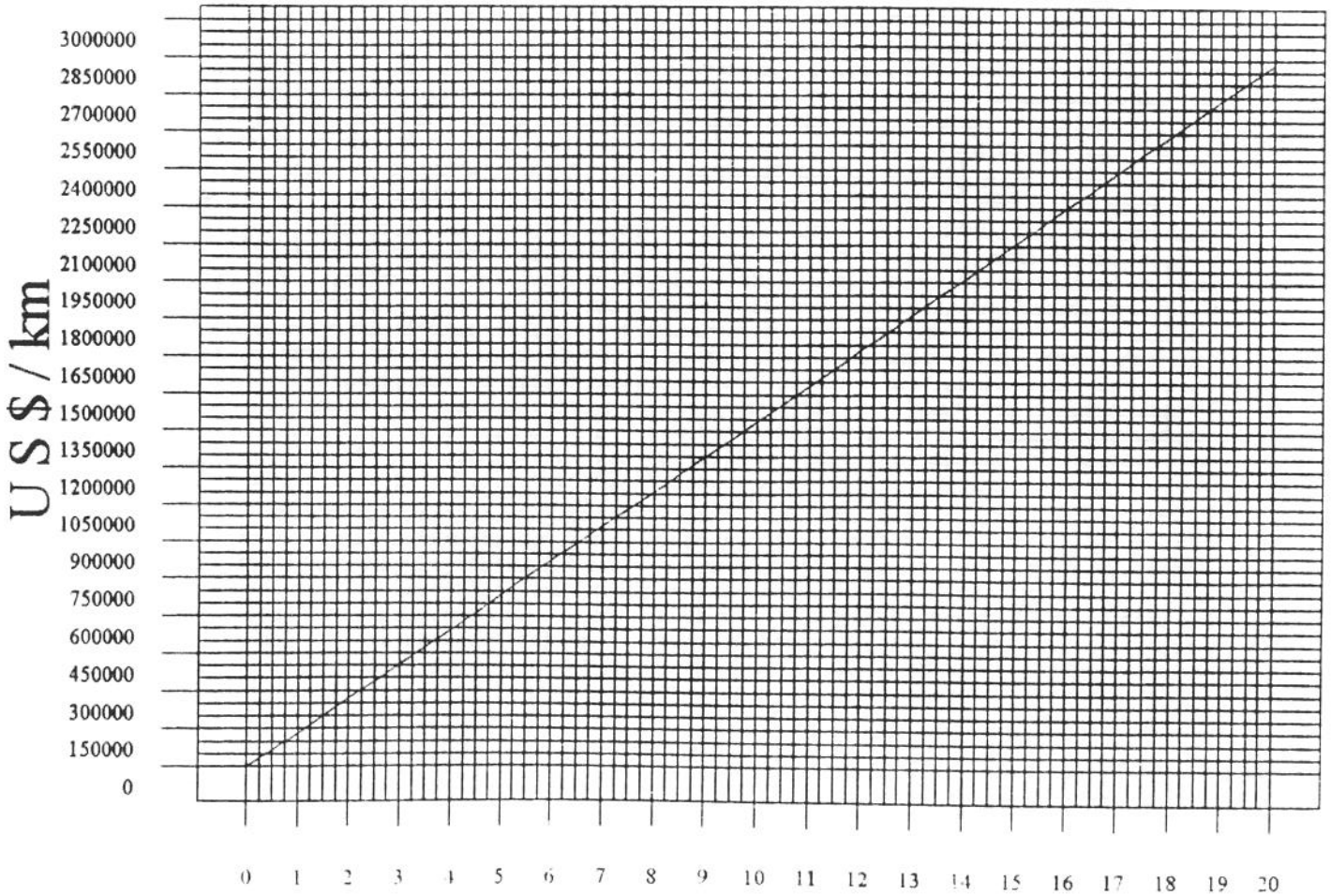
( CCA = 3.450.902 Q^1,1679; R2=0,9338 )




Ref.: ( Fonte Própria )

# Custo de Tubulação Forçada por kilômetro

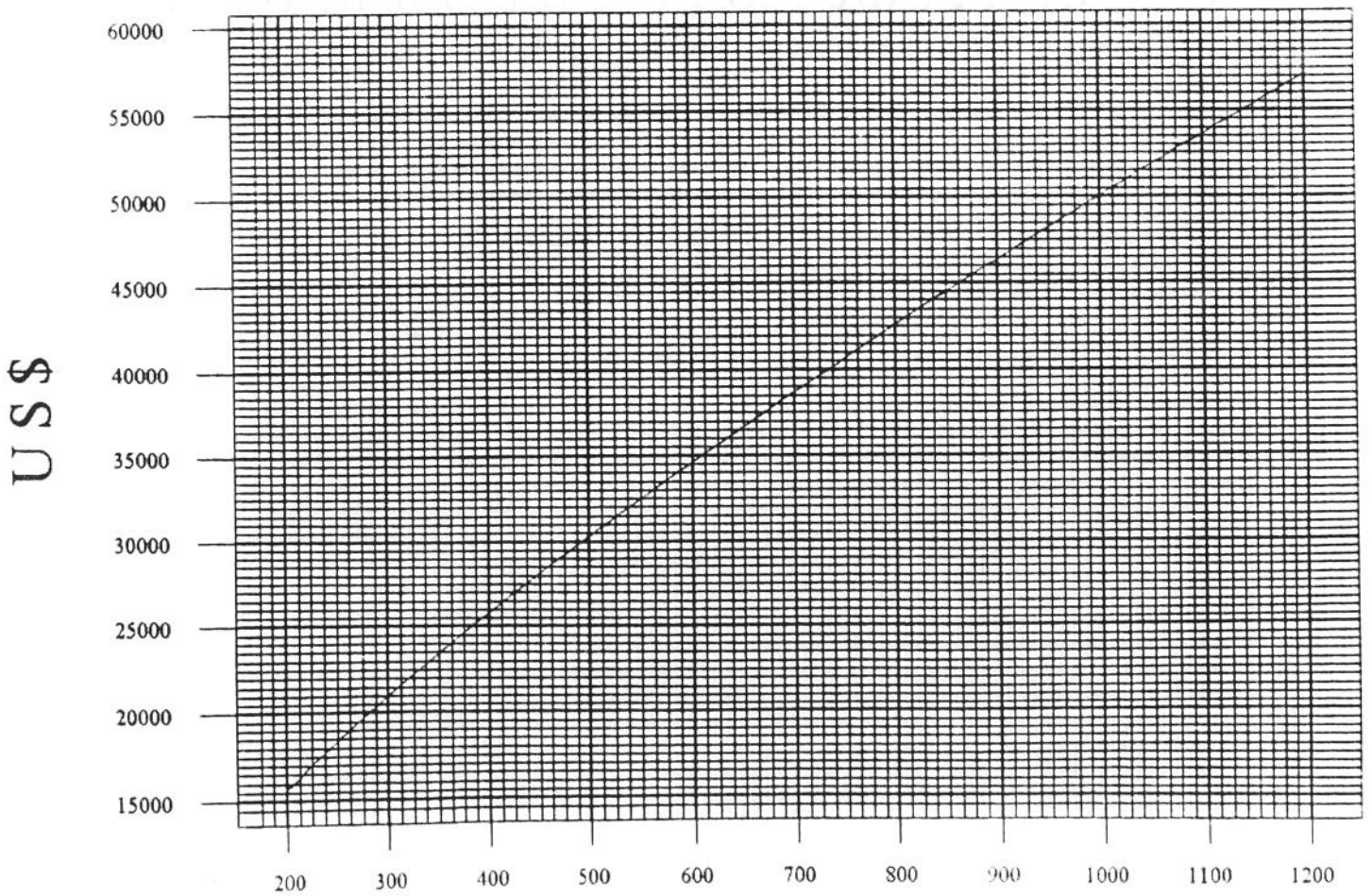
( CTF = 131715,41 Q^1,024; R2 = 0,9774 )




Ref.: ( Fonte Própria )

# Custo do Casa de Máquinas

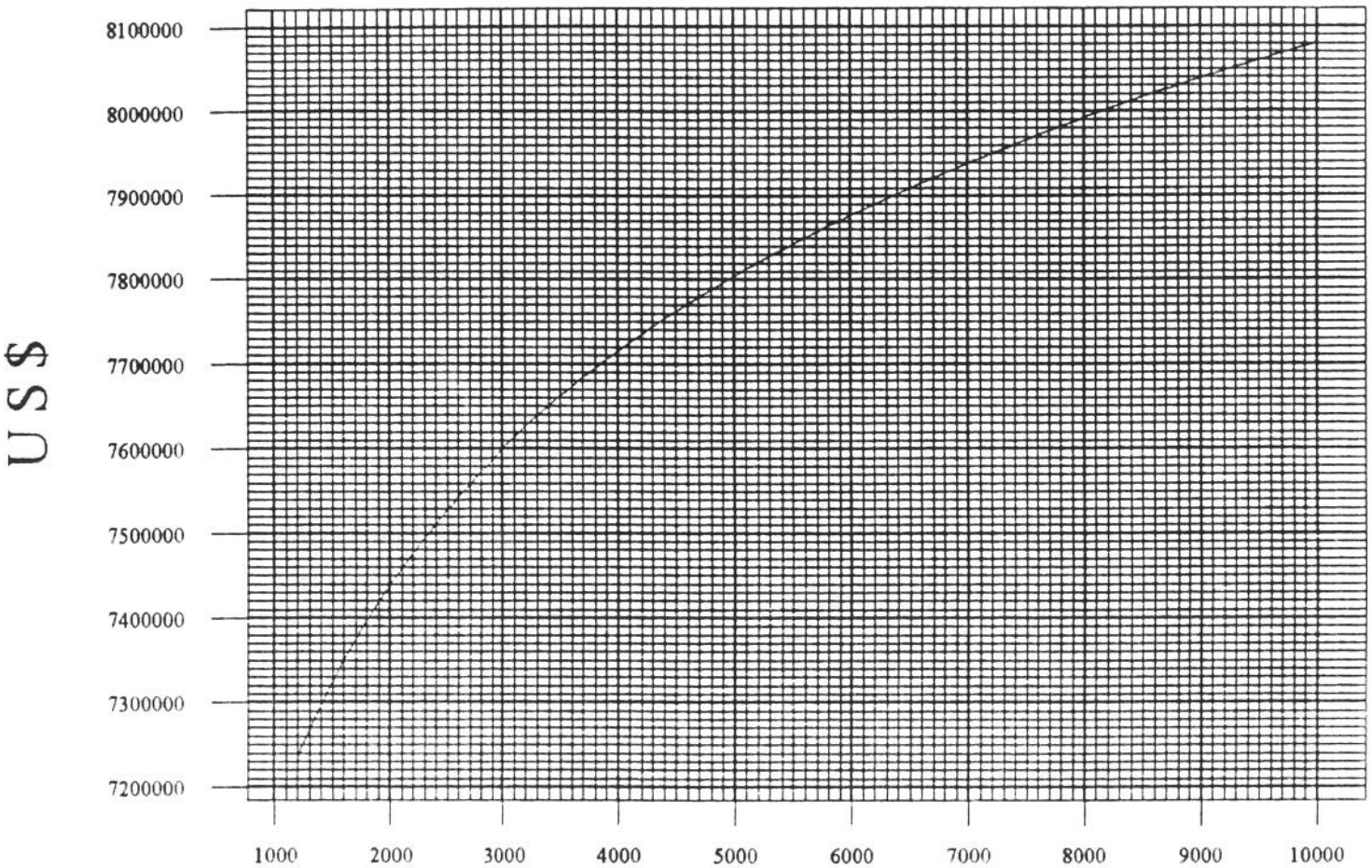
( CCM = 341,69 P^0,7220; R2 = 0,8498 )




Ref.: ( Fonte Própria )

# Custo do Casa de Máquinas

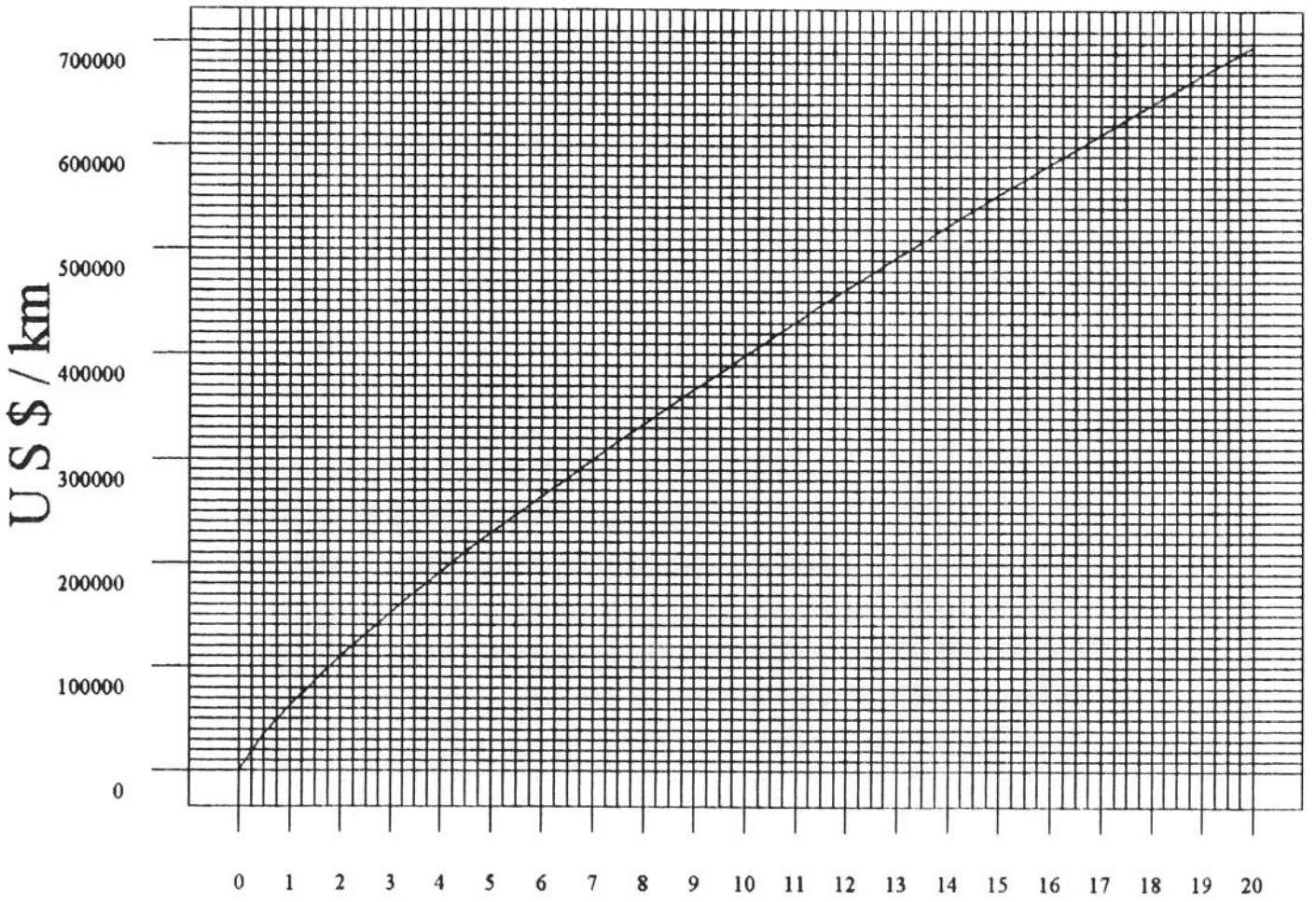
( CCM = 398476,5 log(64113,9*P); R2 = 0,9370 )




Ref.: ( Fonte Própria )

# Custo do Canal de Fuga por kilômetro

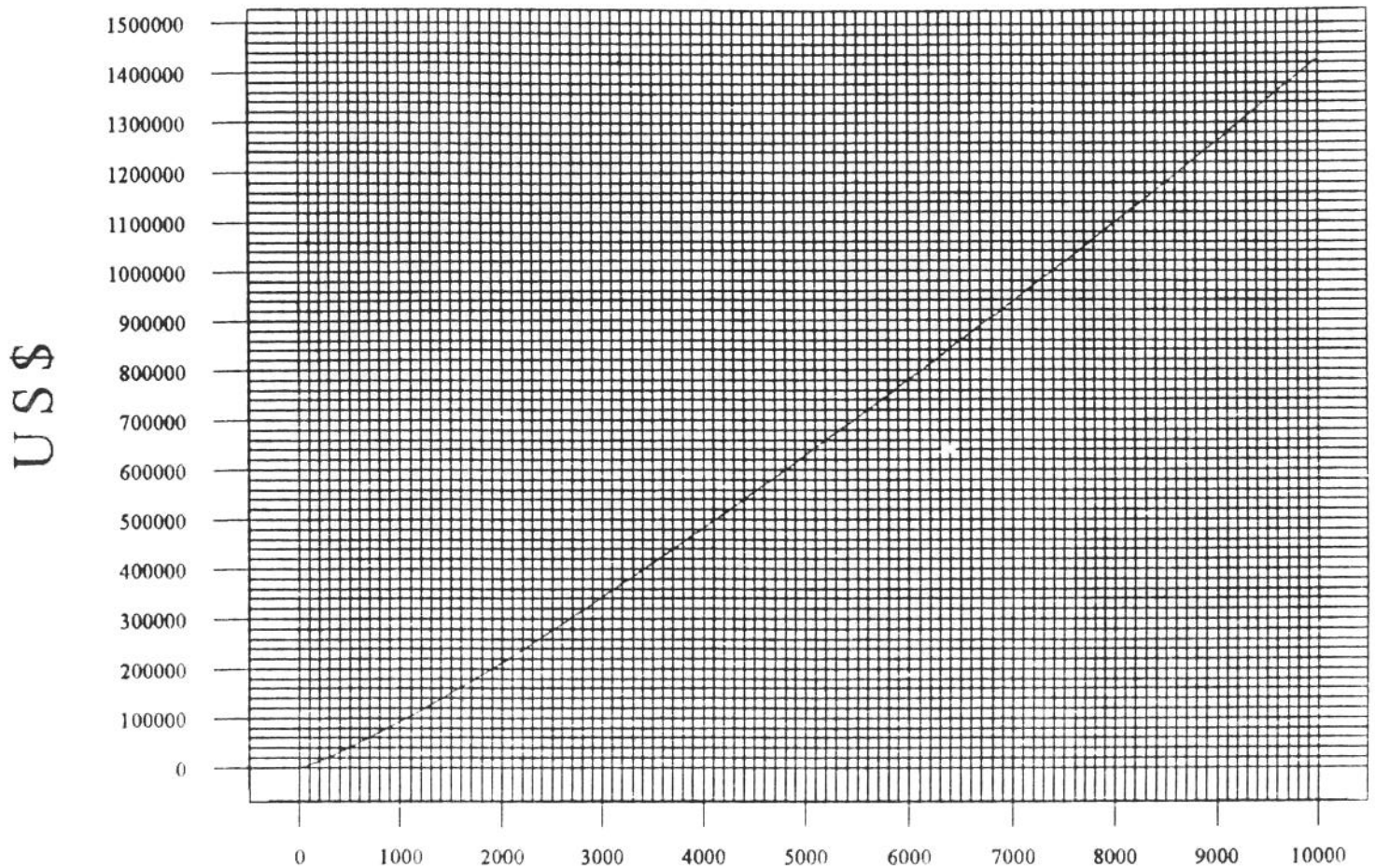
( CCF = 62759,4 Q^0,8037; R2 = 0,8579 )




Ref.: ( Fonte Própria )

# Custo de Turbinas

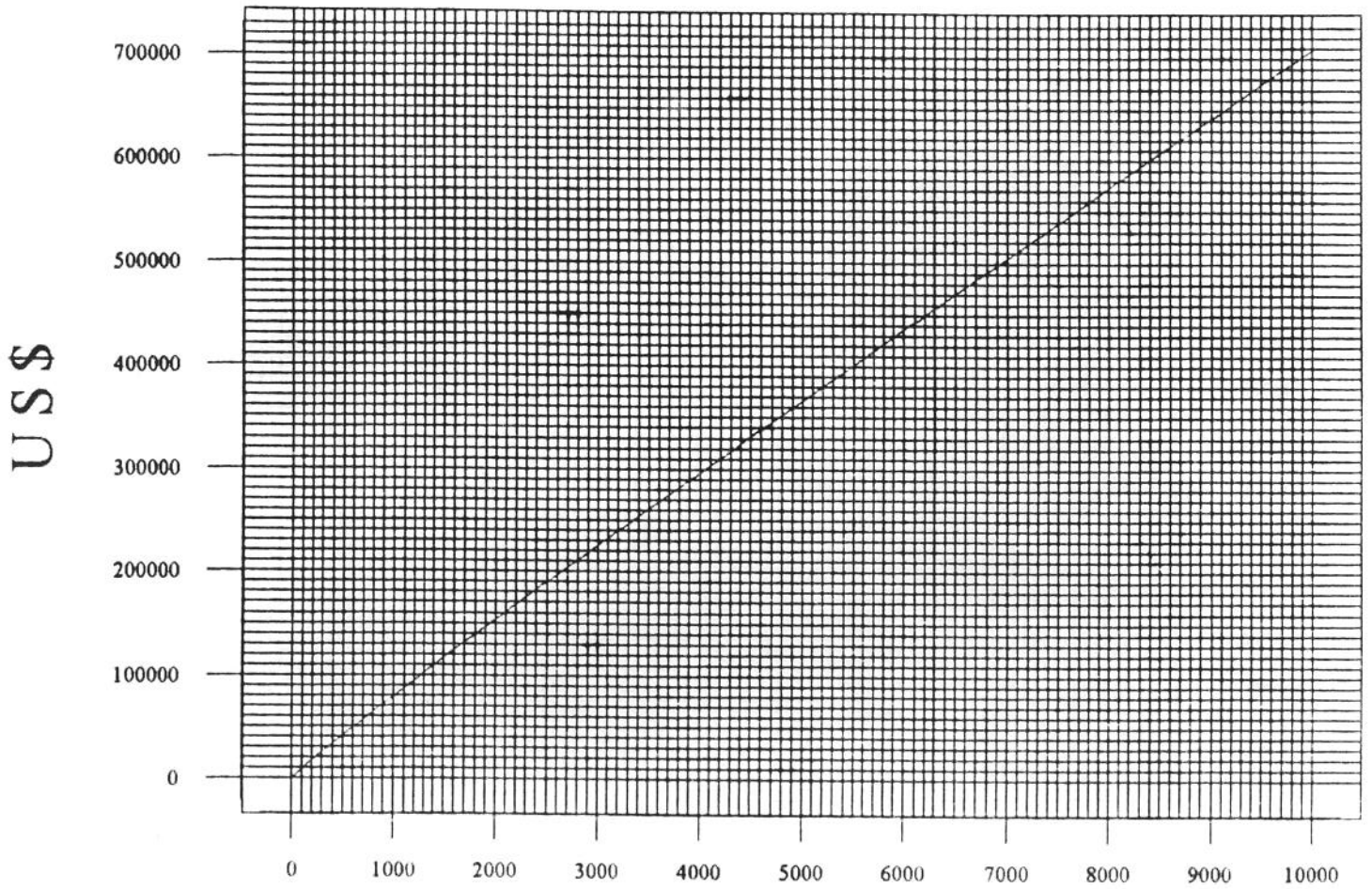
( CTUR = 26,09 P^1,1847 ; R2 = 0,8556 )




Ref.: ( Fonte Própria )

# Custo do Regulador de Velocidade

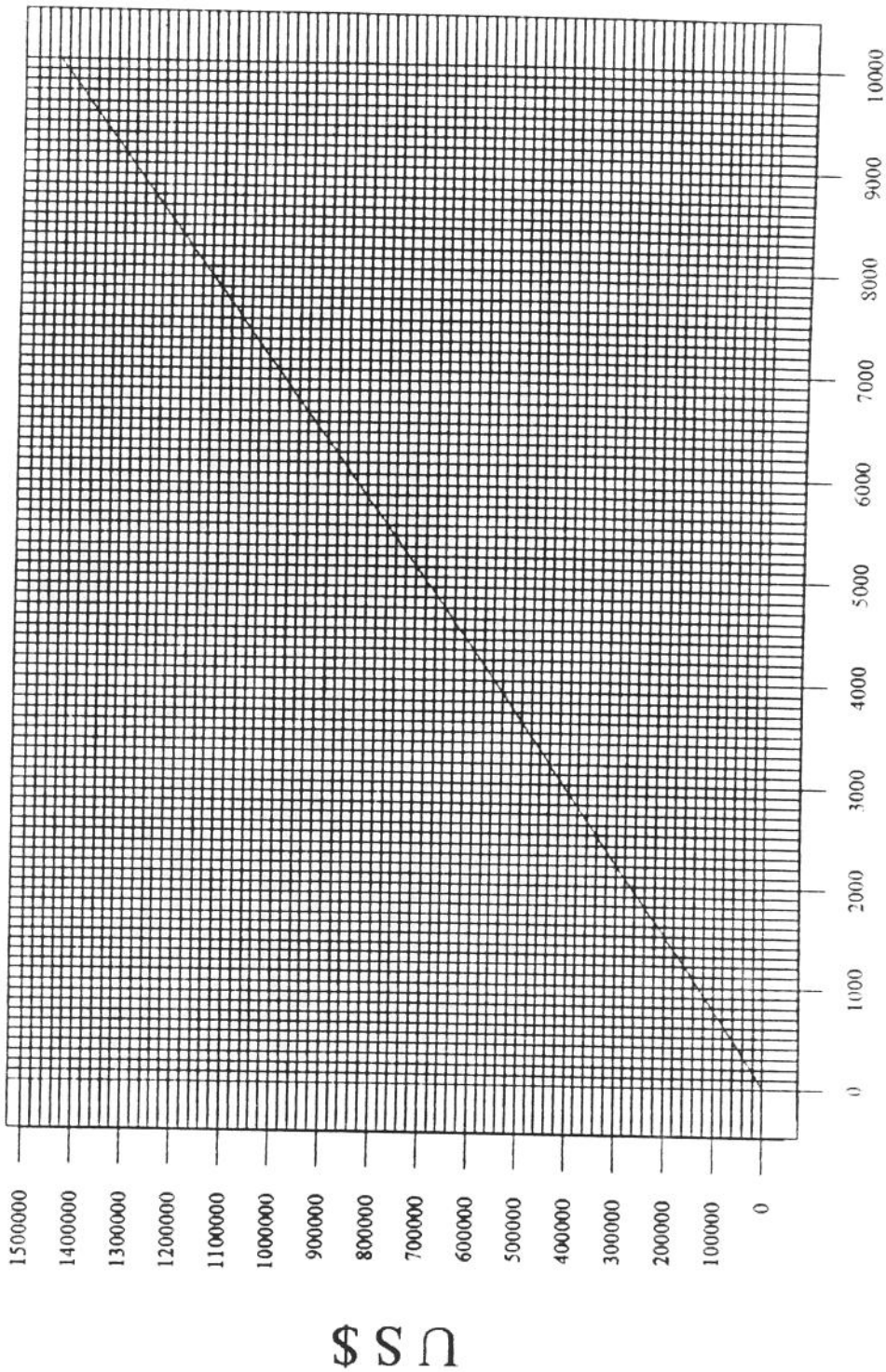
( CRV = 110,9 P^0,9058 ; R2 = 0,9514 )




Ref.: ( Fonte Própria )

# Custo de Geradores Síncronos

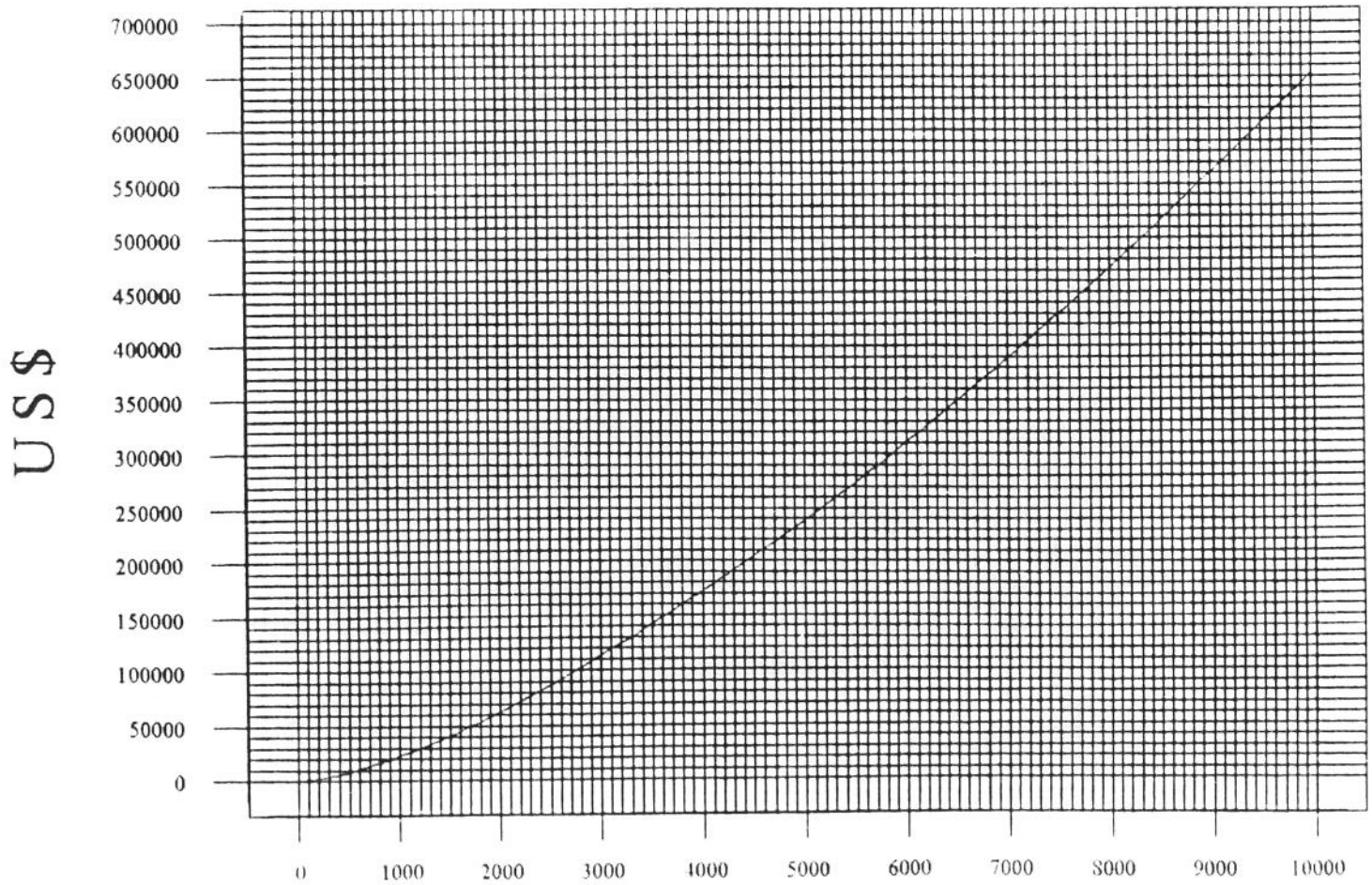
( CGER = 92,83 P^1,0489 ; R2 = 0,8678 )




Ref.: ( Fonte Própria )

# Custo de Quadros de Comando

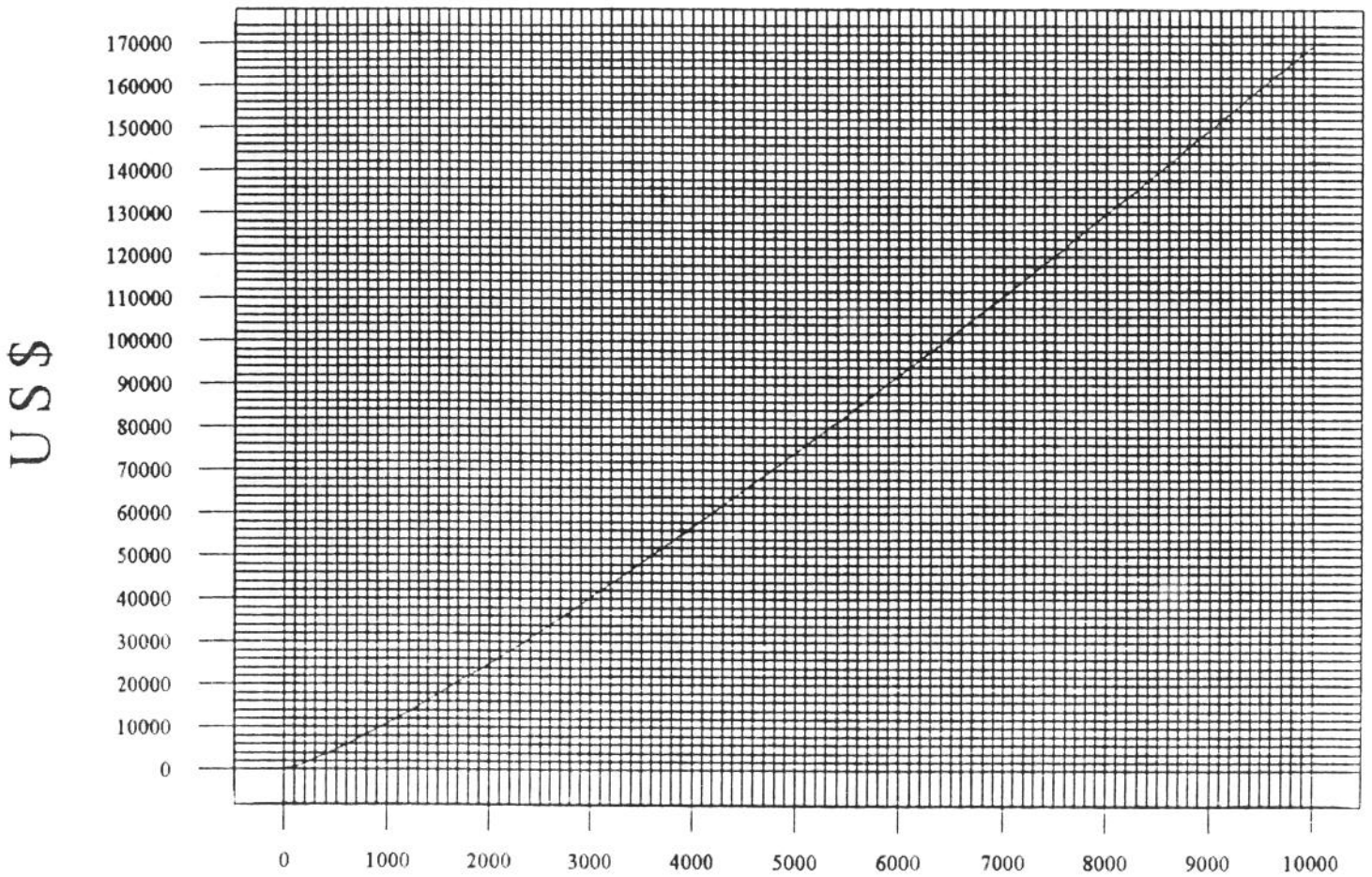
( CQC = 0,9964 P^1,4541 ; R2 = 0,7954 )




Ref.: ( Fonte Própria )

# Custo de Dispositivos de Proteção

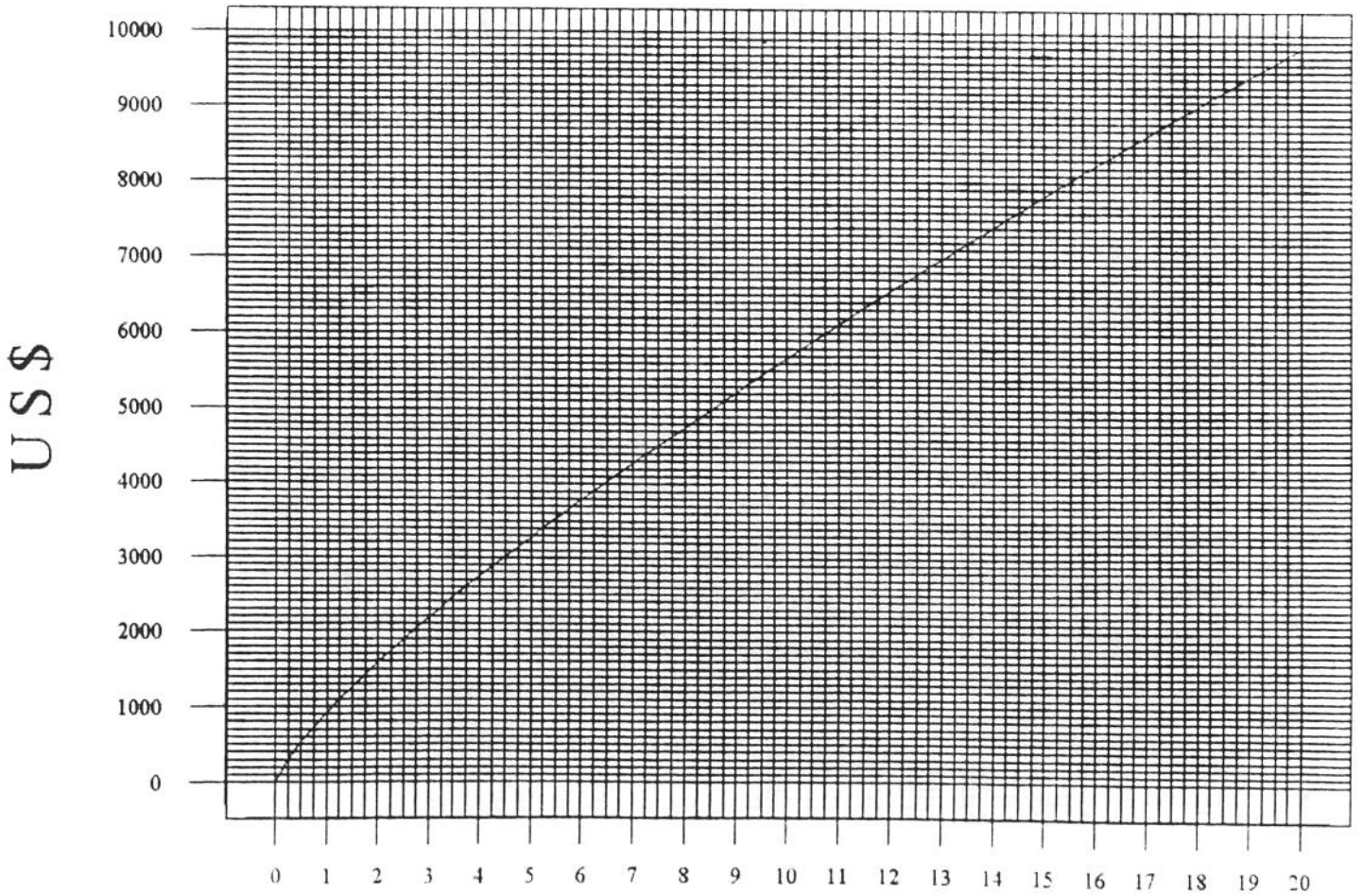
( CDP = 2,8787 P^1,1926 ; R2 = 0,9107 )




Ref.: ( Fonte Própria )

# Custo de Comportas e Grades

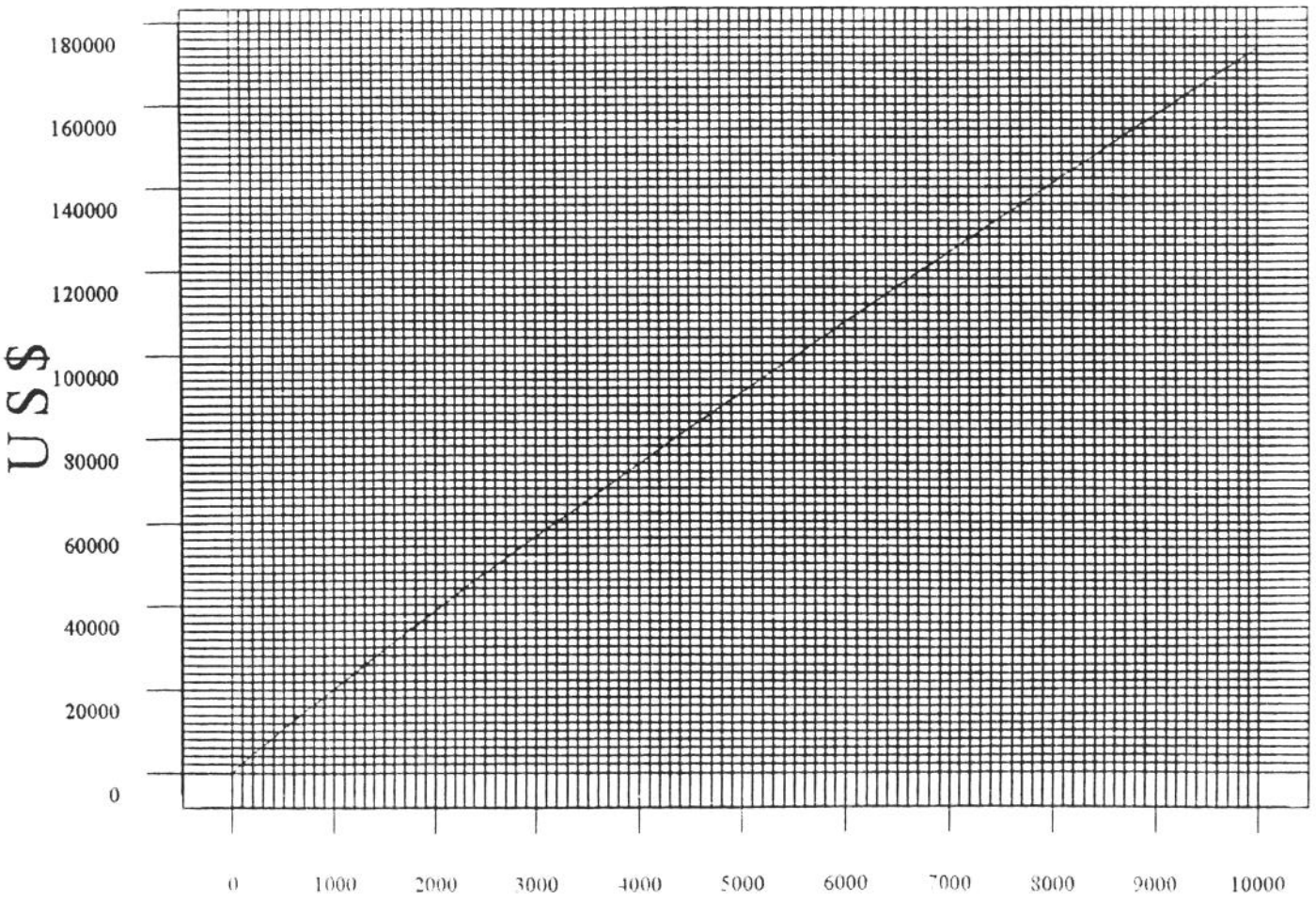
( CCPG = 915,37 Q^0,7923 ; R2 = 0,9714 )




Ref.: ( Fonte Própria )

# Custo de Válvulas Borboleta

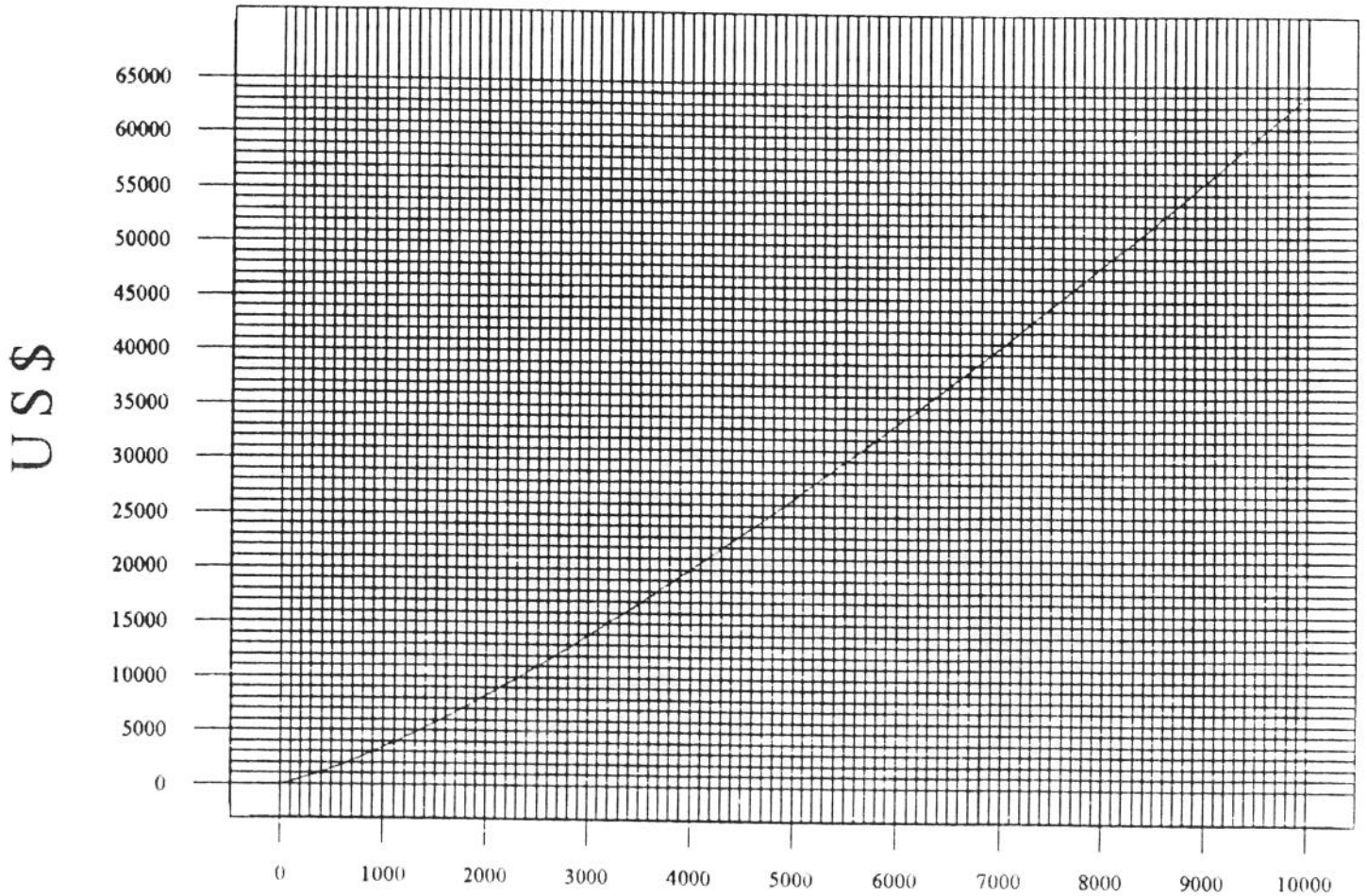
( CV = 32,22 P^0,9327 ; R2 = 0,9191 )




Ref.: ( Fonte Própria )

# Custo de Pontes Rolantes e Talhas

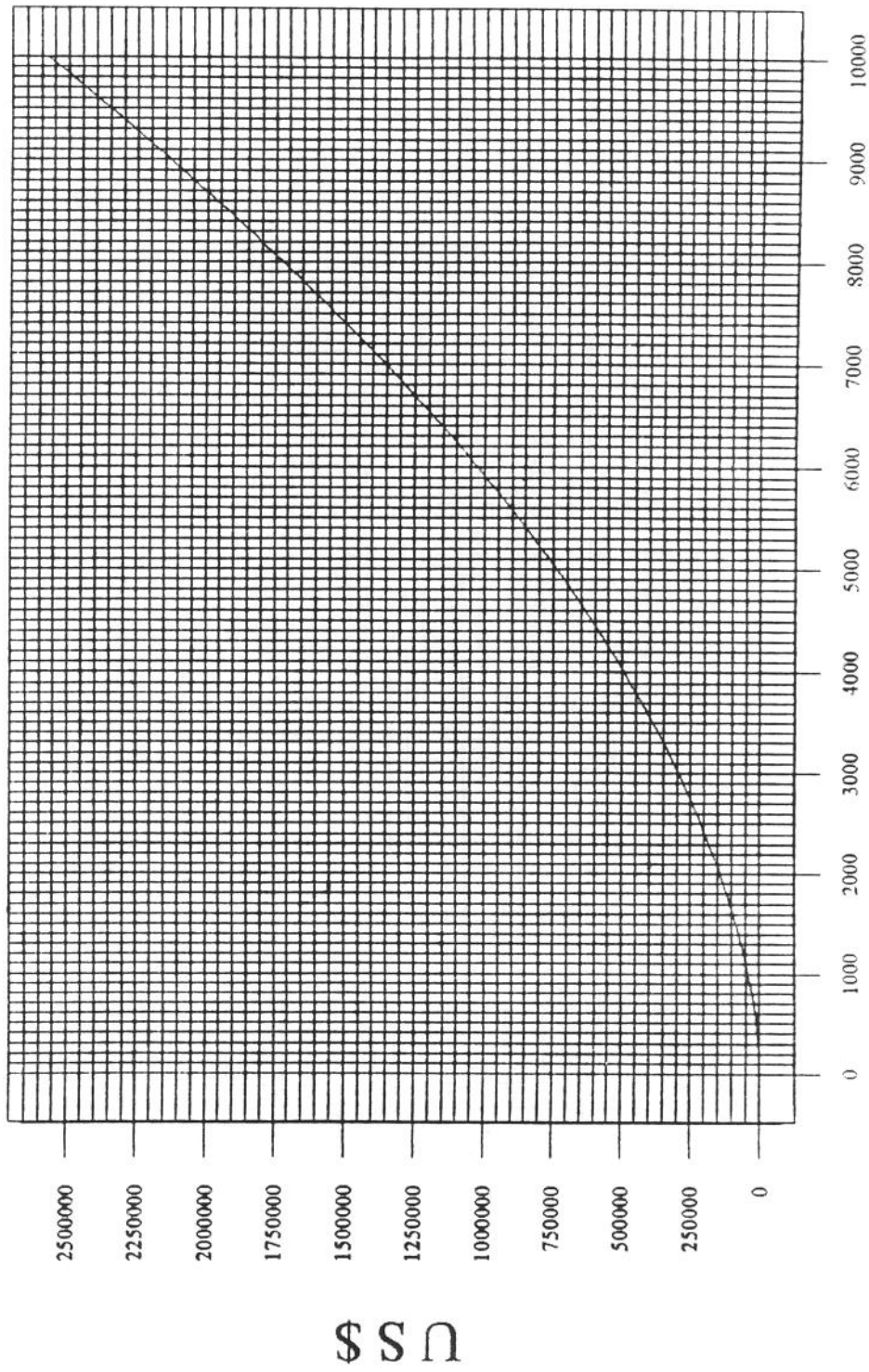
( CPRT = 0,5228 P^1,2772 ; R2 = 0,8749 )




Ref.: ( Fonte Própria )

# Custo de Subestação

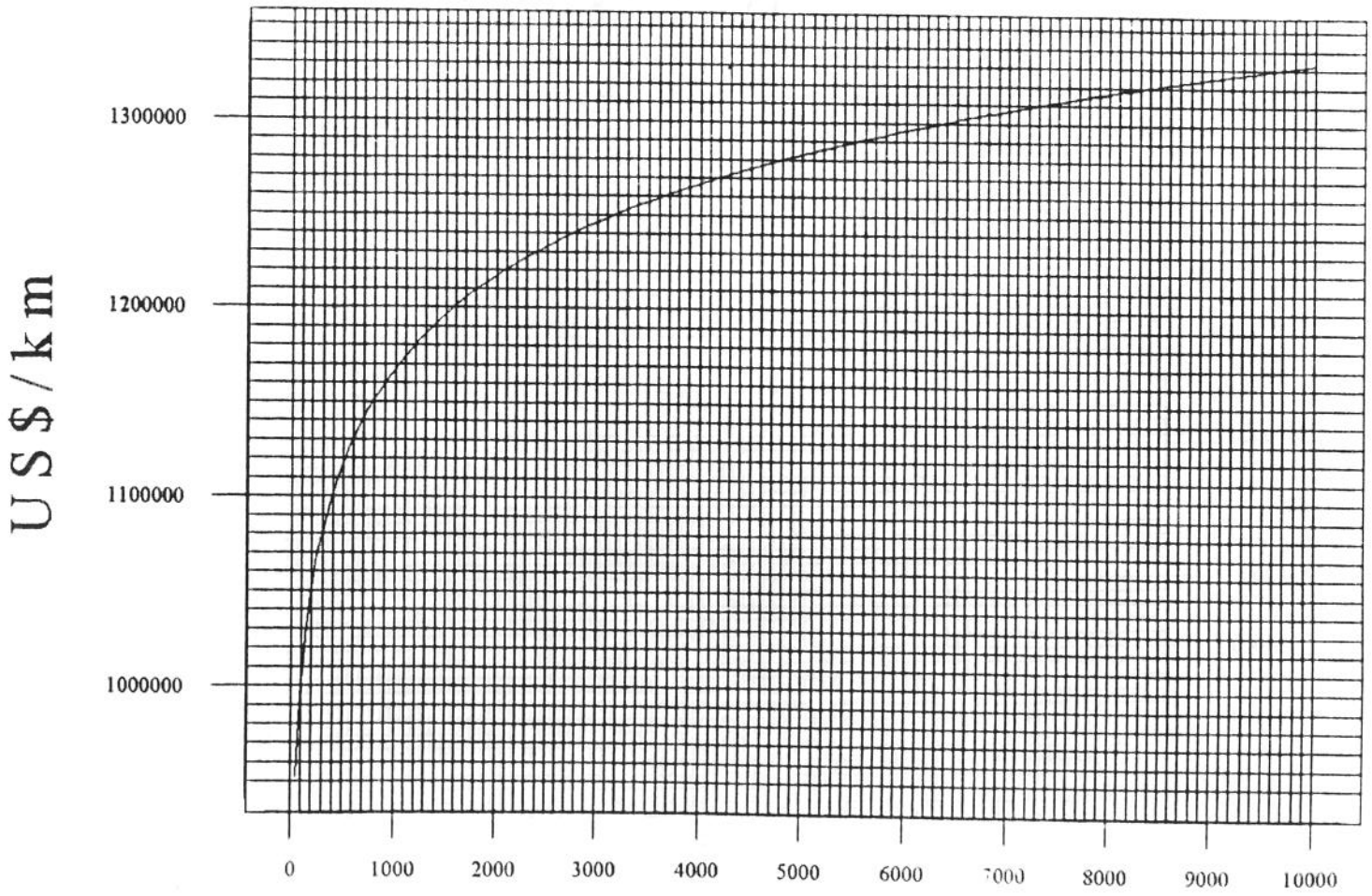
( CSB = 0,1574 P^1,8036 ; R2 = 0,8157 )




*Ref.: ( Fonte Própria )*

# Custo de Linha de Transmissão

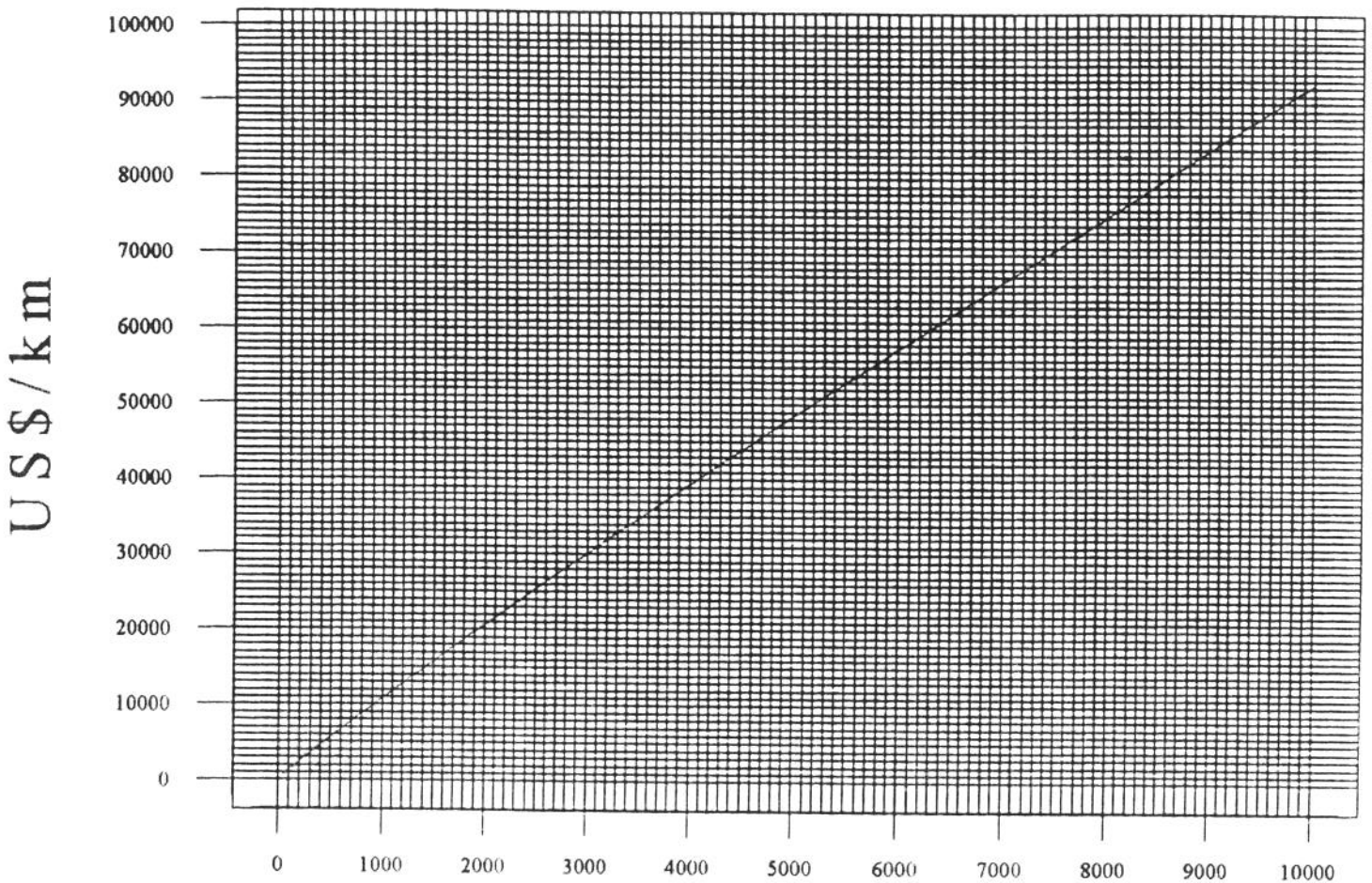
( CLT = 71727,57 log(11704,16 P) ; R2 = 0,8703 )




Ref.: ( Fonte Própria )

# Custo do Sistema de Comunicação

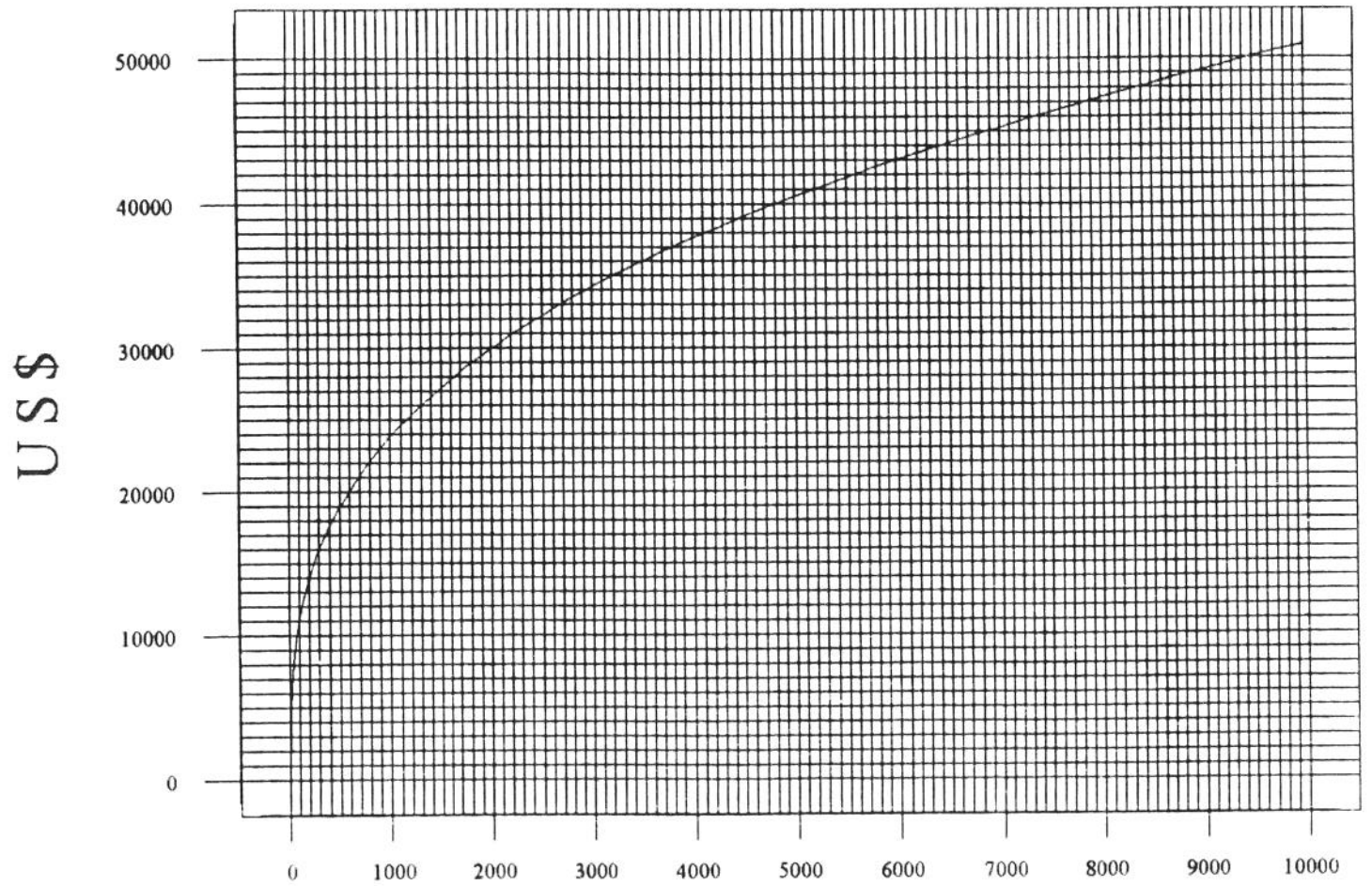
( CSC = 17,192 P^0,9327 ; R2 = 0,9407 )




Ref.: ( Fonte Própria )

# Custo de Canteiros e Acampamento

( CCAA = 2454,89 P^0,3292 ; R2 = 0.8129 )




Ref.: ( Fonte Própria )