

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

ANTEPROJETO DE PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA PARA O RIO TOROPI

por

Anderson Dal Molin

Dissertação para obtenção do Título de
Mestre em Engenharia

Porto Alegre, setembro de 2007.

ANTEPROJETO DE PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA PARA O RIO TOROPI

por

Anderson Dal Molin
Engenheiro Mecânico

Dissertação submetida ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, PROMEC, da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de

Mestre em Engenharia

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Joyson Luiz Pacheco

Aprovada por:

Prof. Dr. Ademar Michels

Prof. Dr. Pedro Barbosa Mello

Prof. Dr. Vilson João Batista

Prof. Dr. Flávio José Lorini
Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, 24 de setembro de 2007.

**“Toda história tem um final
porém na vida,
cada final simboliza um novo início
esta história chegou ao fim,
mas.....”**

(Anderson Dal Molin)

DEDICATÓRIA

Algumas pessoas marcam a nossa vida para sempre, umas porque vão nos ajudando na sua construção, outras porque nos apresentam projetos de sonho e outras ainda porque nos desafiam a construí-los.

Infelizmente, algumas vezes, quando nos damos conta já é tarde para agradecer.

Dedico este trabalho à memória de meu pai André Dal Molin, exemplo de que escola não é sinônimo de educação. Por ter me mostrado isso e muito mais.

A ti pai, o meu muito obrigado.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus pela oportunidade de estar neste mundo com saúde.

Em especial a minha esposa Ana Paula, amor da minha vida, pela amizade, companheirismo, dedicação, sinceridade, apoio e “puxões de orelha”. Aquela que com certeza faz meu coração pulsar mais forte, sem a qual minha vida perderia o sentido. Desculpe-me pelos momentos ausente.

Aos meus filhos Gabriel e Vitória, os quais brotaram e iluminaram o meu jardim durante esta jornada.

A minha mãe Verônica, pessoa que é exemplo de coragem, amor, determinação, retidão e perseverança.

Aos meus irmãos Andréia, Carlos e Crislei, pessoas que representam para mim a união nos momentos importantes.

A minha tia Bernadete, por ter aberto à mim as portas de seu lar acolhendo-me com carinho.

Ao Prof. Dr. Ademar Michels, mais que um professor, um amigo com quem tive o privilégio de interagir e estudar o que me proporcionou experiência e amadurecimento e, sem dúvida, um professor no sentido real da palavra.

Ao meu orientador Prof. Dr. Joyson Luiz Pacheco, pelo apoio e confiança na finalização deste trabalho.

Ao secretário do PROMEC Paulo Kutter, por além do apoio irrestrito em todos os momentos, a amizade e dedicação com que realiza suas funções, qualidades hoje praticamente esquecidas pelo funcionalismo público.

Aos professores do PROMEC, pela contribuição, dentro de suas áreas, dividindo seus conhecimentos e principalmente pela dedicação e empenho que demonstraram no decorrer de suas atividades.

Ao CNPq, pelo apoio financeiro imprescindível para a realização deste sonho.

Ainda tenho muito a agradecer e a muitas pessoas, das quais não cito os nomes para não ser injusto com estas que me auxiliaram a chegar até aqui.

OBRIGADO!

RESUMO

Este estudo intitulado “Estudo do Potencial Hidrenergético do Rio Toropi” desenvolvido no Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica (PROMEC) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) na área de Energia em parceria com a Universidade Federal de Santa Maria (UFSM) pelo curso de Engenharia Mecânica, teve como objetivo desenvolver o estudo hidrenergético do rio Toropi no trecho compreendido entre a Latitude Sul 29,333° e Longitude Oeste 54,003° e a Latitude Sul 29,479° e Longitude Oeste 54,167°. Buscando alcançar este objetivo esta pesquisa estrutura-se em três momentos: a) Levantamento dos possíveis locais com potencial para geração de energia. b) Escolha do ponto que apresentar as melhores características. c) Realização dos cálculos e desenhos preliminares para a implantação de uma Pequena Central Hidrelétrica. Assim sendo, a primeira parte desta pesquisa se constitui respaldada no estudo das cartas topográficas do Rio. Estas direcionaram a escolha dos pontos para análise, compreendidos no trecho que esta pesquisa elegeu para investigar. De posse das cartas, das fotos aéreas dos pontos selecionados do Rio e das imagens de satélite, optou-se pelo ponto de Latitude Sul 29° 22' 54” e Longitude Oeste 54° 00' 48”. Este foi eleito após a análise dos demais pontos selecionados embasada nos parâmetros que a Eletrobrás coloca como fatores a serem considerados fundamentais para a implantação de uma PCH, dentre os quais está o desnível do trecho. Após a conclusão desta etapa, este estudo direciona-se aos cálculos que visam dimensionar as características dos elementos que deverão constituir a PCH para este ponto deste Rio, os quais forneceram que neste ponto pode ser gerado 4MW de potência. São os dados fornecidos pelos cálculos que possibilitaram dar forma aos desenhos preliminares da PCH que poderá ser implantada no Rio Toropi. Dessa forma, além deste estudo ofertar uma planta preliminar de uma PCH para o Rio Toropi, ela ressalta que o modelo de casa de máquina aqui apresentado poderá ser utilizado em outros empreendimentos do mesmo porte.

Palavras chave: PCH, energia renovável e desenvolvimento sustentável.

ABSTRACT

This work, called “Hydro Energy Potential of Rio Toropi Study”, developed in Post-graduation in Mechanical Engineering Program of Federal University of Rio Grande do Sul (UFRGS) at energy area, in association with Federal University of Santa Maria (UFSM), by Mechanical Engineering course, has had as its objective to develop hydro energy study of Rio Toropi, between South Latitude $29,333^{\circ}$ and West Longitude $54,003^{\circ}$ and between South Latitude $29,479^{\circ}$ and West Longitude $54,167^{\circ}$. Searching to reach this goal, this research has been structured around three moments: a) Taking stock possible sites which have potential to energy generation. b) Choosing the point which has the best feature. c) Making calculation and drawings preliminaries to accomplish a Small Central Hydroelectric Power Station. Thus, first part of this research constitutes itself, based on study of Rio Toropi topographic charts. Those have driven to choose points to be analyzed, covered by this study which elected them to be investigated. Having charts, aerial photographs of the selected points of Rio Toropi and satellite images, opts for South Latitude $29^{\circ} 22' 54''$ and West Longitude $54^{\circ} 00' 48''$ point. This point has been elected after analyzing all of the others points selected, based on parameters that Eletrobrás establishes as factors which must be considered as fundamental to accomplish a SCHPS, as no level points of the river. After the conclusion of this step, this study leads to calculations that aim to get dimension the characteristics of the elements which must constitute a SCHPS for the point in the river, which will provide the 4 MW power that can be generated by this point. The data provided by calculation will get possible to shape preliminary drawings of SCHPS that should be accomplished in Rio Toropi. Thus, this study provides a preliminary plant of SCHPS to Rio Toropi, in addition it highlights the model of power plant here brought in, which could be utilized in another same size enterprising.

Key Words: SCHPS, refresh energy, sustainable development.

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivos	3
1.1.1	Objetivo Geral.....	3
1.1.2	Objetivos Específicos	3
2	FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	4
2.1	Histórico do Desenvolvimento do Setor Energético Brasileiro	4
2.2	Matriz da Energia Elétrica Brasileira	11
2.3	Matriz da Energia Elétrica do Rio Grande do Sul.....	14
2.4	Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH).....	16
2.4.1	Evolução Histórica	17
2.4.2	Elementos Constituintes de uma PCH.....	19
2.4.2.1	Barragem.....	19
2.4.2.2	Vertedouro	21
2.4.2.3	Circuito de Adução.....	22
2.4.2.4	Casa de força.....	40
2.4.2.5	Turbinas Hidráulicas.....	42
2.4.2.6	Geradores	47
2.5	Potência Instalada	48
2.6	Estudos Ambientais	49
2.6.1	Estudo de Impacto Ambiental (EIA).....	50
2.6.2	Relatório de Impacto Ambiental (RIMA)	52
2.6.3	A Outorga de Uso de Recursos Hídricos.....	53
2.7	Fluxograma de implantação de uma PCH.....	54
3	MATERIAIS E MÉTODOS.....	57
3.1	Rio Toropi	57
3.2	Cartas Topográficas	59
3.3	Levantamento Fotográfico Aéreo.....	60
3.4	Medição das Vazões do Rio Toropi.....	60
4	RESULTADOS	64

5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES	67
REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFICAS	69
APÊNDICE A – Rotina para o dimensionamento de uma PCH.....	72
APÊNDICE B – Fotos Aéreas	80
APÊNDICE C – Desenhos preliminares	82

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AIA	Avaliação de Impacto Ambiental;
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
ART	Anotação de Responsabilidade Técnica;
CBA	Companhia Brasileira de Alumínio;
CBEE	Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial;
CCC	Conta de Consumo de Combustível;
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica;
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético;
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica;
CEM	Companhia Energética Meridional;
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais;
CERPCH	Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas;
CGH	Central Geradora Hidrelétrica;
CGISE	Comitê de Gestão Integrada de Empreendimentos de Geração do Setor Elétrico;
CGSE	Câmara de Gestão do Setor Elétrico;
CIEN	Companhia de Interconexão Energética;
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico;
CNAEE	Conselho Nacional das Águas e Energia Elétrica;
CNP	Conselho Nacional de Petróleo;
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética;
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente;
CSN	Companhia Siderúrgica Nacional;
DNAE	Departamento Nacional de Água e Energia;
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica;
DSG	Diretoria do Serviço Geográfico do Exército;
EB	Exército Brasileiro;
EIA	Estudo de Impacto Ambiental;
ELETROSUL	Centrais Elétricas do Sul do Brasil;
EOL	Central Geradora Eolielétrica;

EPE	Empresa de Pesquisa Energética;
FEAM	Fundação Estadual de Meio Ambiente;
GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica;
GCOI	Grupo Coordenador para Operação Interligada;
KEPCO	Korea Electric Power Corporation;
MAEE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica;
MME	Ministério de Minas e Energia;
ONS	Operador Nacional do Sistema;
PCH	Pequena Central Hidrelétrica;
PDEE	Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica;
PIB	Produto Interno Bruto;
PIE	Produtor Independente de Energia Elétrica;
PND	Programa Nacional de Desestatização;
PNPCH	Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas;
PPT	Programa Prioritário de Termelétricas;
PRÓ-EÓLICA	Programa de Desenvolvimento da Cadeia Produtiva Geradora de Energia Eólica;
PROINFA	Programa de Incentivo as Fontes Alternativas;
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental;
SEMA	Secretaria Estadual de Meio Ambiente;
SFE	Sociedade Fluminense de Energia;
SOL	Central Geradora Solar Fotovoltaica;
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia;
USP	Universidade de São Paulo;
UTE	Usina Termelétrica de Energia;

LISTA DE SÍMBOLOS

%	Porcentagem;
m	Metro;
m ²	Metro quadrado;
m ³	Metro cúbico;
Q _{max}	Vazão máxima;
h_f	Perda de carga no túnel (m);
f	Coefficiente de Darcy-Weisbach;
L	Comprimento do túnel (m);
D	Diâmetro da tubulação (m);
v	Velocidade média do escoamento no túnel (m/s);
g	Aceleração da gravidade (m/s ²);
v	Velocidade do escoamento (m/s);
Q	Vazão d'água (m ³ /s);
A	Área da seção plana da tubulação (m ²);
n	Coefficiente de Manning;
e	Espessura da parede (mm);
Pi	Pressão hidrostática máxima interna (kgf/cm ²);
D	Diâmetro interno (mm);
σ_f	Tensão admissível de resistência à tração do material (kgf/cm ²);
es	Sobre espessura para corrosão igual a 1 mm;
kf	Eficiência das soldas (%);
L _{cf}	Comprimento do conduto forçado (m);
H _b	Queda bruta (m);
t _h	Tempo de aceleração do escoamento no conduto forçado (s);
v _{cf}	Velocidade do escoamento no conduto forçado (m/s);
g	Aceleração da gravidade (9,81 m/s ²);
A _c	Área interna mínima da seção transversal da chaminé de equilíbrio (m ²);
v	Velocidade do escoamento na tubulação adutora (m/s);
g	Aceleração da gravidade (m/s ²);
L _{ta}	Comprimento da tubulação adutora (m);

A_{ta}	Área interna da seção transversal da tubulação adutora (m ²);
H_{min}	Queda mínima (m);
h_{ta}	Perda de carga no sistema adutor, entre a tomada d'água e a chaminé (m);
D_e	Diâmetro econômico;
J	Perda de carga unitária (m/km);
L_{cf}	Comprimento do conduto (m);
k_a	Coefficiente que varia com o tipo de tubulação;
D_i	Diâmetro interno do conduto (m);
h_s	Sobrepessão ou depressão (m), cujo limite máximo é igual a 0,35 vezes a queda bruta (H_b);
Z^2	Parâmetro obtido dos gráficos de Allievi, para sobrepressão e depressão;
ρ	Constante da linha;
θ	Nº de intervalos $2L/v_p$ contidos em t ;
v_p	Celeridade da onda de pressão (m/s);
t	Tempo de fechamento do dispositivo de fechamento da turbina (s);
e	Espessura do conduto (mm);
K	Coefficiente que depende do material do conduto;
P_n	Potência nominal da turbina (kW);
H_{liq}	Queda líquida (m);
N_{qr}	Velocidade específica da turbina;
n	Velocidade de rotação da turbina (rpm);
Q_r	Vazão garantida ou nominal (m ³ /s);
H_r	Altura de queda nominal (m);
η	Rendimento total da turbina hidráulica (%);

b_t	Largura da tomada d'água (m);
h_t	Altura da tomada d'água (m);
h_g	Perda na grade (m);
e_1	Espessura ou diâmetro das barras (mm);
e_2	Espaçamento entre as barras (mm);
θ_1	Inclinação da grade;
V_g	Velocidade junto à grade (m/s);
k_g	Coefficiente de perda de carga cujo valor depende das dimensões da grade;
h_i	Perda de carga na entrada da tomada d'água (m);
v	Velocidade média imediatamente a jusante da entrada (m/s);
k_a	Coefficiente que varia com o tipo de tubulação (ver Tabela 2.10);
h_e	Perda de carga na entrada do túnel de adução (m);
v	Velocidade média imediatamente a jusante do túnel (m/s);
k_e	Coefficiente variável em função da forma da boca do conduto;
Y_e	Elevação do nível d'água estático máximo (m);
Y_d	Depleção do nível d'água estático mínimo (m);
H_c	Altura da chaminé de equilíbrio (m);
D_i	Diâmetro interno (m);

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 - Porcentagem dos empreendimentos em operação atualmente no Brasil.....	13
Figura 2.2 - Porcentagem de participação do tipo de empreendimento de geração de energia elétrica na matriz energética do estado do Rio Grande do Sul.	15
Figura 2.3 – Coeficiente de perda de carga k_g	27
Figura 2.4 – Níveis de segurança para a depleção da chaminé de equilíbrio.	34
Figura 2.5 – Determinação do coeficiente Z_d em função de k'	35
Figura 2.6 – Seleção do tipo de turbina hidráulica e potência estimada	44
Figura 2.7 – Fluxograma de implantação de uma PCH.....	56
Figura 3.1 – Altimetria da Bacia Hidrográfica do rio Toropi.....	57
Figura 3.2 – Bacia do rio Ibicuí.	58
Figura 3.3 – Aeronave C-98 Caravan.....	60
Figura 3.4 – Curva de permanência de vazões do rio Toropi.	63
Figura 4.1 – Ponto de rio Toropi escolhido para a implantação da PCH.	65

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 – Empreendimentos em operação atualmente no Brasil.....	12
Tabela 2.2 – Empreendimentos em construção no Brasil.....	13
Tabela 2.3 - Empreendimentos atualmente outorgados no Brasil.....	14
Tabela 2.4 - Empreendimentos em operação no Rio Grande do Sul.....	15
Tabela 2.5 – Valores para distância livre entre as barras da grade de proteção.....	23
Tabela 2.6 – Valores do coeficiente de perda de carga	25
Tabela 2.7 – Valores do coeficiente de Manning.....	29
Tabela 2.8 – Valores de eficiência da solda.....	29
Tabela 2.9 – Velocidade máxima admissível pos material.....	36
Tabela 2.10 – Valores do coeficiente K_a	37
Tabela 2.11 – Valores do coeficiente K	39
Tabela 3.1 – Vazão do rio Toropi (m^3/s)	62

1 INTRODUÇÃO

Considerando a grande importância das Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs na economia brasileira e de seu surgimento ter se dado no Brasil no século XIX, a sua definição somente foi mencionada na legislação do setor elétrico brasileiro em 1982, através da portaria do governo DNAEE 109.

No aparecimento das PCHs podemos citar o estado de Minas Gerais como o precursor desta tecnologia no país, e destacar como marcos históricos o ano de 1883 quando se deu a instalação do primeiro aproveitamento hidrelétrico na mineração Santa Maria em Diamantina, denominado “Ribeirão do Inferno”, que tinha a finalidade de alimentar duas bombas de desmonte hidráulico e o ano de 1889, quando foi instalada a Usina Bernardo Mascarenhas: primeira hidrelétrica de porte, com 250 kW para atender à sua indústria têxtil e alimentar a iluminação residencial de Juiz de Fora, para serviço público.

Em síntese, o aparecimento das PCHs deveu-se basicamente à necessidade de fornecimento de energia para serviços públicos de iluminação e para atividades econômicas ligadas à mineração, fabricas de tecido, serrarias e beneficiamento de produtos agrícolas. Neste período, a grande maioria das unidades de geração era de pequena potência, pois os altos custos inviabilizavam a instalação de grandes unidades geradoras.

Em meados do século XX, dois elementos básicos caracterizaram a indústria de energia elétrica no Brasil: a construção de centrais geradoras de maior envergadura, capazes de atender a constante ampliação do mercado de energia e a intensificação do processo de concentração e centralização das empresas concessionárias.

Para garantir o processo de industrialização o planejamento do setor elétrico optou pela implantação das grandes usinas geradoras e pelo desenvolvimento de uma rede de transmissão que possibilite a integração dos grandes sistemas locais. Em virtude destas decisões as PCHs saíram do rol de opções mais viáveis para o atendimento de grandes blocos de demanda cada vez mais crescente no país.

Com o estabelecimento de uma política de proteção ambiental mais restritiva à implantação de grandes reservatórios, devido ao grande impacto ambiental causado na sua construção, e com recentes mudanças na legislação do setor elétrico, como a criação do Produtor Independente de Energia – PIE, as pequenas centrais hidrelétricas voltaram a ser consideradas como opção à expansão da capacidade geradora do país.

Vale destacar que a criação e o desenvolvimento de um mercado de livre comercialização de energia, também foi de grande valia para o ressurgimento das PCHs. Consta no Brasil uma taxa de crescimento de 5% ao ano e estimasse um cenário ainda mais otimista para os próximos anos. Sempre fazendo uma ressalva a lentidão para a obtenção das licenças que muitas vezes tem inviabilizados bons empreendimentos.

Diante do ressurgimento das PCHs no cenário energético do país, torna-se imprescindível a elaboração de estudos do potencial hidrenergético dos nossos rios afim de analisarmos as possíveis implantações de pequenas centrais. Visualizando as vantagens de uma PCH e o incentivo governamental a estas, este trabalho considerou a região sul do país, pois sendo esta a segunda maior consumidora de energia elétrica, carece de investimentos nesta área, e nela o trecho do rio Toropi que desce a Serra Geral, com a finalidade de estudar o seu potencial hidrenergético.

As pequenas centrais hidrelétricas além de colaborarem com o aumento de geração de energia são uma boa alternativa na geração de empregos diretos e indiretos bem como na arrecadação de impostos municipais, ajudando o desenvolvimento da região na qual estão instaladas.

Portanto nos deparamos agora com a necessidade de tomar opções decisivas para o nosso futuro na questão da energia. Assim, é necessário que se conheça e compreenda amplamente a natureza dos principais problemas de energia, e, os interesses e motivações de todas as partes envolvidas no negócio energético: os produtores, os distribuidores e operadores de facilidades de transporte.

Tendo em vista que a crescente demanda no consumo de energia elétrica pela população em geral pode ocasionar a falta ou a elevação do custo da mesma, têm-se a necessidade da implantação de novas alternativas de geração de energia elétrica, como também a reestruturação e modernização de unidades geradoras já existentes.

A sociedade esta vivendo um momento de mudança em que precisa intensificar a busca pelo conhecimento necessário à sua implementação. Essas mudanças devem se processar refletindo as características e peculiaridades do nosso país, de dimensões continentais, na sua imensa diversidade inter-regional dos aspectos de clima e de desenvolvimento econômico e social.

Para contribuir no aprofundamento da análise dos aspectos sócio-econômicos dos problemas da energia é necessária a integração dos esforços da Universidade, das empresas, órgãos reguladores e demais instituições do governo na busca de soluções viáveis para o aumento da capacidade geradora do Brasil.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

Desenvolver o estudo hidrenergético do rio Toropi no trecho compreendido entre a Latitude Sul 29,333° e Longitude Oeste 54,003° e a Latitude Sul 29,479° e Longitude Oeste 54,167°.

1.1.2 Objetivos Específicos

- a) Selecionar os locais com potencial para geração de energia elétrica no trecho estudado;
- b) Determinar, a partir dos locais selecionados o ponto que apresentar as melhores características para a implantação de uma PCH;
- c) Efetuar os cálculos básicos e desenhos preliminares a fim de dimensionar o potencial hidrenergético do ponto determinado para o projeto de uma PCH.

2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

A construção de uma central geradora de energia envolve a realização de uma análise minuciosa de trecho escolhido. É este ato que delineará se poderemos implantar uma grande ou uma pequena central hidrelétrica. A retomada do incentivo as PCHs pelo governo dá visibilidade aos nosso pequenos Rios. Dessa forma, considerando os fatos que cercam a energia elétrica no Brasil, as particularidades que dão forma as PCHs, e o fato de que elas vem a auxiliar a capacidade de geração de energia elétrica do país, esta pesquisa dá visibilidade a possível implantação de um pequeno aproveitamento hidrelétrico, elaboração dos desenhos preliminares de uma PCH para o Rio Toropi. Cabe ainda ressaltar que o modelo de casa de maquina apresentados neste estudo poderá ser utilizado em projetos similares.

2.1 Histórico do Desenvolvimento do Setor Energético Brasileiro¹

Em 1879, Dom Pedro II autoriza Thomas Edison a introduzir no país aparelhos e processos de sua invenção destinados à utilização da eletricidade na iluminação pública, a qual até então era restrita a países considerados do primeiro mundo. A interferência de Thomas Edison dá início à história da eletricidade no Brasil.

As implantações das invenções de Thomas Edison conduziram à construção da primeira usina hidrelétrica no país, localizada no Ribeirão do Inferno, afluente do Rio Jequitinhonha, na cidade de Diamantina, a qual começou a operar em 1883. Este aproveitamento pioneiro constitui-se em um dos maiores do mundo, na época com um desnível de 5m, as águas acionavam uma roda d'água.

A energia gerada por esta usina atendeu a dois públicos consumidores na época. Primeiramente destinava-se aos garimpeiros para acionar as bombas d'água do garimpo diamantino, e segundo, pouco depois, aos membros da sociedade em geral, pois a usina estava também fornecendo energia para iluminação pública.

A pesar de em 1883 entrar em operação a primeira usina hidrelétrica do País, foi apenas em 1889 que entra em operação a primeira usina hidrelétrica pertencente ao serviço público do

¹ Todos os dados temporais mencionados neste sub-capítulo sobre o processo de evolução da eletricidade no Brasil estão respaldados nas informações fornecidas pela Eletrobrás no seu site: <http://www.eletrobras.com.br>. A obra intitulada "A energia elétrica no Brasil: da primeira lâmpada à Eletrobrás" (ver informações completa sobre a obra no capítulo das referências bibliográficas) foi à fonte principal utilizada para a esquematização das informações obtidas no site da Eletrobrás.

Brasil: Marmelos - pertencente à Companhia Mineradora de Eletricidade do industrial Bernardo Mascarenhas.

Embora o Brasil estivesse investindo no setor elétrico desde 1879 este teve maior impulso a partir de 1900, quando o governo abre espaço à instalação de grupos estrangeiros que aqui aplicaram recursos financeiros e tecnológicos na geração, transmissão, distribuição e utilização de energia elétrica.

Estando a energia elétrica ao alcance de grande parte da população brasileira, tornou-se conveniente a elaboração de um documento que viesse a disciplinar o uso desta no Brasil. Este foi aprovado pelo Congresso Nacional em 1903 e constituiu-se no primeiro texto que disciplinava o uso de energia elétrica no Brasil.

A União, a partir de 1931, assume o poder concedente do direito de uso de qualquer curso ou queda d'água. O Presidente da República Getúlio Vargas, foi o responsável por promulgar o Código das Águas (1934). Este código introduz princípios nacionalistas e intervencionistas do Estado em setores de maior interesse nacional, como o era a expansão do aproveitamento dos recursos hídricos. O código das águas até hoje norteia as concessões de águas e energia elétrica.

Ainda na era Vargas antes da Segunda Guerra Mundial, entre os anos de 1938 e 1939, foram criados no âmbito da administração federal, conselhos com responsabilidade de propor e conduzir as políticas de energia elétrica (CNAEE – Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica) e petróleo (CNP – Conselho Nacional de Petróleo).

Durante o governo de Juscelino Kubitschek (1956), foi criada a primeira estatal federal do setor elétrico, a Central Elétrica de Furnas S.A, com o objetivo expresso de aproveitar o potencial hidrelétrico do Rio Grande, pertencente a Bacia do São Francisco, para solucionar a crise de energia da região sudeste.

Na década de 60, do século passado, destacam-se a criação de alguns órgãos federais: a) A criação do Ministério de Minas e Energia – MME (1961); b) Durante a presidência de Jânio Quadros, a criação da Eletrobrás (1962), sendo constituída em 1962 pelo presidente João Goulart, para coordenar o setor de energia elétrica brasileiro; c) A criação do Departamento Nacional de Água e Energia, encarregado da regulamentação dos serviços de energia elétrica no país (1965); d) A criação da Eletrosul – Centrais elétricas do sul do Brasil.

Após toda esta atenção dada ao setor de geração de energia elétrica, em 1973, foi assinado o Tratado Itaipu, entre o Brasil e o Paraguai. Todavia a central só foi inaugurada em 1991, quando colocou em operação a última máquina.

A Constituição de 1988 estabeleceu a obrigação de licitar as concessões para prestação de serviços públicos, eliminou o imposto único sobre a energia elétrica e combustíveis, cujas

receitas eram vinculadas a investimentos no próprio setor energético e delegou aos estados a concessão da distribuição de gás canalizado. Além de redefinir o conceito de empresa brasileira para abrir espaço para empresas de capital estrangeiro e revogou a restrição de concessões para o aproveitamento dos recursos minerais e dos potenciais de energia hidráulica a empresa de capital estrangeiro.

Conforme dados da ELÉTROBRAS, no início da década de 90, o petróleo e a hidroeletricidade representavam, cerca de 1/3 do consumo energético nacional, cabendo o restante as demais fontes de energia. A Petrobrás exercia o monopólio sobre a indústria de hidrocarbonetos, produzindo quase a metade do consumo de petróleo do país. Contudo, o consumo de gás natural (quase todo de gás associado) permanecia incipiente (2,1% do balanço energético nacional) e as negociações para importação de países vizinhos enfrentavam certa oposição da Petrobrás.

Até 1995, todos os consumidores de energia elétrica do Brasil eram cativos da empresa concessionária da área geográfica em que se situavam. Neste ano, a legislação permitiu que os consumidores cuja unidade possuísse demanda igual ou superior a 10.000 kW, atendida a tensão igual ou superior a 69 kV, passassem a ter o direito de optar por contratar diretamente seu fornecimento de energia.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, órgão regulador de setor de energia elétrica foi constituído em 1997, e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAEE regulamentado em 1998, consolidando a distinção entre as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Foram estabelecidas as regras de organização do Operador Nacional de Sistema Elétrico – ONS, para substituir o Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI. Sendo que em 1999, a primeira etapa da Interligação Norte-Sul entrou em operação, representando um passo fundamental para a integração elétrica do país.

O presidente da República Fernando Henrique Cardoso, em 2000, lançou o Programa Prioritário de Termelétricas visando à implantação no país de diversas usinas a gás natural. Entrou em operação, no mês de julho deste ano a usina hidrelétrica Itá, na divisa dos municípios de Aratiba (RS) e Itá (SC). A conclusão das obras de aproveitamento foi levada a termo pela Gerasul, em parceria com a Itá Energética, consórcio formado pelas empresas Odebrecht Química, Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) e Cimentos Itambé. E, em março de 2001, a usina atingiu a capacidade de 1.450 MW.

A importação de 1.000 MW de energia da Argentina, iniciada no mês de julho de 2000 pela Companhia de Interconexão Energética (Cien), utilizou novas linhas de 500 kV e uniu as subestações de Rincón e Garabi (Argentina), Santo Ângelo e Itá (Brasil), constituindo a maior e

mais importante compra de energia pelo Brasil da Argentina. Foi instituído, no mês de agosto de 2000, pela Lei nº 9.478, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Efetivamente instalado em outubro, o Conselho assumiu a atribuição de formular e propor ao presidente da República as diretrizes da política energética nacional.

O ano de 2001 foi praticamente decisivo para o aprimoramento e reforma do setor energético, pois neste ano o Brasil vivenciou sua maior crise de energia elétrica, acentuada pelas condições hidrológicas extremamente desfavoráveis verificadas nas regiões Sudeste e Nordeste. Com a gravidade da situação, o governo federal criou, em maio deste ano, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE, com o objetivo de propor e implementar medidas de natureza emergencial para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia elétrica. E em junho, foi implantado o programa de racionamento nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste e, em agosto, em parte da região Norte. Ainda no âmbito da crise de energia elétrica, no mês de agosto, o governo criou a empresa Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE) para realizar a contratação das térmicas emergenciais. Entrou em operação, em agosto, a Usina Termelétrica Eletrobold (RJ), incluída no Programa Prioritário de Termelétricas (PPT). A usina foi construída pela Sociedade Fluminense de Energia (SFE), controlada pelo grupo norte-americano Enron, sendo equipada com oito grupos de geradores a gás natural e totalizando 380 MW de capacidade instalada.

Ainda no ano de 2001, no mês de novembro, entrou em operação a Usina Termelétrica Macaé Merchant, no município de Macaé (RJ), também incluída no PPT. A usina foi construída pela empresa norte-americana El Paso Energy, tendo sido projetada para operar com vinte turbinas a gás natural, com capacidade total de 928 MW e no mês de dezembro deste ano entrou em operação a primeira unidade da Usina Hidrelétrica Lajeado, na divisa dos municípios de Miracema do Tocantins e Palmas (TO). Construída pela Investco, consórcio liderado pelas empresas Rede Lajeado Energia, do Grupo Rede, e EDP Brasil, controlada pela Eletricidade de Portugal – EDP. Esta usina foi projetada para operar com cinco unidades geradoras, com capacidade total de 900 MW, tais medidas conduziram ao término do racionamento na região Norte.

Em 2002, foi aprovada a Lei 10.438, que dispunha sobre a expansão de energia elétrica emergencial, a recomposição tarifária extraordinária, criando o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas – PROINFA, a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e também sobre a universalização do serviço público de energia elétrica.

Ainda durante o ano de 2002, podemos destacar cinco outros acontecimentos importantes no setor energético. Em fevereiro deste ano entrou em operação a Usina Hidrelétrica Machadinho, na divisa dos municípios de Maximiliano de Almeida (RS) e Piratuba (SC), a qual foi responsável pelo aumento na capacidade de geração de 1140MW. Foi construída por consórcio formado pela Gerasul, Celesc, CEEE, Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas e grandes empresas privadas consumidoras de energia, como a Alcoa Alumínio, a Companhia Brasileira de Alumínio (CBA), a Valesul Alumínio, a Companhia de Cimentos Portland Rio Branco e a Camargo Corrêa Cimentos, sendo que neste mesmo mês ocorre o término do racionamento nas regiões sudeste, centro-oeste e nordeste.

A Companhia Energética Meridional - CEM, empresa constituída pela Tractebel, é a responsável, em maio de 2002, pela construção e operação da Usina Hidrelétrica Cana Brava, na divisa dos municípios de Cavalcanti e Minaçu (GO), com capacidade de geração de 450 MW, alcançada quatro meses após a inauguração, a empresa também é responsável pelo sistema de transmissão associado. Em junho deste ano, foi extinta a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE, substituída pela Câmara de Gestão do Setor Elétrico - CGSE, vinculada ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.

A Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica foi encarregada de propor ao Conselho Nacional de Política Energética as diretrizes para a elaboração da política do setor de energia elétrica, além de gerenciar o Programa Estratégico Emergencial para o aumento da oferta de energia.

O Governo Federal lançou em novembro de 2003 o programa Luz Para Todos, objetivando levar, até 2008, energia elétrica aos 12 milhões de brasileiros que não têm acesso ao serviço. Deste total, 10 milhões estão na área rural. A gestão do programa será compartilhada entre estados, municípios, agentes do setor elétrico e comunidades.

Entrou em operação comercial em novembro a 15ª unidade geradora hidráulica da Usina Hidrelétrica Tucuruí. É a terceira máquina da segunda etapa, que irá acrescentar mais 375 MW de potência à usina. As obras irão ampliar a capacidade de geração, de 4.245 MW para 8.370 MW, possibilitando o atendimento a mais de 40 milhões de pessoas. Tucuruí passará a ser a maior hidrelétrica nacional.

Ainda sob influência do Programa Luz para Todos, em janeiro de 2004, foi inaugurada a PCH Padre Carlos, em Poços de Caldas (MG), cuja capacidade é gerar 7,8 MW constituindo-se um reforço ao atendimento dos 52 mil consumidores de energia da área de concessão do Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas. Esta integra um conjunto de cinco pequenas centrais hidrelétricas já em operação na área.

O novo modelo do setor elétrico foi aprovado com a promulgação, em março de 2004, das Leis nº 10.847 e nº 10.848, que definiram as regras de comercialização de energia elétrica e criaram a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, com a função de subsidiar o planejamento técnico, econômico e sócio ambiental dos empreendimentos de energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados e fontes energéticas renováveis. Este modelo definiu a oferta de menor tarifa como critério para participação nas licitações de empreendimentos, estabeleceu contratos de venda de energia de longo prazo e condicionou a licitação dos projetos de geração às licenças ambientais prévias.

No âmbito desta nova legislação, foram criados a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e o Comitê de Gestão Integrada de Empreendimentos de Geração do Setor Elétrico (CGISE), a Eletrobrás e suas controladas foram retiradas do Programa Nacional de Desestatização (PND) e a Eletrosul foi autorizada a retomar a atividade de geração, mudando a sua denominação para Eletrosul Centrais Elétricas S.A.

Em janeiro de 2005, foi inaugurado em Veranópolis (RS) a Usina Hidrelétrica Monte Claro, com capacidade para gerar 130 MW. Esta usina, junto com as usinas 14 de Julho e Castro Alves, integra o Complexo Energético do Rio das Antas, na região Nordeste do estado. A obra é um dos empreendimentos de geração que entrou em operação no ano de 2005, sendo este complexo energético formado por 11 usinas hidrelétricas e uma usina térmica. Com 2.995 MW de capacidade instalada, esse conjunto de usinas vai aumentar em 4,4% a capacidade instalada de geração no país.

O sistema de fornecimento de energia elétrica no Espírito Santo foi reforçado, em março de 2005, com a inauguração da Linha de Transmissão Ouro Preto 2-Vitória e da ampliação da subestação de Vitória. A obra, realizada em 15 meses, prazo recorde na construção de linhas de transmissão, melhora a qualidade e a confiabilidade do sistema e reduz a possibilidade de falta de energia elétrica por falhas nas linhas de transmissão. Com a nova linha de transmissão o Espírito Santo deixa de ser ponta do sistema elétrico e passa a contar com caminhos alternativos de suprimento de energia.

Foram assinados os contratos de concessão para a implantação de 2.747 quilômetros de 10 novas linhas de transmissão. As obras significarão investimentos de R\$ 2,06 bilhões e deverão estar concluídas até 2007. As linhas foram arrematadas, em leilão realizado em 2004, por 10 empresas brasileiras e três espanholas. As concessões têm duração de 30 anos e a construção dos novos empreendimentos beneficiará 140 municípios de 11 estados: Ceará, Goiás,

Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Pará, Paraíba, Paraná, Rio de Janeiro, Santa Catarina e São Paulo.

A Eletrobrás e a Korea Electric Power Corporation (Kepco), da Coreia do Sul, assinaram Protocolo de Intenção para cooperação e formação de parcerias para investimentos conjuntos em projetos nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil e na América Latina.

A Kepco é uma empresa estatal sul-coreana com atividades similares às da Eletrobrás. O protocolo prevê a avaliação do uso de todas as opções disponíveis de combustível, incluindo carvão, outros combustíveis fósseis, energia renovável e, eventualmente, energia nuclear.

Em abril de 2005, foi inaugurada em Belém (PA) uma usina de produção de biodiesel do Grupo Agropalma. A unidade tem capacidade para produzir 8 milhões de litros de biodiesel por ano e a empresa utilizará como matéria-prima resíduos do processamento da palma.

Como é considerada a maior produtora de óleo de palma da América Latina, a Agropalma dominando todo o ciclo de produção e produz quase a totalidade de matéria-prima vegetal utilizada, cerca de 120 mil toneladas. A primeira usina brasileira de produção do biodiesel foi inaugurada em março, em Cássia (MG), e o combustível já está sendo comercializado em Belo Horizonte.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) concluiu em março de 2006, Os estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – PDEE 2006-2015, propondo diretrizes, metas e recomendações para a expansão dos sistemas de geração e transmissão do país até 2015. O documento foi apresentado como marco da retomada do planejamento do setor de energia elétrica. O Plano foi o primeiro documento do gênero elaborado pela EPE e deverá ser atualizado anualmente. Dessa forma, o governo pretende retomar uma prática consagrada nas décadas de 1980 e 1990 pelo extinto Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS).

Em fevereiro de 2007 foi ativada a primeira turbina da usina hidrelétrica Campos Novos, marcando o início da operação comercial do empreendimento. Localizada no rio Canoas, em Santa Catarina, a usina exigiu a construção da maior barragem do tipo enrocamento e face de concreto já executada no país, com 202 metros de altura e comprimento de crista de 592 metros. As outras duas unidades de geração, assim como a primeira, terão, cada uma, potência máxima instalada de 293,3 MW e devem entrar em funcionamento ainda este ano.

Nos últimos tempos, os setores de energia elétrica têm evoluído na direção do estabelecimento de uma nova estrutura de mercado, a exemplo do que vem ocorrendo com outros segmentos, como a telecomunicação. Acredita-se que num futuro não muito distante, o

consumidor poderá escolher a fornecedora de energia elétrica como hoje ocorre com o serviço de telefonia.

2.2 Matriz da Energia Elétrica Brasileira

A energia elétrica tem progressivamente assumido crescente participação na matriz energética brasileira. Tendo estreita relação com o comportamento da economia nacional, a eletricidade tem sido um excelente indicador da performance da própria economia.

Atualmente o Brasil é responsável por produzir 8,5 % de toda a eletricidade gerada no mundo a partir de usinas hidrelétrica, sendo que de acordo com registros das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Eletrobrás, o potencial hidrelétrico brasileiro está estimado em 260 GW. Contudo, apenas 63% desse potencial foram inventariados e 24% foi desenvolvido.

O mercado de energia elétrica experimenta, atualmente, um crescimento da ordem de 4,5% ao ano, devendo ultrapassar a casa dos 120 mil MW em 2008. Ao longo das últimas duas décadas, o consumo de energia elétrica apresentou índices de expansão bem superiores ao Produto Interno Bruto (PIB), fruto do crescimento populacional concentrado nas zonas urbanas, do esforço de aumento da oferta de energia e da modernização da economia. Esta cenarização da evolução da demanda e da oferta de energia é uma tarefa que vem desafiando o setor de planejamento das empresas energéticas e dos órgãos governamentais nos últimos anos no Brasil. O planejamento governamental de médio prazo prevê a necessidade de investimentos da ordem de R\$ 6 a 7 bilhões/ano para expansão da matriz energética brasileira, em atendimento à demanda do mercado consumidor.

O Brasil possui atualmente um total de 1.629 empreendimentos para geração de energia em operação, os quais ocasionam um total de 107.485.413 kW de potência instalada. Além da energia gerada no País, ainda existe a necessidade de importação de 8.170.000 kW de países vizinhos, sendo que 5.650.000 kW destes são importados do Paraguai, 2.250.000kW são importados da Argentina, 200.000 kW são importados da Venezuela e 70.000 kW são importados do Uruguai (ANEEL 2007).

Podemos observar de maneira mais detalhada os dados citados acima através da tabela 2.1 e da figura 2.1 representados, a seguir, com dados gerados em 11 de junho de 2007, pela ANEEL. Sendo que são consideradas pela ANEEL usinas em operação aquelas que iniciaram a operação comercial a partir da primeira unidade geradora.

Apesar do aumento da produção de energia elétrica no Brasil o setor ainda carece de investimentos para que possamos continuar o crescimento econômico sem que se corra o risco da falta de energia.

Tabela 2.1 – Empreendimentos em operação atualmente no Brasil.

TIPO		CAPACIDADE INSTALADA		
Tipo		Quantidade	Potência Instalada (kW)	%
Hidrelétrica		645	76.641.338	71,30
Gás	Natural	76	9.868.324	9,18
	Processado	28	952.458	0,89
Petróleo	Óleo Diesel	560	2.888.069	2,69
	Óleo Residual	21	1.442.054	1,34
Biomassa	Bagaço Cana	231	2.815.901	2,62
	Licor Negro	13	785.262	0,73
	Madeira	26	224.207	0,21
	Biogás	2	20.030	0,02
	Casca de Arroz	3	18.920	0,02
Nuclear		2	2.007.000	1,87
Carvão Mineral		7	1.415.000	1,32
Eólica		15	236.850	0,22
Importada	Paraguai		5.650.000	5,46
	Argentina		2.250.000	2,17
	Venezuela		200.000	0,19
	Uruguai		70.000	0,07
TOTAL			107.485.413 kW	100 %

Fonte: ANEEL Junho de 2007.

Os mesmos dados da tabela 2.1 são apresentados a seguir na figura 2.1 agora na forma de gráfico para melhor visualização dos mesmos.

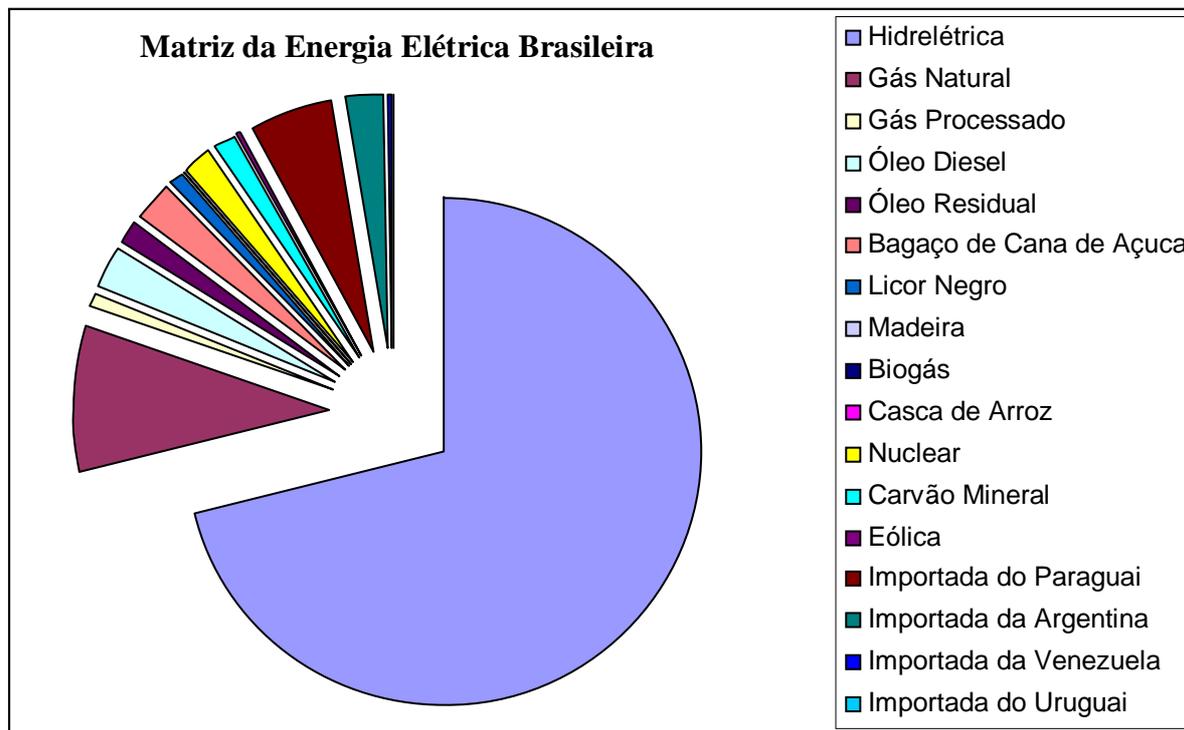


Figura 2.1 - Porcentagem dos empreendimentos em operação atualmente no Brasil.

Fonte: ANEEL Junho de 2007

Está previsto para os próximos anos uma adição de 4.352.036 kW na capacidade de geração de energia elétrica do País, proveniente de 85 empreendimentos, no setor, atualmente em construção, como demonstra a tabela gerada abaixo com dados de 11 de junho de 2007 fornecidos pela ANEEL (para a elaboração desta tabela foram consideradas usinas em construção aquelas que após obtida a licença ambiental de instalação deram início as obras locais).

Tabela 2.2 – Empreendimentos em construção no Brasil.

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
CGH	1	848	0,02
EOL	1	10.200	0,23
PCH	56	1.043.370	23,97
UHE	12	2.539.800	58,36
UTE	15	757.818	17,41
Total	68	4.352.036	100

Fonte: ANEEL, junho de 2007.

Além das previsões acima esta prevista uma adição de 21.874.468 kW, proveniente de mais 514 empreendimentos outorgados, mas que ainda não foram iniciadas a sua construção, como pode observar na tabela gerada abaixo, com dados de 11 de junho de 2007 fornecidos pela ANEEL. Esta considerou, para a elaboração destes dados, usinas outorgadas aquelas que receberam o Ato de Outorga (Concessão, Permissão, Autorização ou Registro) e ainda não iniciaram suas obras.

Tabela 2.3 - Empreendimentos atualmente outorgados no Brasil.

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
CGH	67	45.495	0,21
EOL	108	4.681.743	21,40
PCH	190	2.825.791	12,92
UHE	22	3.987.900	18,23
UTE	127	10.333.539	47,24
Total	514	21.874.468	100

Fonte: ANEEL, junho de 2007.

2.3 Matriz da Energia Elétrica do Rio Grande do Sul

O Rio Grande do Sul em 2007 apresenta uma capacidade instalada de 6.460.925 kW, oriundos de 84 empreendimentos em operação, sendo estes, usinas hidrelétricas, eólicas, termelétricas a óleo combustível, a gás natural e a carvão mineral, e de fontes alternativas de energia. As fontes alternativas em operação no estado são usinas termelétricas a biomassa, pequenas e microcentrais hidrelétricas.

A geração hidrelétrica é a principal fonte de geração de energia elétrica do Rio Grande do Sul, representando 73,64 % da capacidade instalada operando no estado. A geração termelétrica também possui uma participação significativa na geração de energia elétrica do Rio Grande do Sul, representando 24,82 % da capacidade instalada, onde podemos destacar a presença de termelétricas a carvão mineral, a gás natural e a biomassa.

A tabela 2.4, com dados de 11 de junho de 2007 fornecidos pela ANEEL, apresenta uma relação dos 84 empreendimentos para geração de energia elétrica em operação atualmente no Rio

Grande do Sul, discriminados em tipo, quantidade, potencia instalada e porcentagem representativa no total de geração de energia.

Tabela 2.4 - Empreendimentos em operação no Rio Grande do Sul.

Tipo	Quantidade	Potência (kW)	%
CGH	27	17.524	0,26
EOL	3	150.000	2,26
PCH	24	153.716	2,32
UHE	11	4.673.650	70,41
UTE	21	1.643.225	24,75
Total	87	6.638.115	100

Fonte: ANEEL, junho de 2007.

No gráfico gerado abaixo, figura 2.2, com os dados da ANEEL podemos observar melhor a participação de cada tipo de empreendimento na matriz energética do estado.

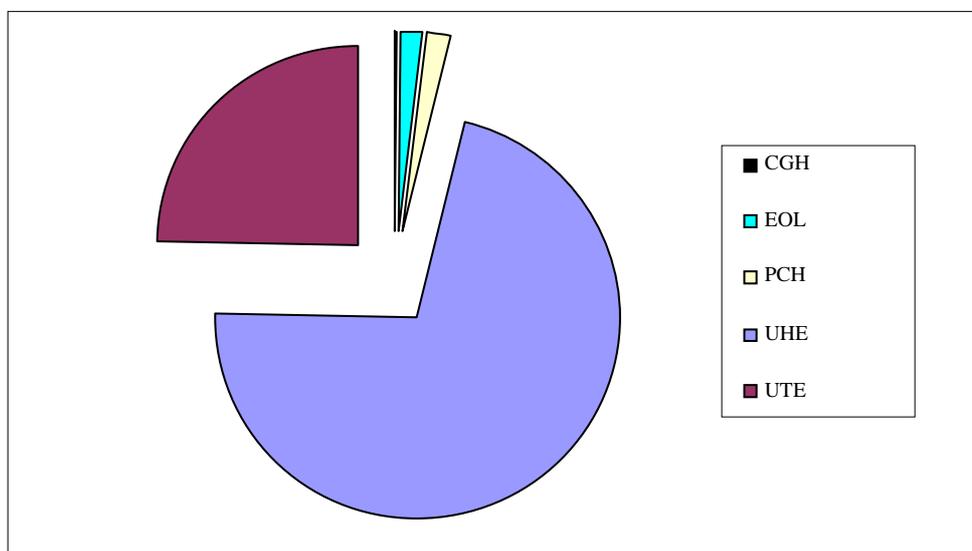


Figura 2.2 - Porcentagem de participação do tipo de empreendimento de geração de energia elétrica na matriz energética do estado do Rio Grande do Sul.

Fonte: ANEEL, Junho de 2006.

Ainda esta previsto para os próximos anos uma adição na capacidade de geração de energia do estado de 4.032.252 kW, provenientes de 8 empreendimentos já em construção e de mais 61 que já possuem sua outorga assinada, garantindo assim a sua construção.

2.4 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)

Pequenas Centrais Hidrelétricas por suas características são denominadas todas as usinas hidrelétricas com potência instalada superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW, com o reservatório com área igual ou inferior a 3 km², a altura máxima das estruturas de barramento do rio não ultrapasse 10 m e a vazão de dimensionamento da tomada d'água seja inferior a 20 m³/s. Esse tipo de empreendimento possibilita um melhor atendimento às necessidades de carga de pequenos centros urbanos e regiões rurais.

Tipicamente operam a fio d'água, isto é, seu reservatório não permite a homogeneização do fluxo de água, também podem possuir reservatórios com regularização de acumulação diária ou mensal, este tipo de hidrelétrica é bastante construído em rios de médio porte que possuam desníveis significativos durante seu percurso, gerando força hidráulica suficiente para movimentar pequenas turbinas. Conforme dados da ANEEL a capacidade instalada das PCH's no Brasil é cerca de 900 MW.

Segundo o manual de diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas da Eletrobrás um local adequado para a implantação de uma PCH deve atender aos seguintes requisitos:

- De preferência, deve existir no local uma queda natural acentuada que, aliada à altura da barragem, nestes casos normalmente baixa, proporcionará a queda bruta aproveitável;
- No local devem existir, naturalmente, ombreiras e boas condições de fundação;
- Além disso, deverão existir no local, de preferência, ou na região, jazidas naturais de materiais de construção em quantidade e com qualidade adequada, que minimizem as distâncias de transporte até o local das obras;
- Os aspectos ambientais do sítio devem ser avaliados de maneira simplificada, de forma a permitir a caracterização dos possíveis impactos do empreendimento sobre a região.

Cabe registrar que estudos de inventário realizados por companhias de energia de porte, hoje privatizadas, ao longo dos anos de 1996 a 1998, identificaram diversos sítios potencialmente atrativos, porém, muitas vezes, estes estudos de inventário não consideram locais com pequenos potenciais, deixando de levantar sítios atraentes para PCHs.

2.4.1 Evolução Histórica

A criação dos primeiros Sistemas Elétricos no Brasil ocorreu no período que vai do final do século XIX às primeiras duas décadas do século XX, compostos basicamente por Pequenas Centrais Hidrelétricas.

Segundo PAULON e MARTINS NETO (2000), o aparecimento das pequenas centrais hidrelétricas deve-se basicamente à necessidade de fornecimento de energia para serviços públicos de iluminação, tal período marcou pela substituição dos lampiões a óleo pelas lâmpadas elétricas consolidando o desenvolvimento da geração de energia no país, e para atividades econômicas ligadas a mineração. Neste período, a grande maioria das unidades era de pequena potência, pois os altos custos inviabilizavam a instalação de grandes usinas geradoras.

Segundo TOLMASQUIM (2005), em 1899 foi constituída em Toronto Canadá, a São Paulo Railway, Light and Power Company Limited, por iniciativa de um grupo de capitalistas canadenses. Seu objetivo inicial ia além da produção utilização e comercialização de eletricidade, abrangendo igualmente o estabelecimento de linhas férreas, telegráficas e telefônicas. Garantido o monopólio dos serviços de bondes elétricos e de fornecimento de energia, a companhia canadense começou a crescer.

Ainda segundo TOLMASQUIM (2005), as atividades de geração e distribuição de energia elétrica no Brasil, até 1920, não se restringiam às desenvolvidas pelo grupo Light. Ao lado dela, que atuava no eixo mais dinâmico da economia do país, havia um grande número de unidades isoladas, instaladas em diversos pontos do território brasileiro. O recenseamento de 1920 indicava a existência de 209 geradores hidrelétricos, totalizando uma potência total de aproximadamente 272.000 kW.

A partir da década de 1950 deu-se início à centralização do sistema de geração brasileiro, dando ênfase às grandes plantas de geração, deixando de lado, quase na obsolescência as PCH. Apenas na década de 1980 é que se deu o primeiro esforço para resgatar as PCH como um importante agente de desenvolvimento social.

Apesar das Pequenas Centrais Hidrelétricas terem surgido no final do século XIX, a sua definição somente foi mencionada na legislação do setor elétrico em 1982, através da Portaria DNAEE 109 de 24 de novembro de 1982, que determinou serem PCHs aquelas centrais hidrelétricas que possuíssem a potência instalada total de, no máximo, 10 MW e atendessem as seguintes características:

- Operação em regime de fio d'água ou de regularização diária;
- Provisão de barragens e vertedouros com altura máxima de 10m;

- Sistema adutor formado apenas por canais a céu aberto ou tubulações, não utilizando túneis;

- Dotação de unidades geradoras com potência individual de até 5 MW.

Segundo FILHO (2005) na ainda na década de 1980, o Governo Federal procurou incentivar a implantação de pequenas centrais através do Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PNPCH) do Ministério de Minas e Energia - MME promovendo estudos, cursos, subsídios técnicos e legais para o desenvolvimento do assunto. Mesmo considerando que o programa foi criado visando a autoprodução e ao atendimento aos mercados isolados do Norte do país, pouca coisa se efetivou devido a vários motivos, entre eles:

- A opção pela geração em grandes blocos de energia;
- Cenário econômico nacional de recessão na década 1984/1993;
- A ciranda financeira com altas taxas de juros penalizando atividades produtivas;
- A inexistência de déficit de energia durante a crise econômica;
- Opção pela extensão de sistemas de transmissão associados aos baixos níveis de tarifas de energia elétrica praticadas pelas concessionárias de distribuição;
- As vantagens relativas das alternativas térmicas com grupos geradores mais baratos e o preço do petróleo internacionalmente estabilizado.

Segundo SOUZA (2005) a retomada das centrais de pequeno porte se deu com a crise energética de 2001 e com a desverticalização das empresas de energia no final da década de 90. Fato ressaltado com a criação, em 1998, de um centro de pesquisa voltados as PCHs, o Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas – CERPCH, sediado na Universidade Federal de Itajubá e cujo comitê diretor é composto por 13 instituições dentre elas o Ministério de Minas e Energia, Ministério de Ciência e Tecnologia, Ministério do Meio Ambiente, Eletrobrás, Furnas, Cemig, Aneel e USP.

Estas alterações conjugadas com alguns incentivos introduzidos na legislação, tais como:

- A criação da figura do Produtor Independente de Energia Elétrica – PIE, como agente gerador, totalmente exposto ao regime de mercado livre, buscando produzir energia por sua conta e risco;
- O livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, permitindo que os geradores e os consumidores tenham total garantia para firmar contratos, retirando, desta forma, essa barreira de entrada a novos agentes;
- O desconto de no mínimo 50% nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, ampliada para 100%, no caso das centrais que entrarem em operação até 2003;

- A criação da figura do comercializador, com a definição de uma quarta atividade (além de geração, transmissão e distribuição) responsável pela execução de parte importante do mercado, assumindo riscos e realizando o “hedge” dos contratos;
- A isenção do pagamento da compensação financeira por área inundada;
- O aumento do número de consumidores “livres” com a redefinição dos limites para consumidores com demanda superior a 500 kW atendidos em qualquer nível de tensão;
- No caso dos sistemas isolados, a utilização dos recursos constantes na Conta de Consumo de Combustível – CCC, por meio de sua sub-rogação;
- O lançamento do Programa PCH-COM, da Eletrobrás, em 1998, que não ofereceu resultados práticos, porém foi de grande importância ao mercado, sendo, assim como a PRÓ-EÓLICA, uma introdução a criação do PROINFA, sinalizando aos investidores os princípios gerais que deveriam ser considerados;
- A criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, legitimada no Congresso Nacional, por meio da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002;
- Criação do programa de incentivo as PCHs estadual - Minas PCH – realizado pela Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) em 2005.

Trouxeram esta tecnologia do ostracismo a um desenvolvimento pujante, restando agora fazer com que os projetos se concretizem em obras e estas entrem em operação.

2.4.2 Elementos Constituintes de uma PCH

Uma Pequena Central Hidrelétrica instalada em um local com queda natural, normalmente possui a seguinte constituição um barramento a montante da queda, contendo o vertedouro e a tomada d’água. A casa de força normalmente é posicionada longe do barramento.

2.4.2.1 Barragem

A barragem tem por finalidade represar a água, visando, o aumento do desnível de um rio para produzir uma queda, a criação de um pequeno lago ou, simplesmente, o levantamento do

nível da água a fim de possibilitar e facilitar sua entrada num canal, túnel, tubulação adutora ou conduto forçado.

A prática atual em projetos de aproveitamentos hidrelétricos tem adotado, preferencialmente, os seguintes tipos de barragens:

a) Barragem de terra; esse tipo de barragem é apropriado para locais onde a topografia se apresente suavemente ondulada, nos vales pouco encaixados, e onde existam áreas de empréstimo de materiais argilosos ou arenosos suficientes para a construção do maciço compactado.

Destaca-se que, no projeto, deve ser obrigatoriamente analisado o balanceamento de materiais, no que diz respeito à utilização dos materiais terrosos provenientes das escavações exigidas para a execução da obra, como, por exemplo, as do canal de adução, se houver, e das fundações das estruturas de concreto.

Um local considerado adequado para implantação de uma barragem de terra, além dos aspectos anteriormente citados, deverá possuir as seguintes características:

- Áreas de empréstimo e pedreiras localizadas em cotas superiores às da barragem, visando facilitar o transporte de materiais;
- O eixo deve ser posicionado no local mais estreito do rio, visando-se reduzir o volume da barragem;
- As margens do reservatório devem ser estáveis, visando-se minimizar escorregamentos.

b) Barragem de enrocamento; esse tipo de barragem, com espaldares de rocha e núcleo impermeável, é apropriada para os vales medianamente encaixados em regiões rochosas, nas quais o capeamento de solo muitas vezes não existe ou é pouco espesso, onde existam condições adequadas de fundações e pedreiras facilmente exploráveis a custo competitivo e/ou excesso de escavações obrigatórias em rocha. A inexistência de áreas de empréstimo de solos argilosos torna antieconômica à adoção de barragem de terra nesses locais.

Um local considerado adequado para a implantação de uma barragem de enrocamento deverá possuir as seguintes características:

- Disponibilidade de material rochoso em quantidade suficiente. Normalmente é necessário desmontar 100 m³ de rocha para cada 130 m³ lançados no corpo da barragem. As pedreiras devem estar localizadas preferencialmente em cotas superiores às da área de construção da barragem, visando facilitar o transporte de materiais;
- Possibilidade de utilização direta do material, sejam os mesmos provenientes da escavação das fundações das outras estruturas ou das pedreiras;

- A largura do vale, na cota da crista da barragem, deve ser a mais estreita no trecho aproveitável do rio, visando-se reduzir o volume da barragem;

- As fundações e as ombreiras devem ser resistentes e estanques;
- Facilidade de construção e de acessos.

c) Barragem de concreto; a barragem de concreto considerada neste estudo é a do tipo muro-gravidade, capaz de resistir, com seu peso próprio, à pressão da água do reservatório e à subpressão das águas que se infiltram pelas fundações.

Esse tipo de barragem é recomendado para vales estreitos, encaixados, em maciço rochoso pouco fraturado e com boas condições de fundação.

A seção da barragem pode incorporar o vertedouro quando as condições topográficas do local dificultar a concepção de vertedouro lateral.

Um local considerado adequado para o projeto de uma barragem de concreto deverá possuir as seguintes características:

- A largura do vale na crista da barragem deve ser a mais estreita do trecho aproveitável do rio, visando-se reduzir o volume da barragem;
- Disponibilidade de pedreiras para obtenção da brita e jazidas de areia facilmente exploráveis nas proximidades do local;
- Facilidade de conseguir cimento em quantidade suficiente na região;
- As fundações e as ombreiras devem ser resistentes. O maciço rochoso deve ser pouco fraturado (1 a 3 fraturas/metro). A camada aluvionar na região das fundações, caso exista, não deverá ser muito espessa (2,0 m), visando não onerar o custo da obra com o serviço de remoção da mesma;
- Facilidade de construção e de acessos.

2.4.2.2 Vertedouro

Para o vertedouro de forma geral, dependendo do porte da obra, nos projetos de PCH podemos definir três tipos básicos de solução para o extravasamento do excesso de água afluente ao local do aproveitamento:

- Por um canal lateral, em cota elevada em relação ao leito natural do rio, com soleira vertedoura a jusante;

- Por sobre o próprio corpo da barragem, ao longo de toda a extensão da crista ou parte dela;

- Através da combinação dos tipos acima citados.

O tipo de solução usada rotineiramente é um vertedouro incorporado ao barramento de concreto, com um trecho rebaixado para verter a descarga de projeto. Secundariamente, pode-se utilizar uma soleira (barragem) de enrocamento com talude de jusante bem suave, caso haja rocha disponível no local.

A escolha entre um tipo e outro dependerá da comparação de custos e benefícios entre ambas. O vertedouro deverá ser dimensionado para descarregar a vazão máxima determinada pelo projeto (Q_{\max}).

2.4.2.3 Circuito de Adução

O circuito de adução típico das PCHs varia, a cada caso, e em função do local a ser instalado, mas basicamente contempla: Tomada d'água, canal, tubulação em baixa pressão ou túnel de adução, câmara de carga ou chaminé de equilíbrio e o conduto forçado.

No local escolhido para realização dos cálculos e desenhos do pré-projeto de uma PCH, o circuito de adução será constituído pelos seguintes elementos: Uma tomada d'água, um túnel de adução, uma chaminé de equilíbrio e um conduto forçado. Estes elementos serão os responsáveis por transportar a água do leito do rio até a casa de máquinas.

As definições e processos para a determinação dos elementos que serão utilizados na PCH serão apresentados a seguir:

a) A tomada d'água; tem por finalidade captar e permitir o acesso da água a tubulação que a conduzira à turbina, e fechar a entrada d'água quando se fizer necessário, normalmente, inclui grades de proteção para impedir a entrada de corpos estranhos transportados pelo curso d'água que possam danificar os equipamentos da PCH.

A tomada d'água deve possuir uma forma que reduza as perdas de carga ao mínimo possível em todos os seus trechos, aconselha-se o estudo, em modelo reduzido, a forma da tomada d'água em planta e principalmente o ângulo que forma o eixo da entrada com o eixo do rio, para se evitar a formação de vórtices e contrações que causarão grande perda de carga, depósitos de lodo e areia e eventualmente podendo ainda causar erosões nas beiras e no fundo da mesma.

A estrutura de tomada d'água será localizada, sempre que possível, deve ser localizada junto à margem do reservatório, ao longo de trechos retos. Nos trechos em curva, a tomada d'água deve ser posicionada do lado côncavo, pois os sedimentos transportados pelo escoamento, na maior parte, se depositam na parte convexa.

Além disso, como na parte côncava as profundidades, geralmente, são maiores, os sedimentos transportados por arraste não serão captados, no caso da tomada d'água de superfície.

A tomada d'água deve ser dimensionada levando-se em consideração a vazão máxima de projeto e a velocidade máxima na grade. As dimensões da passagem hidráulica, largura x altura, serão definidas em função da vazão a ser aduzida, fazendo-se o uso da equação da continuidade.

As grades da tomada d'água tem por finalidade barrar a entrada de troncos de madeira, ou quaisquer outros corpos estranhos que possam ser transportados pelo rio e que sejam prejudiciais ao funcionamento da PCH, os valores recomendados para o dimensionamento da grade podem ser observados na tabela 2.5 a seguir.

As grades são normalmente construídas de barras chatas de aço SAE 1020, onde as perdas de carga podem ser minimizadas dando as barras chatas um formato mais hidrodinâmico, porém a fabricação com este novo formato é relativamente caro, e em geral o maior custo na fabricação da grade não é compensado pelo ganho de queda nas turbinas.

As grades devem ser limpas regularmente e quando o parâmetro a montante é inclinado deve obedecer a mesma inclinação, normalmente de 75° a 80°. A distância livre entre as barras depende do tipo e das dimensões físicas da turbina e, conseqüentemente, das passagens livres entre as pás móveis do rotor.

Tabela 2.5 – Valores para distância livre entre as barras da grade de proteção

Tipo da turbina	Vão livre entre as barras
Pelton	1/5 do diâmetro do bocal
Kaplan de médias dimensões e Francis	5 a 8cm
Kaplan de grandes dimensões	8 a 15cm

Fonte: Usinas Hidrelétricas, Gerhard P. Schreiber 1981.

Sobre a velocidade da água passando pelas grades da tomada d'água, existe uma grande divergência entre as indicações entre as indicações dos diversos autores desta área portanto adotaremos os valores fornecidos como ideais por Schreiber 1981, que diz que esta velocidade não pode ultrapassar 1,0 a 1,2 m/s.

A estrutura da tomada d'água será dimensionada considerando-se a vazão máxima de projeto (Q_{\max}) e a velocidade máxima da água na grade de proteção, fazendo-se o uso da equação da continuidade, equação 2.1:

$$A = \frac{Q}{v} \quad (2.1)$$

Onde:

v velocidade do escoamento na grade de proteção (m/s);

Q vazão d'água (m^3/s);

A área da seção plana da tomada d'água (m^2).

Apenas para se ter uma idéia do porte deste elemento da estrutura, com base numa vazão de $20 m^3/s$ e considerando-se a velocidade máxima anteriormente definida ($1,0 m/s$), ter-se-á uma área útil de escoamento, na tomada d'água, da ordem de $20 m^2$. Considerando-se um tirante de água, no canal de adução, da ordem de $2 m$, tem-se uma estrutura com uma largura estimada de $10 m$, portanto para o dimensionamento da área da tomada d'água utilizamos a equação 2.2:

$$A = b_t h_t \quad (2.2)$$

Onde:

b_t largura da tomada d'água (m);

h_t altura da tomada d'água (m);

A área da tomada d'água.

As perdas de carga nas grades estão relacionadas com a velocidade d'água, porém são muito pequenas e geralmente são desprezíveis em comparação as demais perdas da PCH, a perda de carga na grade da tomada d'água pode ser estimada utilizando-se a fórmula de Kirschmer, equação 2.3:

$$h_g = k_g \left(\frac{e_1}{e_2} \right)^{4/3} \text{sen } \theta_1 \frac{V_g^2}{2g} \quad (2.3)$$

Onde:

- h_g perda na grade (m);
- e_1 espessura ou diâmetro das barras (mm);
- e_2 espaçamento entre as barras (mm);
- θ_1 inclinação da grade;
- V_g velocidade junto à grade (m/s);
- k_g coeficiente de perda de carga cujo valor depende das dimensões da grade.

Na tabela a seguir apresentam-se os valores mais comuns para o coeficiente de perda de carga, que depende do tipo de barra de aço utilizada na construção da grade de proteção.

Tabela 2.6 – Valores do coeficiente de perda de carga

Tipo das barras	e_1 / b (*)	k_g
Retangulares	≥ 5	2,42
Redondas	≥ 5	1,79

Fonte: Manual de diretrizes básicas para projetos de PCHs da Eletrobras.

(*) b = largura das barras

A perda de carga na entrada da tomada d'água pode ser estimada através da equação 2.4 cujo coeficiente de perda k_g varia conforme o formato da entrada.

$$h_i = k_a \frac{v^2}{2g} \quad (2.4)$$

Onde:

- h_i perda de carga na entrada da tomada d'água (m);
- v velocidade média imediatamente a jusante da entrada (m/s);
- k_a coeficiente que varia com o tipo de tubulação (ver Tabela 2.10);
- g aceleração da gravidade (m/s²).

b) Túnel de Adução em Baixa Pressão; como a construção de um canal de adução em superfície livre não é viável, devemos utilizar um túnel de adução em baixa pressão como meio de ligação entre a tomada d'água e a entrada do conduto forçado.

O túnel de adução deve ser projetado para resistir à pressão máxima interna decorrente das condições operacionais extremas da usina.

O traçado do túnel deve representar, de preferência, a ligação mais curta entre a tomada d'água e a chaminé de equilíbrio e deve atender ao critério de cobertura mínima de rocha preconizado por Bergh-Christensen e Dannevig (1971).

Em perfil, o túnel deve ser traçado de modo que o ponto mais alto fique sempre, com segurança, abaixo da linha piezométrica no caso mais desfavorável, isto é, quando o nível d'água alcança o mínimo minimorum no reservatório e na chaminé de equilíbrio (se existir).

O ângulo de mergulho deverá ser adequado à necessidade de recobrimento de rocha, não se recomendando declividades inferiores a 1%, tendo em conta aspectos construtivos ligados à drenagem das águas de infiltração. De forma geral, a declividade máxima deve se limitar a 12%. Quando a geometria do arranjo exigir, os trechos de grande declividade devem ser concentrados em pequenas extensões, tendo em conta requererem métodos construtivos diferenciados.

Considerando a qualidade do maciço, nos trechos em que o critério de cobertura mínima de rocha é atendido, a princípio não será previsto revestimento do túnel. O revestimento deve ser necessário, apenas, nos trechos onde a cobertura de rocha é insuficiente e, em trechos localizados, por imposições geológico/construtivas.

A perda de carga gerada na entrada do túnel de adução deve ser considerada e calculada pela equação 2.5:

$$h_e = k_e \frac{v^2}{2g} \quad (2.5)$$

Onde:

h_e perda de carga na entrada do túnel de adução (m);

v velocidade média imediatamente a jusante do túnel (m/s);

k_e coeficiente variável em função da forma da boca do conduto, como ilustrado na

Figura 2.3, a seguir;

g aceleração da gravidade (m/s²).

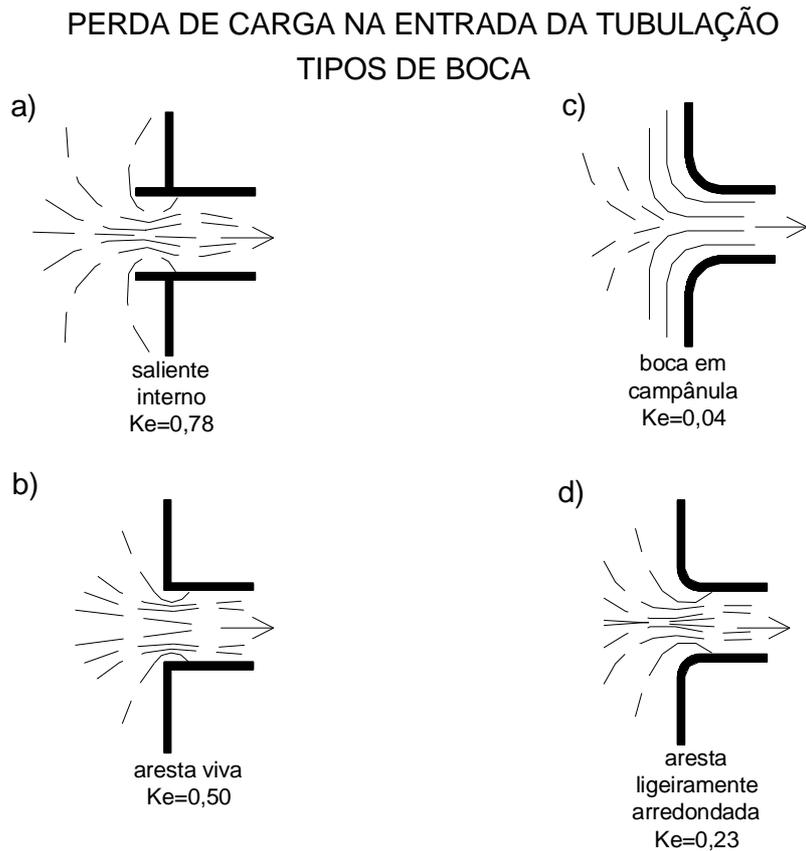


Figura 2.3 – Coeficiente de perda de carga k_g .

Fonte: Manual de diretrizes básicas para projetos de PCHs.

A perda de carga a ser assumida para o projeto do túnel é uma questão econômica, devendo ser compreendida como uma quantidade renunciada de energia.

A estimativa da perda é feita estabelecendo-se hipóteses para o diâmetro e rugosidade das paredes do túnel, por seus trechos característicos. A perda de carga no túnel de adução, de forma geral, deve variar entre 2% e 5% da queda bruta disponível para geração.

Os dados e parâmetros para o dimensionamento hidráulico do túnel são os relacionados pela formulação de Darcy-Weisbach, a qual determina a perda de carga do túnel de adução, equação 2.6:

$$h_f = f \frac{L V^2}{D 2g} \quad (2.6)$$

Onde:

h_f perda de carga no túnel (m);

f coeficiente de Darcy-Weisbach;

- L comprimento do túnel (m);
 D diâmetro de referência (base ou altura da seção arco-retângulo) (m);
 V velocidade média do escoamento no túnel (m/s);
 g aceleração da gravidade (m/s²).

A velocidade de escoamento (v) será calculada pela equação da continuidade, equação 2.7:

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{4Q}{\pi D^2} \quad (2.7)$$

Onde:

- v velocidade do escoamento (m/s);
 Q vazão d'água (m³/s);
 A área da seção plana da tubulação (m²);
 D diâmetro da tubulação (m).

O coeficiente de perda de carga f é uma função da rugosidade da parede, do diâmetro do túnel e da velocidade do escoamento. Simplificadamente pode ser estimado pela equação 2.8 a seguir.

$$f = 124,58 \frac{n^2}{D^{0,333}} \quad (2.8)$$

Onde:

n Coeficiente de Manning, que varia em função da rugosidade das paredes do túnel, apresentado na tabela 2.7 a seguir.

Tabela 2.7 – Valores do coeficiente de Manning

Revestimento	η
Sem revestimento	0,025
Concreto	0,013
Aço	0,01

Fonte: Manual de diretrizes básicas para projeto de PCHs.

Na determinação da espessura do túnel de adução em baixa pressão para o caso específico de tubulações em aço, a equação genérica é a seguinte:

$$e = \frac{P_i D}{2\sigma_f k_f} + e_s \quad (2.9)$$

Onde:

- e espessura da parede (mm);
- Pi pressão hidrostática máxima interna (kgf/cm²);
- D diâmetro interno (mm);
- σ_f tensão admissível de resistência à tração do material (kgf/cm²);
- e_s sobre espessura para corrosão igual a 1 mm;
- k_f eficiência das soldas (tabela).

Tabela 2.8 – Valores de eficiência da solda

TUBULAÇÃO	Kf
Sem costura	1.00
Com costura	1.00
Sem radiografia e alívio de tensões	0.80
Com radiografia ou com alívio de tensões	0.90
Com radiografia e alívio de tensões	1.00
Costura com solda por fusão elétrica	0.80
Costura com solda por resistência elétrica	1.00

Fonte: Manual de diretrizes básicas para projetos de PCHs.

Segundo o manual de diretrizes para projetos de PCHs da ELETROBRÁS, recomenda-se por segurança a adoção para a tubulação de baixa pressão da espessura mínima de parede dos condutos forçados, haja vista que qualquer defeito de laminação ou efeitos da corrosão afetam o valor da espessura percentualmente. Esse reflexo é maior nas chapas mais finas e é mais difícil a confecção de uma boa solda neste tipo de chapa.

Além disso, adotar esta espessura mínima também é recomendado por motivos construtivos, de montagem e de transporte.

A necessidade de revestimento/escoramento será condicionada por considerações econômicas e pela qualidade do maciço rochoso a ser atravessado, a qual deve ser avaliada, como já exposto, por geólogo com experiência. Na escavação do túnel, entretanto, sempre devem ser previstas surpresas, em trechos do maciço de qualidade inferior à prevista, onde serão necessários aplicar métodos de escoramento, tratamentos e contenção específicas.

Normalmente, o túnel de adução apresenta dois trechos distintos:

- um trecho, normalmente, mais longo, sem revestimento, enquanto o túnel percorre o maciço com cobertura suficiente, de acordo com o critério adotado por projeto, no caso, de Bergh-Christensen e Dannevig; e
- um trecho, normalmente, curto, no desemboque, em conduto forçado, a céu aberto, ou em túnel revestido, quando a cobertura de rocha for insuficiente.

c) A Chaminé de Equilíbrio; é um reservatório de eixo vertical, normalmente instalado ao final da tubulação de adução de baixa pressão e a montante do conduto forçado, possui as seguintes finalidades:

- Amortecer possíveis variações de pressão, que se propagam pelo conduto forçado e o golpe de aríete decorrente do fechamento rápido da turbina;
- Armazenamento de água a fim de fornecer ao conduto forçado a vazão inicial provocado pela abertura de alguma turbina, até que se estabeleça o regime contínuo.

Sempre que possível a chaminé de equilíbrio deve ser instalada o mais próximo possível da casa de força, tentando assim reduzir o comprimento do conduto forçado e os efeitos do golpe de aríete.

A indicação da necessidade de instalação de uma chaminé de equilíbrio é obtida a partir de a relação a seguir:

$$\frac{L_{cf}}{H_b} \leq 5 \quad (2.10)$$

Onde:

L_{cf} comprimento do conduto forçado (m);

H_b queda bruta (m).

Assim, se $L_{cf} > 5 H_b$, tem-se uma indicação inicial da necessidade de instalação de uma chaminé de equilíbrio.

A real verificação dessa necessidade deverá ser feita pelo critério da constante de aceleração do escoamento no conduto forçado, como indicado pela equação 2.11 abaixo:

$$t_h = \frac{v_{cf} L_{cf}}{g H_b} \quad (2.11)$$

Onde:

t_h tempo de aceleração do escoamento no conduto forçado (s);

v_{cf} velocidade do escoamento no conduto forçado (m/s);

g aceleração da gravidade (9,81 m/s²).

Segundo o manual de diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas da ELETROBRAS os parâmetros que indicam que há necessidade de instalação da chaminé são:

- $t_h < 3,0$ s, não há necessidade de instalação da chaminé;
- $3,0 \text{ s} < t_h < 6,0$ s, a instalação é desejável, mas não obrigatória;
- $t_h > 6,0$ s, é obrigatória a instalação da chaminé.

O dimensionamento da chaminé de equilíbrio para garantir a estabilidade das oscilações do nível d'água no interior da chaminé, deve possuir uma seção transversal com área interna mínima, calculada pela equação de Thoma, equação 2.12, como segue:

$$A_c = \frac{v^2}{2g} x \frac{L_{ta} A_{ta}}{(H_{\min} - h_{ta}) h_{ta}} \quad (2.12)$$

Onde:

- A_c área interna mínima da seção transversal da chaminé de equilíbrio (m^2);
- v velocidade do escoamento na tubulação adutora;
- g aceleração da gravidade (m/s^2);
- L_{ta} comprimento da tubulação adutora (m);
- A_{ta} área interna da seção transversal da tubulação adutora (m^2);
- H_{min} queda mínima (m);
- h_{ta} perda de carga no sistema adutor, entre a tomada d'água e a chaminé (m).

A soma da perda de carga total no sistema adutor é igual a soma das perdas de carga em cada ponto da adução, o que resulta na equação 2.13 abaixo:

$$h_{ta} = h_i + h_f + h_g + h_e \quad (2.13)$$

Onde:

- h_{ta} perda de carga no sistema adutor a montante da chaminé de equilíbrio (m);
- h_i perda de carga inicial da tomada d'água (m);
- h_f perda de carga no túnel de adução (m);
- h_g perda de carga na grade de proteção da tomada d'água (m);
- h_e perda de carga na entrada da tomada d'água (m).

Outro dado importante no dimensionamento da chaminé de equilíbrio para se calcular é a elevação (Y_e) do nível d'água estático máximo e a depleção (Y_d) do nível d'água estático mínimo, os quais são dimensionados pela fórmula.

$$Y_e = Y_d = v \sqrt{\frac{A_{ta} L_{ta}}{g A_c}} \quad (2.14)$$

Onde:

- Y_e elevação do nível d'água estático máximo (m);
- Y_d depleção do nível d'água estático mínimo (m);
- v velocidade do fluido (m/s);

A_{ta} área interna da tubulação adutora (m²);

L_{ta} comprimento da tubulação adutora (m);

g aceleração da gravidade (m/s²);

A_c área interna mínima da seção transversal da chaminé de equilíbrio (m²);

Considerando-se as perdas no sistema adutor

$$Y_E = z_e Y_e \quad (2.15)$$

$$z_e = 1 - \frac{2}{3}k + \frac{1}{9}k^2 \quad (2.16)$$

$$k = \frac{h_{ta}}{Y_e} \quad (2.17)$$

h_{ta} perda de carga no sistema adutor, entre a tomada d'água e a chaminé (m).

Cálculo da depleção Y_D

Para o cálculo da depleção Y_D , é necessário verificar a depleção consecutiva à elevação máxima, decorrente do fechamento total (100%) da turbina;

Para a verificação, procede-se como descrito a seguir:

Calcula-se a depleção máxima:

$$Y_D = z_d Y_d \quad (2.18)$$

O valor do coeficiente z_d é obtido do gráfico da figura 2.5, baseadas nos gráficos de M.M. Calame e Gaden, entrando-se com o parâmetro:

$$k' = \frac{h'_{ta}}{Y_d} = \frac{h'_{ta}}{Y_e} \quad (2.19)$$

Onde:

h'_{ta} perda de carga no sistema adutor, entre a tomada d'água e a chaminé (m), com a perda de carga por atrito na tubulação (h'_a) calculada para paredes ásperas.

A altura da chaminé de equilíbrio (H_c) será determinada então por meio da equação 2.20, abaixo:

$$H_c = Y_E + y_E + Y_D + y_D + Y_R \quad (2.20)$$

y_E e $y_D = 1,0$ m - acréscimo na altura da elevação e da depleção, por segurança;

Y_R depleção máxima do NA do reservatório.

Na depleção para centrais a fio d'água os níveis de segurança a serem considerados podem ser vistos na figura 2.4 abaixo.

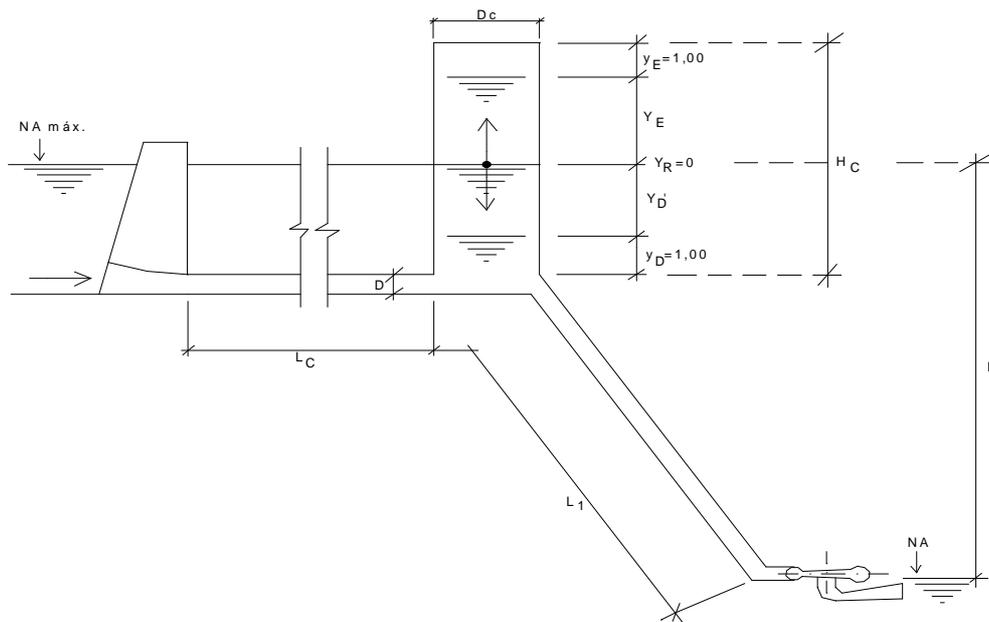


Figura 2.4 – Níveis de segurança para a depleção da chaminé de equilíbrio.

Fonte: Manual de diretrizes básicas para projetos de PCHs.

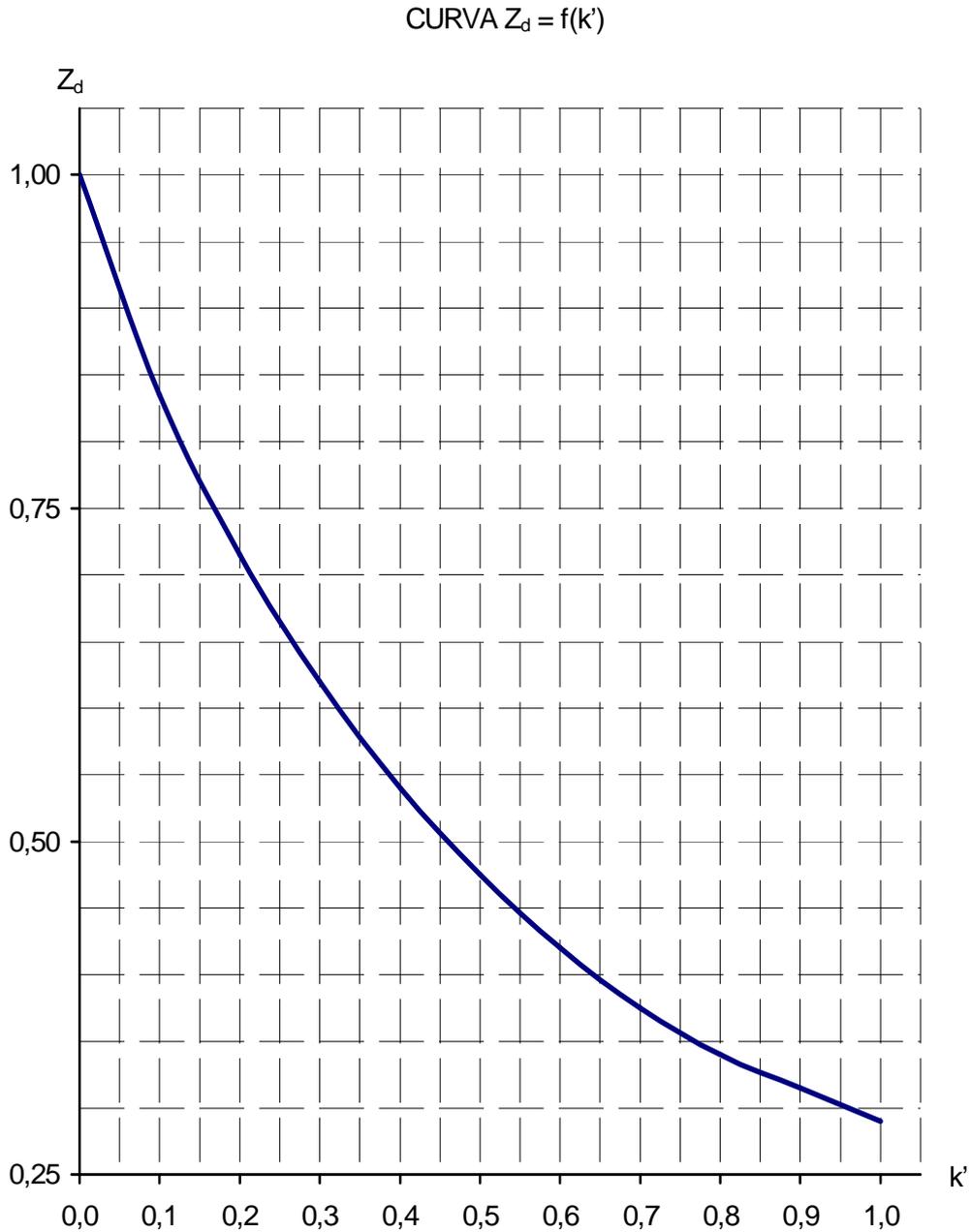


Figura 2.5 – Determinação do coeficiente Z_d em função de k' .

Fonte: Manual de Diretrizes Básicas para Projetos de PCHs.

d) Conduto forçado; neste estudo levaremos em consideração, apenas, o conduto forçado que possui o mesmo diâmetro ao longo de todo o comprimento.

O diâmetro econômico é aquele para o qual a relação custo-benefício é máxima, portanto, o diâmetro econômico é o diâmetro limite para o qual um aumento de sua dimensão, que significaria redução das perdas hidráulicas e, conseqüentemente, maior potência instalada, promove aumento do benefício energético sem que isso compense o acréscimo de custo associado.

Dadas às dificuldades de obter-se uma fórmula que considere exatamente os parâmetros acima mencionados, adota-se, neste estudo, o diâmetro calculado pela fórmula de Bondshu como o econômico.

$$D_e = 0,1277 \sqrt[3]{\frac{Q^3}{H_b}} \quad (2.21)$$

Onde:

- D_e Diâmetro econômico (m);
 Q Descarga de projeto (m³/s);
 H_b Queda bruta sobre o conduto (m).

Para as PCH, pode-se admitir que $h_s = 0,2 H_b$. Portanto, tem-se $H_t = 1,2 H_b$ e substituindo-se na fórmula anterior, tem-se, a equação 2.22:

$$D_e = 123,77 \sqrt[3]{\frac{Q^3}{H_t}} \quad (2.22)$$

Após o cálculo do diâmetro econômico, deve-se verificar se a velocidade máxima admissível para cada tipo de tubulação, listada na tabela a seguir, é atendida.

Tabela 2.9 – Velocidade máxima admissível por material

MATERIAL	$V_{\text{máx}}$ admissível (m/s)
Aço	5,0
Concreto	3,0

Fonte: Manual de diretrizes básicas para projetos de PCHs.

Verificação da Velocidade

Novamente faremos o uso da equação da continuidade, equação 2.7, agora à velocidade é estimada através da sua aplicação.

Verificação da Perda de Carga

Conhecidos o diâmetro econômico D_e e a velocidade no interior do conduto v estima-se a perda de carga devido ao atrito, desprezando-se as demais, utilizando-se a fórmula de Scobey, como descrito a seguir.

$$h_a = 410 \times 10^3 K_a \frac{v^{1,9}}{0,001 D_i^{1,1}} L_{cf} \quad (2.23)$$

Onde:

h_a Perda de carga gerada por atrito (m);

L_{cf} Comprimento do conduto (m);

k_a Coeficiente que varia com o tipo de tubulação (ver Tabela 2.10);

D_i Diâmetro interno do conduto (m).

Tabela 2.10 – Valores do coeficiente K_a

CONDUTO	k_a
Aço novo com juntas e sem costura	0,32
Cimento-amianto	0,34
Concreto armado	0,38

Fonte: Manual de diretrizes básicas para projetos de PCHs.

A pressão normal estática ao longo do conduto forçado sofre variações decorrentes do golpe de aríete quando há mudanças súbitas de vazão, resultantes de fechamentos ou aberturas rápidas, parciais ou totais, do dispositivo de fechamento da turbina.

Essas variações, positivas (sobrepessões) ou negativas (depressões), conforme o engolimento da turbina diminua ou aumente repentinamente, condicionam a espessura da chapa

do conduto. Essas variações são estimadas pelo Método de Allievi, como apresentado a seguir, para condutos com uniformidade de espessura de parede e de diâmetro interno.

$$h_s = (Z^2 - 1)H_b \quad (2.24)$$

Onde:

h_s Sobrepessão ou depressão (m), cujo limite máximo é igual a $0,35H_b$;

H_b queda bruta (m);

Z^2 Parâmetro obtido dos gráficos de Allievi, para sobrepressão e depressão, em função dos parâmetros ρ e θ , os quais são calculados utilizando-se as fórmulas a seguir.

$$\rho = \frac{v_p V}{2gH_b} \text{ e } \theta = \frac{v_p t}{2L_{cf}} \quad (2.25)$$

ρ constante da linha;

θ nº de intervalos $2L/v_p$ contidos em t ;

v_p celeridade da onda de pressão (m/s);

V velocidade do escoamento (m/s);

g aceleração da gravidade = $9,81 \text{ m/s}^2$;

H_b queda bruta (m);

t tempo de fechamento do dispositivo de fechamento da turbina (s);

L_{cf} comprimento do conduto (m).

Na falta de informações do fabricante da turbina, podemos adotar para o tempo de fechamento da turbina:

$t = 6,0 \text{ s}$, para condutos curtos: $L \leq 3H_b$;

$t = 10 \text{ s}$, para condutos longos: $L > 3H_b$.

A velocidade da onda de pressão é determinada pela equação a seguir.

$$v_p = \frac{9900}{\sqrt{48,3 + K \frac{D_i}{e}}} \quad (2.26)$$

D_i Diâmetro interno do conduto (mm);

e Espessura do conduto (mm);

K Coeficiente que depende do material do conduto, conforme Tabela 2.11.

Valores da constante K , para determinados materiais, quais sejam, os mais utilizados nas construções de PCHs.

Tabela 2.11 – Valores do coeficiente K

CONDUTO	K
Aço	0,50
Ferro fundido	1,00
Chumbo	5,00
Madeira	10,00
Concreto	5,00

Fonte: Manual de diretrizes básicas para projetos de PCHs.

Perda nas bifurcações (h_b)

A perda de carga nas bifurcações é calculada utilizando-se a expressão a seguir.

$$h_b = k_b \frac{V^2}{2g} \quad (2.27)$$

Onde:

V velocidade média no conduto, a montante da bifurcação (m/s);

k_b coeficiente de perda de carga nas bifurcações, que depende da relação entre a área da seção de escoamento do conduto de “entrada”, A_e , e a área da seção de escoamento dos braços de “saída”, A_s , bem como da deflexão de cada um dos braços em relação ao alinhamento do tronco principal.

Quando o escoamento se dá pelos dois condutos, a jusante da bifurcação, o valor de k_b é muito menor do que quando apenas um está funcionando. Isto ocorre quando uma das unidades geradoras está parada ou quando apenas uma delas foi instalada, prevendo-se a instalação da outra no futuro.

Para deflexão de 30° ou ângulo de 60° entre os braços e relação $1 < A_e / A_s < 2$, recomenda-se adotar:

$k_b = 1,20$ - escoamento para uma unidade;

$k_b = 0,25$ - escoamento para duas unidades.

2.4.2.4 Casa de força

As casas de força têm a finalidade de alojar as máquinas e os equipamentos, possibilitar sua montagem e eventual desmontagem e a sua operação e manutenção. Todo projeto de uma casa de força deve visar, por isso, a futura operação com fim de facilitá-la e simplificá-la. Devemos ter em mente que durante qualquer tipo de conserto, a máquina fica parada deixando de produzir energia e conseqüentemente gerando perda de renda, por este motivo devemos prever já no projeto tudo o que possa facilitar e acelerar o conserto.

Cabe ressaltar que na escolha do tipo de casa de força deste trabalho foi considerada, apenas, a casa de força do tipo “exterior e abrigada”, pois os demais modelos de casa de força normalmente não são escolhas adequadas para pequenas centrais.

O arranjo típico da casa de força das pequenas centrais é condicionado pelo tipo e tamanho da turbina e do gerador. Esses equipamentos são selecionados e dimensionados como apresentado no item Tipos de turbina e Geradores. Também recomenda-se a colaboração de um arquiteto, já na fase de anteprojeto, para fixar, pelo menos em traços gerais, o aspecto estético da

obra, sempre respeitando as exigências de futuras operações com os equipamentos da casa de força.

Deveremos tomar cuidado com a previsão de espaço extra nas dependências da casa de força, áreas destinadas aos equipamentos elétricos e mecânicos auxiliares definidos particularmente em cada projeto.

Além disso, em cada caso, deverá ser analisada a necessidade de área específica para montagem dos equipamentos, cujas dimensões básicas deverão ser fornecidas pelo fabricante dos equipamentos principais.

Em qualquer caso, devemos prever a instalação de equipamentos de apoio a manutenção e instalação dos principais equipamentos, como, uma ponte rolante para os trabalhos de montagem e desmontagem em manutenções programadas, pois normalmente o peso dos equipamentos principais é grande.

Da mesma forma, deveremos analisar a necessidade de se prever uma sala para o centro de operação da PCH, que atualmente com o advento da informática o controle da pequena central pode ficar longe da mesma em um local considerado mais adequado a sua operação.

Devemos lembrar que, nos locais onde o desnível é criado pela barragem, a casa de força é acoplada a tomada d'água e, portanto, incorporada ao barramento.

Para a realização do dimensionamento da casa de força a definição das principais dimensões, depende da quantidade de itens e das dimensões básicas da turbina e do gerador, informações estas fornecidas pelo fabricante dos equipamentos.

Devemos ainda tomar cuidado, pois com base na potência, quantidade, tipo e dimensões das máquinas, deverão ser dimensionadas as dependências da casa de força destinadas aos equipamentos elétricos e mecânicos auxiliares.

As principais elevações da casa de força são definidas em função dos níveis d'água notáveis de jusante e da submergência da turbina. A qualidade da curva-chave é de extrema importância para a fixação dessas elevações, como, por exemplo, a cota do piso dos transformadores. Esse piso (cota), evidentemente, deve estar a salvo de inundação.

Deverá ser definida, ainda, a cota de fundação da casa de força, que depende da posição do tubo de sucção da turbina. Em seguida, definem-se as cotas e a disposição das galerias de drenagem.

A estabilidade da estrutura deverá ser verificada para os casos correntes de carregamento.

Os acessos externos deverão ser definidos em função da cota do piso principal da área de montagem, dos aspectos topográficos do local e das rampas admissíveis para os equipamentos de transporte e da disposição das obras a jusante.

Os transformadores podem ser instalados dentro ou fora da casa de força, em função das particularidades de cada caso.

2.4.2.5 Turbinas Hidráulicas

Conforme Schreiber (1977) são usadas, nas usinas hidrelétricas, dois tipos de turbinas hidráulicas, as de ação e as de reação. A Norma Brasileira P-TB-74 define estes dois tipos de turbinas da seguinte maneira: a turbina hidráulica de reação é “aquela em que o trabalho mecânico é obtido pela transformação de energia cinética e de pressão da água, em escoamentos através das partes girantes da máquina”, enquanto as de ação “transformam somente a energia cinética da água”.

Dentre os diversos modelos de turbinas hidráulicas existentes serão consideradas neste estudo somente aquelas utilizadas normalmente nas PCH que devem ser escolhidas de modo a se obter facilidade de operação e de manutenção, dando-se grande importância à sua robustez e confiabilidade, pois a tendência é de que a usina seja operada no modo não assistido, ou seja, à distância.

As turbinas hidráulicas dividem-se em quatro tipos principais: Pelton, Francis, Kaplan e Bulbo. Cada um destes tipos de turbina é adaptado para funcionar em usinas hidrelétricas, com uma determinada faixa de altura de queda (H) como podemos observar na figura 2.6. As vazões volumétricas (Q) podem ser igualmente grandes em qualquer uma das turbinas, mas a potência será proporcional ao produto da altura de queda e da vazão volumétrica, desconsiderando-se as perdas do sistema.

O índice η representa a eficiência total da turbina, a qual é definida como a fração de energia total da fonte de energia primária (no caso a água) que é convertida em energia útil (no caso potência de eixo).

As principais causas de perdas de energia em turbinas hidráulicas são: Perdas hidráulicas, ou seja, a água deixa a turbina com elevada velocidade, e esta quantidade de energia cinética não pode ser aproveitada; Perdas mecânicas, normalmente são originadas pelo atrito existente entre as partes móveis e fixas da turbina e calor perdido pelo aquecimento dos mancais de fixação da turbina.

Em todos os tipos de turbinas há alguns princípios básicos de funcionamento comuns. A água é coletada do rio pela tomada d'água, a montante da usina hidrelétrica que deve estar num nível mais elevado, e é levada através do sistema de adução até a entrada da turbina, dentro da turbina a água passa por um sistema mecânico o qual varia conforme o modelo da turbina e serve

para variar a potência gerada pela turbina procurando sempre se manter um valor constante. Após passar por este mecanismo a água chega ao rotor da turbina onde por transferência de quantidade de movimento parte da energia potencial dela é transferida ao rotor na forma de torque e velocidade de rotação. Devido a isso a água na saída da turbina sempre estará a uma pressão menor do que a inicial. Após passar pelo rotor um duto conduz a água até um trecho a jusante do rio, onde o nível é mais baixo.

Na escolha de uma turbina, devemos analisar, além dos parâmetros técnicos e do seu custo, a capacidade de imediato atendimento por parte do fabricante da mesma, em caso de problema durante o funcionamento, e a disponibilidade para fornecimento de peças sobressalentes.

Um parâmetro muito importante é a escolha da velocidade de rotação da turbina o qual depende da potência nominal, da altura de queda, do tipo de turbina e do tipo de gerador.

As características referentes a cada turbina serão tratadas juntamente com o tipo específico da turbina, porém a influência do tipo de gerador na escolha da velocidade de rotação da unidade é enfocado de um modo abrangente para os diversos tipos de turbinas.

Neste estudo são considerados três tipos de geradores: assíncrono, síncrono com multiplicador de velocidade e síncrono sem multiplicador.

Para o gerador assíncrono ou para o síncrono sem multiplicador, a velocidade de rotação é a mesma para turbina e gerador e, sendo assim, deve-se procurar a velocidade síncrona mais próxima da calculada (conforme fórmulas típicas para cada tipo de turbina).

Essa velocidade de rotação pode ser calculada pela relação

$$n = \frac{120f}{p} \quad (2.28)$$

Onde:

- n velocidade de rotação síncrona em rpm;
- f frequência da rede em Hertz;
- p no de pólos do gerador.

Se a unidade possui multiplicador de velocidade, a velocidade de rotação calculada para a turbina deve ser mantida, mesmo que não seja uma velocidade síncrona. A correção para a velocidade síncrona, a ser utilizada pelo gerador, será feita pelo multiplicador de velocidade.

Na seleção do tipo de turbina, a queda líquida (H_{liq} em metros) e a vazão de projeto por turbina (Q em m^3/s) são os parâmetros utilizados para a escolha preliminar do tipo de turbina, conforme podemos observar na figura 2.6.

A potência (kW) estimada na saída também pode ser obtida da mesma figura 2.6, bastando interpolar os valores das linhas oblíquas.

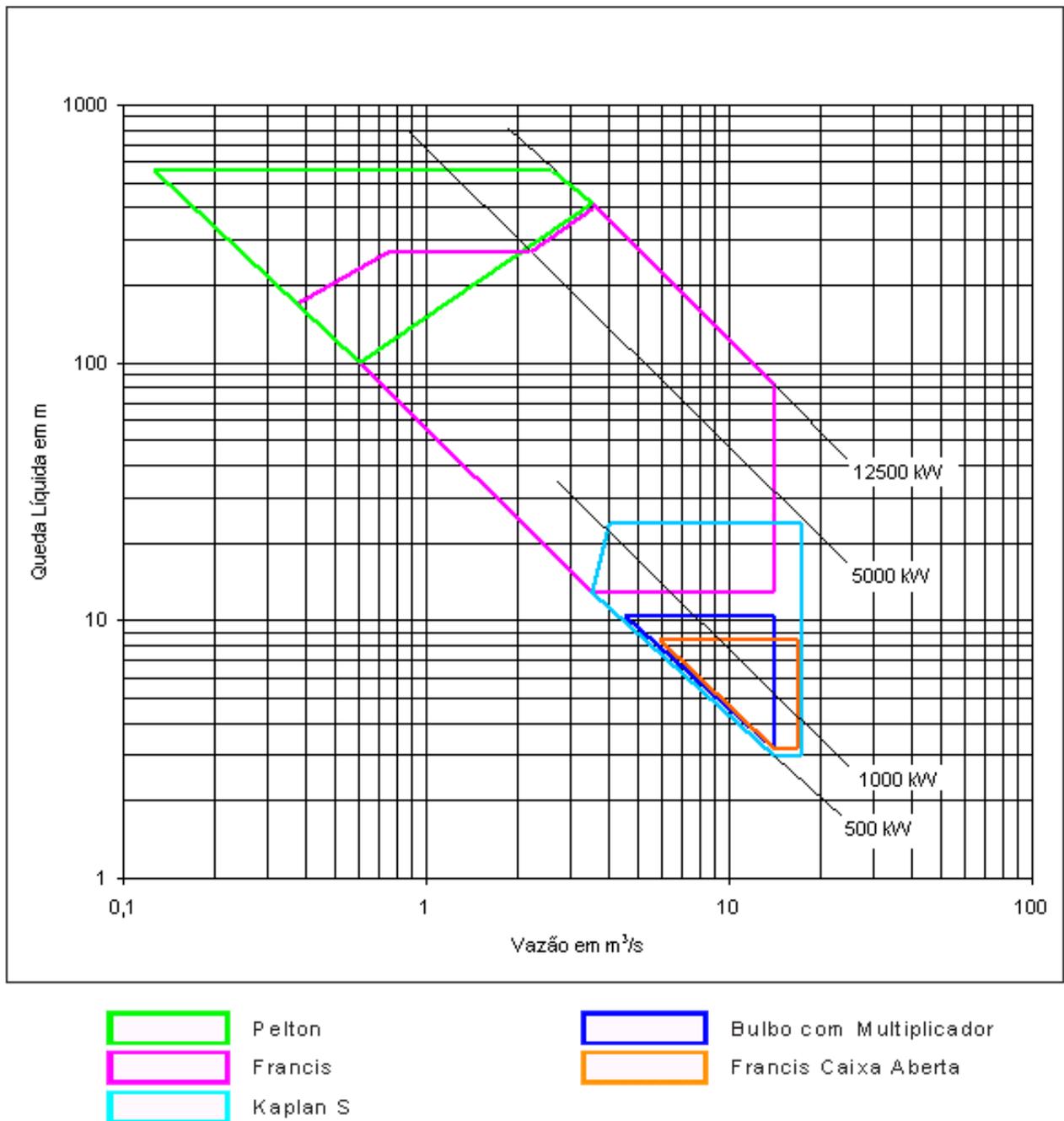


Figura 2.6 – Seleção do tipo de turbina hidráulica e potência estimada

Fonte: Manual de diretrizes básicas para projetos de PCHs.

A partir desses dados, é possível determinar a velocidade específica da turbina, fator importante para o seu dimensionamento futuro, pela fórmula :

$$n_s = \frac{nP_n^{0,5}}{H_{liq}^{1,25}} \quad (2.29)$$

Onde:

- n_s velocidade específica da turbina;
- n velocidade de rotação da turbina (rpm);
- P_n potência nominal da turbina (kW);
- H_{liq} queda líquida (m).

A Norma NBR 12591 – Dimensões Principais de Turbinas para PCH, utiliza o conceito de velocidade específica calculada através da queda e da vazão nominal pela fórmula:

$$N_{qr} = \frac{nQ_r^{0,5}}{H_r^{0,75}} \quad (2.30)$$

Onde:

- N_{qr} velocidade específica da turbina;
- n velocidade de rotação da turbina (rpm);
- Q_r vazão garantida ou nominal (m³/s);
- H_r altura de queda nominal (m).

A figura 2.4 mostrada neste estudo orienta o leitor para uma solução viável. Em alguns casos, as condições e parâmetros apresentados permitem que seja selecionado mais de um tipo de turbina, devendo a escolha final ser feita, nesse caso, após consulta a diversos fabricantes especializados.

Apesar da grande variedade de turbinas hidráulicas existentes no mercado atualmente, este estudo apresentara somente os modelos de turbinas mais utilizados nos projetos de PCHs, que serão mostrados a seguir:

a) Turbinas Pelton: No Brasil existem poucas localidades que oferecem a possibilidade de implantação de PCHs com turbinas Pelton, por falta no nosso relevo de quedas suficientemente altas. Em geral segundo Schreiber 1977, somente na Serra do Mar existem encostas com diferenças de alturas concentradas de 300 m ou mais, porém com rios geralmente pequenos, mas ainda assim é nesta região que se encontram as poucas usinas com turbinas Pelton.

São turbinas de ação porque utilizam a velocidade do fluxo de água para provocar o movimento de rotação. A sua constituição física consiste numa roda circular que na sua periferia possui um conjunto de copos ou conchas sobre os quais incide(m), tangencialmente, um(s) jato(s) de água dirigido(s) por um ou mais injetores distribuídos de forma uniforme na periferia da roda.

A potência mecânica fornecida por estas turbinas é regulada pela atuação nas válvulas de agulha dos injetores.

Estas turbinas podem ser de eixo vertical ou horizontal e são utilizadas em aproveitamentos hidrelétricos caracterizados por pequenos caudais e elevadas quedas úteis (250 a 2500 m). São turbinas caracterizadas por terem um baixo número de rotações, tendo, no entanto, um rendimento até 93%.

Até pouco tempo, era incontestável a preferência por turbinas Pelton para desníveis superiores a 300 m., sendo escolhidas turbinas Francis para quedas abaixo deste limite. Hoje já se empregam turbinas Francis para até mais de 700 m., numa invasão do campo de escolha das turbinas Pelton, que, por sua vez, tem sido utilizadas em quedas de até 200 m., as quais eram consideradas como campo exclusivo para instalações de turbinas Francis.

Por serem de fabricação, instalação e regulação relativamente simples, além de usadas em usinas de grande potência, as turbinas Pelton são largamente utilizadas em micro usinas, em fazendas, em sítios, etc., aproveitando quedas e vazões bem pequenas para a geração de algumas dezenas de kW.

b) Turbinas Francis: São turbinas de reação porque o escoamento na zona da roda se processa a uma pressão inferior á pressão atmosférica. Esta turbina é caracterizada por ter uma roda formada por uma coroa de aletas fixas, as quais constituem uma série de canais hidráulicos que recebem a água radialmente e a orientam para a saída do rotor numa direção axial.

A entrada na turbina ocorre simultaneamente por múltiplas comportas de admissão dispostas ao redor da roda, e o trabalho exerce-se sobre todas as aletas ao mesmo tempo para fazer rodar a turbina e o gerador.

Os outros componentes desta turbina são a câmara de entrada, a qual pode ser aberta ou fechada com uma forma espiral, o distribuidor constituído por uma roda de aletas fixas ou móveis que regulam o caudal e o tubo de saída da água.

Estas turbinas utilizam-se em quedas úteis superiores aos 20 metros, e possuem uma grande adaptabilidade a diferentes quedas e caudais.

As turbinas Francis, relativamente às Pelton, têm um rendimento máximo mais elevado, velocidades maiores e menores dimensões.

c) Turbinas Kaplan e Hélice: São turbinas de reação, adaptadas às quedas fracas e caudais (vazões) elevados. São constituídas por uma câmara de entrada que pode ser aberta ou fechada, por um distribuidor e por uma roda com quatro ou cinco pás em forma de hélice.

Quando estas pás são fixas diz-se que a turbina é do tipo Hélice. Se as pás são móveis o que permite variar o ângulo de ataque por meio de um mecanismo de orientação que é controlado pelo regulador da turbina, diz-se que a turbina é do tipo Kaplan.

As turbinas Kaplan são reguladas através da ação do distribuidor e com auxílio da variação do ângulo de ataque das pás do rotor o que lhes confere uma grande capacidade de regulação.

As turbinas Kaplan e Hélice têm normalmente o eixo vertical, mas podem existir turbinas deste tipo com eixo horizontal, as quais se designam por turbinas Bolbo.

2.4.2.6 Geradores

Gerador é um dispositivo utilizado para a conversão da energia mecânica, química ou outra forma de energia em energia elétrica. Os tipos de geradores que convertem energia mecânica em elétrica, são:

- Gerador Síncrono
- Gerador de indução ou Gerador Assíncrono
- Gerador de Corrente contínua

O tipo mais comum de gerador elétrico, o dínamo depende da indução eletromagnética para converter energia mecânica em energia elétrica, a lei básica de indução eletromagnética é baseada na Lei de Faraday de indução combinada com a Lei de Ampere que são matematicamente expressas pela 3ª e 4ª equações de Maxwell respectivamente.

O dínamo funciona convertendo a energia mecânica contida na rotação do eixo do mesmo que faz com que a intensidade de um campo magnético produzido por um Ímã permanente que

atravessa um conjunto de enrolamentos varie no tempo, o que pela Lei da indução de Faraday leva a indução de tensões nos terminais dos mesmos.

A energia mecânica (muitas vezes proveniente de uma turbina hidráulica, à gás ou a vapor) é utilizada para fazer girar o rotor, o qual induz uma tensão nos terminais dos enrolamentos que ao serem conectados a cargas levam a circulação de correntes elétricas pelos enrolamentos e pela carga.

No caso de um gerador que fornece uma corrente contínua, um interruptor mecânico ou anel comutador alterna o sentido da corrente de forma que a mesma permaneça unidirecional independente do sentido da posição da força eletromotriz induzida pelo campo. Os grandes geradores das usinas geradoras de energia elétrica fornecem corrente alternada e utilizam turbinas hidráulicas e Geradores Síncronos.

Há muitos outros tipos de geradores elétricos. Geradores eletrostáticos como a máquina de Wimshurst, e em uma escala maior, os geradores de van de Graaff, são principalmente utilizados em trabalhos especializados que exigem Tensões muito altas, mas com uma baixa corrente e potências não muito elevadas. Isso se deve pelo fato de nesses tipos de gerador, a densidade volumétrica de energia não é pequena, ou seja, para que se tenha uma grande quantidade de energia sendo convertida é necessário um grande volume por parte da estrutura do gerador.

O mesmo não ocorre nos geradores que operam baseados em princípios eletromagnéticos pois os mesmos permitem uma concentração volumétrica de energia bem maior.

2.5 Potência Instalada

O termo potência instalada é definido pela resolução nº 407 de 19 de outubro de 2000 e diz que a potência instalada de uma central geradora (em kW) é definida, em números inteiros, pelo somatório das potências elétricas ativas nominais das unidades geradoras da central.

Deverão constar nos dados de placa das unidades geradoras, estando sujeitos à fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a potência elétrica aparente nominal (em kVA) e o fator de potência nominal do gerador elétrico, considerado o regime de operação contínuo e as condições nominais de operação.

A definição do nível de motorização de uma PCH a ser inserida no Sistema, em uma dada época, resulta de uma análise econômica, onde se procura maximizar os benefícios para esse sistema, decorrentes da motorização em pauta.

Ao se elevar o valor da potência instalada de um aproveitamento hidrelétrico, aumentam os benefícios energéticos, ponta garantida e energia secundária, através do turbinamento de vazões que, para potências menores, seriam vertidas. Incorre-se também em um aumento de custos, relacionados com o aumento do bloco da casa de força (área de montagem, circuito hidráulico de adução, turbinas, geradores, equipamentos auxiliares eletro-mecânicos, transformadores e transmissão). Desta forma, deve-se aumentar a motorização de uma usina enquanto o valor econômico dos benefícios energéticos incrementais suplantar os custos incrementais correspondentes, isto é, enquanto for verdadeira a expressão abaixo:

Nota-se que, conceitualmente, o dimensionamento da potência instalada é igual ao dos outros parâmetros já apresentados. Há, entretanto, uma diferença, pois, de um modo geral, pode-se deixar provisão para instalação futura de unidades geradoras adicionais, flexibilidade não existente nos outros parâmetros.

A potencia instalada aproximada de uma PCH pode de maneira prática ser definida pela equação abaixo:

$$P_I = 9,81(Q \times H_L)\eta_t \quad (2.31)$$

Onde:

- P_I potência instalada (kW);
- Q vazão do rio (m³/s);
- H_L queda líquida (m);
- η_t rendimento da turbina em questão.

2.6 Estudos Ambientais

A exploração de um determinado potencial hidrelétrico é uma atividade sujeita a uma série de regulamentações da ordem ambiental. Durante todo o processo deve se considerar um tratamento adequado da questão ambiental, em benefício não apenas do meio ambiente, mas da população em geral.

Antes de se colocar em prática um projeto, seja ele público ou privado, precisamos saber mais a respeito do local onde tal projeto será implementado, conhecer melhor o que a área possui de ambiente natural (atmosfera, hidrosfera, litosfera e biosfera) e ambiente social (infra-estrutura

material constituída pelo homem e sistemas sociais criados), definindo assim o impacto ambiental que tal empreendimento ocasionara no local escolhido.

Pela definição de impacto ambiental temos que é a alteração no meio ou em algum de seus componentes por determinado ato ou atividade, resultante da ação do homem que, direta ou indiretamente, afetem:

- A saúde, a segurança e o bem estar da população em geral;
- As condições estéticas e sanitárias do meio ambiente;
- A qualidade dos recursos ambientais.

As alterações ambientais precisam ser quantificadas, segundo um indicador de impacto, (parâmetro de um fator ambiental que fornece a medida da magnitude de um impacto em termos absolutos, quantitativos ou qualitativos), pois apresentam variações relativas, podendo ser positivas ou negativas, grandes ou pequenas.

O objetivo de se estudar os impactos ambientais é, principalmente, o de avaliar as conseqüências de algumas ações, para que possamos proteger a qualidade de determinado ambiente escolhido para a execução de projetos ou ações, fazer uma análise ambiental é, antes de tudo, estudar as possíveis mudanças de características sócio-econômicas e biogeofísicas de um determinado local.

Se os aspectos ambientais forem devidamente equacionados, tendo por resultado as necessárias soluções, o licenciamento da obra ocorrerá de forma mais rápida e tranqüila do que nos casos em que a preocupação básica for apenas o atendimento às exigências e condicionantes dos órgãos ambientais para obtenção do documento de licenciamento. Um estudo ambiental bem realizado, com os impactos do empreendimento sobre o meio ambiente e deste sobre a PCH e seu reservatório, corretamente enfocados, com a previsão e também a implantação das indispensáveis medidas e dos programas de mitigação, compensação e controle, é muito importante e indispensável, evitando a atuação de organismos, inclusive não governamentais, que poderão vir a embargar uma obra.

2.6.1 Estudo de Impacto Ambiental (EIA)

No Brasil, a Avaliação de Impacto Ambiental (AIA) envolve um conjunto de métodos e técnicas de gestão ambiental reconhecidas, com a finalidade de identificar, predizer e interpretar os efeitos e impactos sobre o meio ambiente decorrente de ações propostas, tais como: legislação de solo, políticas, planos, programas, projetos, atividades, entre outros.

A legislação brasileira através da resolução nº 01/86, Art. 5º - Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), estabeleceu as definições, as responsabilidades, os critérios e as diretrizes para implantação da Avaliação de Impacto Ambiental, principalmente, mediante a elaboração do Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA).

Podemos definir o EIA como o conjunto de atividades técnicas e científicas destinada à análise das alternativas, identificação, previsão e valoração dos impactos de cada uma, e também a opção de não realização do projeto. Este deve ser elaborado por uma equipe multidisciplinar devidamente habilitada, independente do empreendedor, e responsável tecnicamente pelos estudos apresentados, devendo contar neste o nome, currículo, assinatura, registro no respectivo conselho profissional e a anotação de responsabilidade técnica (ART) de cada profissional e da empresa responsável.

Todos os custos e despesas referentes a elaboração do EIA, tais como: Coleta e aquisição de dados, inspeções de campo, análises laboratoriais, estudos técnicos e científicos serão de responsabilidade do proponente do projeto.

No EIA deverão ser analisadas todas as alternativas de concepção, localização, tecnológicas, e de técnicas construtivas, sendo que a alternativa adotada deveser justificada, sob os pontos de vista técnico, ambiental e econômico.

Durante todas as etapas do empreendimento, desde a execução das obras até o início das operações do projeto, deveser existir a pesquisa dos impactos ambientais, incluindo nas ações de manutenção.

Segundo a Fundação Estadual de Meio Ambiente (FEAM) também deverão ser pesquisados os impactos diretos e indiretos; primários e secundários; imediatos de médio e longo prazo; cíclicos, cumulativos e sinérgicos; locais e regionais; estratégicos, temporários e permanentes; reversíveis e irreversíveis, bem como a sua distribuição social, para cada alternativa.

Também segundo a FEAM deveser analisada a compatibilização com a legislação ambiental federal, estadual e municipal incidente sobre o empreendimento e sua área de influência, com a indicação das limitações administrativas impostas pelo poder público.

O EIA propõe quatro pontos básicos a serem primeiramente entendidos, para que depois seja feito um estudo e uma avaliação mais específica. São eles:

1 - Desenvolver uma compreensão daquilo que está sendo proposto, o que será feito e o tipo de material usado.

2 - Compreensão total do ambiente afetado. Que ambiente (biogeofísico e/ou sócio-econômico) será modificado pela ação.

3 - Prever possíveis impactos no ambiente e quantificar as mudanças, projetando a proposta para o futuro.

4 - Divulgar os resultados do estudo para que os mesmos possam ser utilizados no processo de tomada de decisão.

Podemos lembrar que a Secretaria de Meio Ambiente (SEMA) fornece um roteiro básico para a elaboração do EIA e do RIMA a partir do qual poderemos desenvolver um plano de trabalho que deverá ser aprovado pela secretaria.

2.6.2 Relatório de Impacto Ambiental (RIMA)

O Relatório de Impacto Ambiental tem a obrigação de informar todas as conclusões apresentadas no EIA, deve ser elaborado de forma objetiva, ilustrado por mapas, quadros, gráficos enfim, por todos os recursos de comunicação visual que se fizerem necessários.

O RIMA deve ficar acessível ao público, devendo também respeitar o sigilo industrial (quando este for solicitado).

A preparação do RIMA, consubstanciando, de forma sintética, os resultados do estudo de impacto ambiental, em linguagem corrente e acessível a leigos, contendo, no mínimo:

- Descrição sucinta do projeto e suas alternativas, nas fases de execução de obras e operação, ilustrada por desenhos mapas gráficos e demais técnicas de comunicação visual adequadas;
- Justificativas técnicas, econômicas e ambientais do projeto e da escolha adotada;
- Indicação da compatibilidade do projeto com os planos, programas e projetos setoriais existentes e projetados para a área de influência;
- Síntese do diagnóstico ambiental da área de influência;
- Descrição dos principais impactos prováveis, positivos e negativos, identificados nas fases de execução de obras e operação do sistema;
- Caracterização sucinta da qualidade ambiental futura na área de influência, para cada alternativa considerada;
- Descrição das medidas mitigadoras e sua eficiência, relacionando os impactos que não poderão ser evitados ou mitigados;

- Plano de acompanhamento e monitoramento dos impactos;
- Equipe técnica, seus currículos, e respectivas assinaturas e ARTs;
- Conclusões e comentários gerais.

2.6.3 A Outorga de Uso de Recursos Hídricos

Em 1934, com a edição do Código de Águas, foi introduzida a necessidade de autorização para o uso da água na legislação brasileira. Desde então, as modificações legais se deram apenas no âmbito do domínio das águas, não sendo revogado em nenhum momento (ou alterado) o instituto da outorga. A legislação posterior reafirmou a importância da autorização de uso como um dos principais instrumentos do gerenciamento de recursos hídricos, independente de seu domínio.

O processo de outorga de uso dos recursos hídricos consiste de uma autorização para o uso da água bruta, atualmente bem de domínio público, conforme estabelece a última Constituição Federal. De acordo com a nova legislação de recursos hídricos, a outorga para o uso se insere no conjunto dos instrumentos de gestão que visam estabelecer bases técnicas e sociais para o uso sustentado da água, e, em última instância, para o desenvolvimento social e econômico da Nação.

O Código de Águas regulamentou o direito de uso da água, tendo como finalidade a sua proteção contra práticas e procedimentos que comprometessem a sua qualidade e quantidade. Para tal, o Código de Águas introduziu o instrumento da outorga, onde ao detentor do domínio das águas cabe autorizar o seu uso.

O Artigo 150 do Código das Águas determina que a utilização da água para o abastecimento humano e para a geração de energia elétrica, são usos de interesse público, dependendo, portanto, de concessão, que serão outorgadas por decreto do Presidente da República.

Entre os instrumentos de gestão dos recursos hídricos estão incluídos o enquadramento dos corpos de água, a cobrança pelo uso, os planos de bacias hidrográficas e o sistema de informações. Pode-se caracterizar a autorização ou permissão para o uso dos recursos hídricos em duas fases: a primeira, relativa à época em que a disponibilidade era maior que a demanda, em período mais remoto até os anos 60 ou 70 talvez; e a segunda, quando a disponibilidade passou a ser menor que a demanda, em ocorrências que começaram a ser mais frequentes a partir da década de 80.

Nessa segunda fase é que, efetivamente, começou a existir uma preocupação maior do Estado em administrar esse recurso, ora escasso, depreendendo-se que assim o será, com maior frequência, daqui para frente. Por fim, essa preocupação da sociedade cristalizou-se com a aprovação das leis das águas em nível federal, a Lei 9433/97, e em nível estadual, a Lei 10350/94. Essas leis estabelecem que todos os usos desse bem público só podem ser exercidos mediante a autorização de uso – a outorga. Antigamente, quando essas autorizações existiam, eram meramente para efeitos de registro perante o poder público, pois a oferta atendia as necessidades do conjunto dos usuários. Atualmente, a outorga é instrumento indispensável para evitar ou minimizar conflitos sociais e econômicos entre os diferentes usuários, e sua efetiva implantação, certamente, conduzirá a uma limitação no uso para o conjunto da sociedade.

No final do ano de 1994, foi sancionada a **Lei nº 10.350** que regulamentou o Sistema Estadual de Recursos Hídricos, previsto no Art. 171 da Constituição. Através dessa lei, o Rio Grande do Sul se constitui numa das unidades federada pioneiras na gestão participativa e descentralizada do Sistema de Recursos Hídricos, onde os Comitês de Bacia passam a desempenhar papel central.

2.7 Fluxograma de implantação de uma PCH.

A exploração de um determinado potencial hidrelétrico é uma atividade sujeita a uma série de regulamentações de ordem institucional, ambiental e comercial. Durante o processo de implantação do empreendimento, atividades multidisciplinares permeiam-se entre si, constituindo o arcabouço legal de todo o projeto, o que pode ser observado de maneira prática na figura 2.7 a seguir.

Antes de iniciarem-se as atividades de estudos e projetos de uma PCH, é necessário verificar se a avaliação do potencial hidrelétrico pretendido está em conformidade com o que preconiza a legislação em termos de otimização de aproveitamento de bem público.

Caso o potencial do local não tenha sido definido em função de Estudos de Inventário Hidrelétrico, recomenda-se o desenvolvimento de tais estudos que, segundo o artigo 4 da Resolução 393 da ANEEL, em bacias hidrográficas com vocação hidroenergética para aproveitamentos de, no máximo, 50 MW, poderão ser realizados de forma simplificada, desde que existam condições específicas que imponham a segmentação natural da bacia, cabendo, nestes casos, ao interessado, a obrigação de submeter à ANEEL um relatório de reconhecimento fundamentando tecnicamente tal simplificação.

Sob o aspecto ambiental observar o capítulo 2 deste estudo no item 2.6 Estudos Ambientais, há que se considerar a necessidade de um tratamento adequado da questão ambiental, em benefício não apenas do meio ambiente, mas também do próprio empreendedor, tendo como consequência natural a obtenção, por parte do investidor, de Licenças Ambientais para as várias etapas do empreendimento: Licença Prévia (LP), Licença de Instalação (LI), e Licença de Operação (LO), ao final da construção, além da outorga para utilização da água com a finalidade específica de geração de energia elétrica.

Mais importante, entretanto, do que o próprio licenciamento deve ser a preocupação do empreendedor com as ações da usina sobre o meio ambiente e vice-versa. Uma adequada definição das medidas de ordem ambiental a serem tomadas poderá promover a correta inserção do empreendimento na região e, em especial, evitar que o proprietário tenha surpresas desagradáveis futuras que resultem em problemas e custos não programados previamente.

O fluxograma apresentado ao final deste capítulo ilustra as etapas e atividades necessárias à consecução de um empreendimento como uma PCH. O Fluxograma de Implantação de uma PCH descreve as etapas percorridas durante a implantação de uma PCH e as devidas interações, principalmente no tocante aos estudos de engenharia, ambientais e providências institucionais.

As atividades previstas são típicas para estudos e projetos dessa natureza, independentemente do porte do aproveitamento.

Os levantamentos e estudos básicos deverão fornecer todos os subsídios necessários para a etapa seguinte de trabalhos, relativa aos estudos de alternativas de arranjo e tipo das estruturas do aproveitamento.

Cabe destacar que os aspectos topográficos do sítio condicionam, de forma significativa, e limitam os estudos de alternativas de arranjo.

Selecionado o arranjo do aproveitamento, passa-se para a fase de projeto das obras civis e dos equipamentos eletromecânicos. Nessa fase, será realizado o dimensionamento final das estruturas, o que possibilitará a determinação da queda líquida com maior precisão, utilizando-se as fórmulas tradicionais para cálculos das perdas de carga ao longo do circuito hidráulico de adução, como podemos observar no Apêndice “A”.

A partir desse instante, conhecida a série de vazões médias mensais e a queda disponível, serão elaborados os estudos energéticos definitivos e determinada a potência a ser instalada na PCH. Com base na potência a ser realmente instalada, deverá ser realizado, em seguida, o dimensionamento final dos equipamentos eletromecânicos principais.

FLUXOGRAMA DE IMPLANTAÇÃO DE UMA PCH

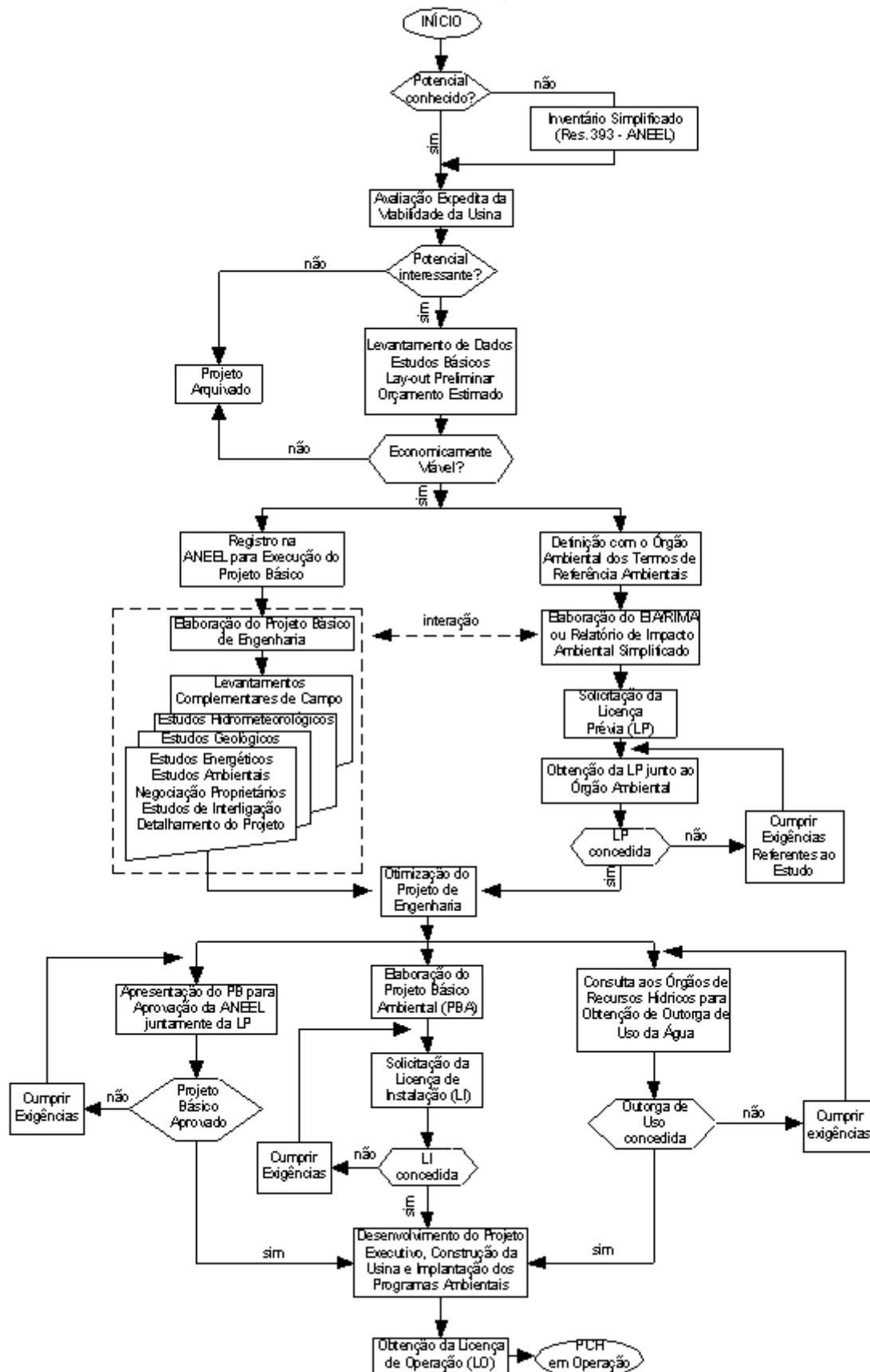


Figura 2.7 – Fluxograma de implantação de uma PCH
 Fonte: Manual de diretrizes básicas para projetos de PCHs.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo serão descritos os materiais utilizados para a realização desta pesquisa, bem como a descrição dos métodos usados na escolha do melhor local e dos principais parâmetros necessários ao dimensionamento de uma PCH.

3.1 Rio Toropi

O rio Toropi é um rio brasileiro, situado na região central do estado do Rio Grande do Sul é um dos afluentes do rio Ibicuí que tem a jusante o rio Uruguai, sendo assim, a bacia do rio Toropi é uma sub-bacia do rio Uruguai. O nome do rio é de origem indígena, "Toropi", significa "O Rio Violento do Caminho do Touro".

Em parte da sua extensão o rio Toropi apresenta um desnível favorável a implantação de pequenos aproveitamentos hidreétricos, como podemos observar na figura 3.1 abaixo.

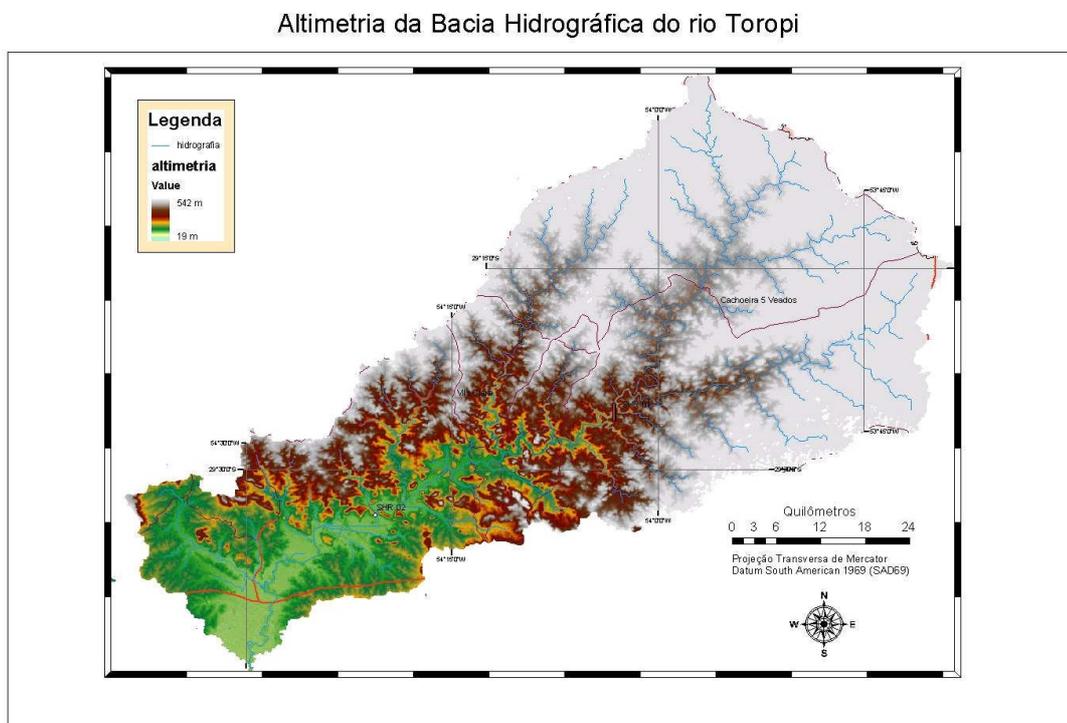


Figura 3.1 – Altimetria da Bacia Hidrográfica do rio Toropi.
Fonte: Relatório de pesquisa – IOGA/UFSM/FINEP/CT-HIDRO/2004.

A localização da bacia do rio Ibicuí da qual o rio Toropi faz parte pode ser observada na figura 3.2 abaixo.

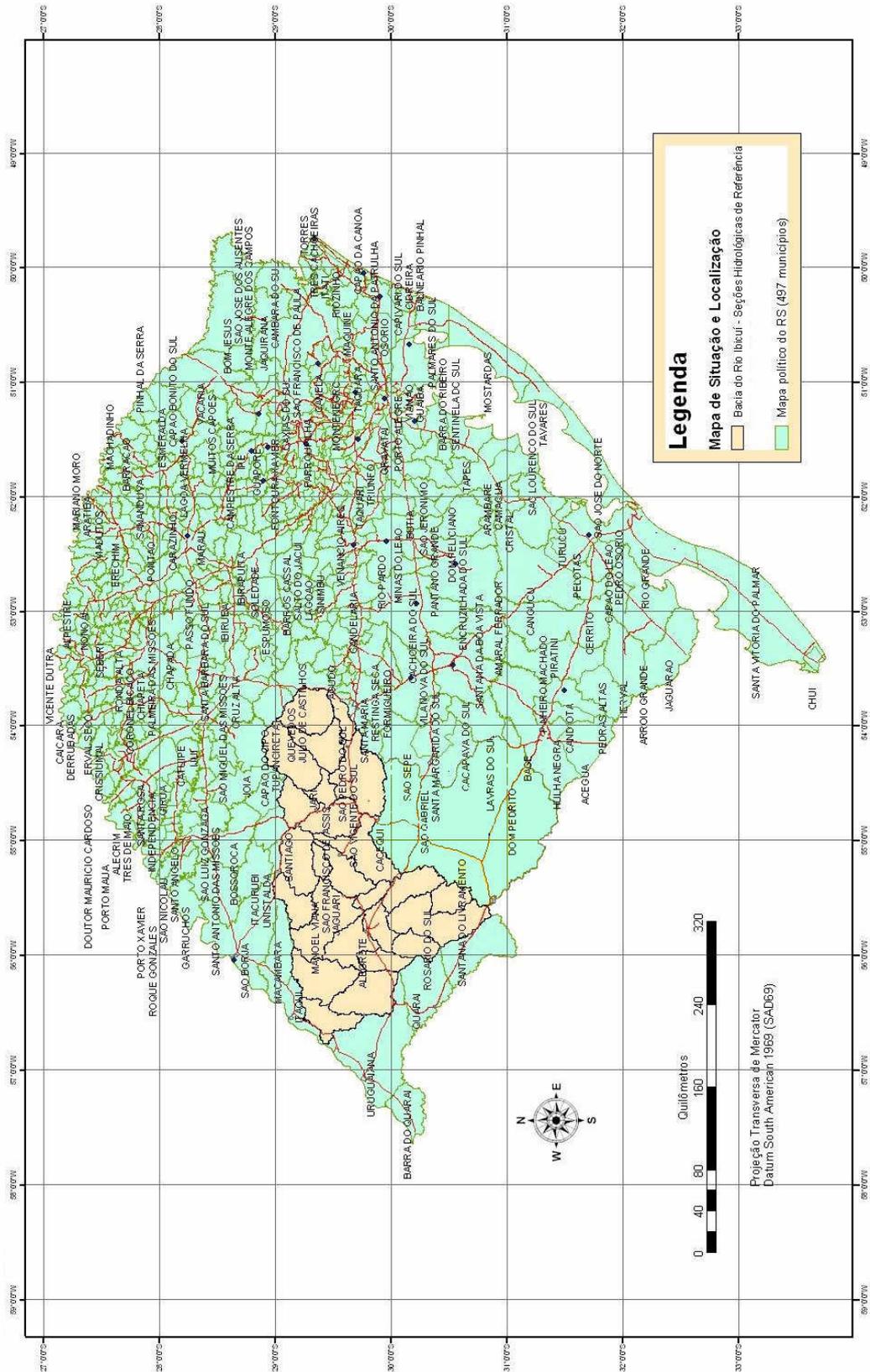


Figura 3.2 – Bacia do rio Ibicuí.
Fonte: Relatório de pesquisa – IOGA/UFSM/FINEP/CT-HIDRO/2004.

3.2 Cartas Topográficas

Os mapas ou cartas topográficas são representação de uma porção da superfície terrestre no plano, geralmente em escala média ou grande que se tornam instrumentos valiosos em muitas ocasiões, como por exemplo, na avaliação precisa de distâncias, direções e localizações geográficas dos aspectos naturais e artificiais de determinada região. Para simplificar a consulta, a elaboração das cartas topográficas obedece a regras bem precisas, adotadas internacionalmente e aplicáveis a todo tipo de carta - desde as que representam territórios muito pequenos até as que compreendem toda a superfície da Terra.

No estudo de uma bacia hidrográfica começamos, obrigatoriamente, pela carta topográfica, pois, além de possibilitar a delimitação do local, a carta oferece elementos básicos de localização, como: elementos de referência, ligados aos sistemas de projeções, que são caracterizados pelas coordenadas esféricas (latitude/longitude), pelas coordenadas planas e elementos de proporção, caracterizado pela escala; elementos os quais constituem a base matemática de uma Carta Topográfica.

Neste estudo foram utilizadas cartas topográficas da Diretoria do Serviço Geográfico do Exército (DSG), do Exército Brasileiro (EB) na escala 1:50000. As quais estão relacionadas abaixo:

- Tupanciretã MI - 2948/1;
- Rio Gassupi MI - 2948/3;
- Quevedos MI - 2947/1;
- São Pedro do Sul MI - 2946/2;
- Mata MI - 2964/1.

Estas cartas foram utilizadas para determinação de pontos julgados com possível potencial à instalação de um pequeno aproveitamento hidrelétrico.

Durante o estudo tornou-se evidente a necessidade de disponibilizar tais dados topográficos digitais na rede mundial de computadores (INTERNET), oferecendo acesso rápido a informações atualizadas, padronizadas e precisas, como suporte técnico para variadas pesquisas em diversas áreas da ciência, tornando o processo de análise, planejamento e gerenciamento do espaço mais dinâmico.

3.3 Levantamento Fotográfico Aéreo

Para facilitar a escolha adequada do local de estudo e das particularidades topográficas do local foi realizado com o apoio da Força Aérea Brasileira FAB um levantamento aerofotogramétrico do local, para tanto foi utilizado uma aeronave C-98 Caravan, figura 3.3, a qual sobrevoou os locais dos três pontos pré selecionados possibilitando a documentação fotográfica destes pontos.



Figura 3.3 – Aeronave C-98 Caravan.

Fonte: Própria

O levantamento fotográfico aéreo foi de grande importância para escolher dentre os três pontos selecionados aquele com as melhores características à implantação de uma PCH.

3.4 Medição das Vazões do Rio Toropi

A vazão volumétrica (Q) de um fluxo d'água é definida como a relação entre o volume de água medida em litros ou metros cúbicos pelo tempos em segundos, minutos ou horas, necessário para encher um reservatório qualquer, ou a vazão também pode definida pelo produto da velocidade do fluxo d'água em metros por segundo, com a área da seção reta em metros quadrados do fluxo do escoamento em estudo.

O estudo da vazão de um curso d'água exige a instalação de uma "Estação Fluviométrica", onde serão feitas regularmente observações de altura do nível d'água e realizadas

as medições de descarga líquida e, quando necessário, de descarga sólida. É um posto de observação permanente do regime fluvial do rio. A estação fluviométrica é constituída, em síntese, de: dispositivos para obtenção da cota fluviométrica, seção de medição de vazão e referências de nivelamento.

O valor da vazão do rio Toropi para o dimensionamento da PCH deste trabalho foi obtido em trabalho conjunto com Departamento de Hidráulica da Universidade Federal de Santa Maria, responsável pelo projeto Metodológico para iniciar a implantação de outorga em bacias carentes de dados de disponibilidade e demanda do rio Ibicuí, do qual o rio toropi é afluente e, portanto objeto de estudo.

No estudo do Departamento de Hidráulica foi estabelecida uma série de Seções Hidrológicas de Referência denominadas SHR, que é uma seção fluvial qualquer definida na rede de drenagem para a qual devem convergir estudos hidrológicos específicos de avaliação de disponibilidades hídricas. Esses estudos devem levar em consideração as diferenças na disponibilidade hídrica não só devido à variabilidade natural, mas também, à existência de períodos distintos de atividade antrópica, como períodos com irrigação e períodos sem irrigação (Cruz *et al.*, 2002).

Para o dimensionamento da PCH deste estudo foi utilizada a vazão fornecida pela SHR 01 localizada na Cachoeira 5 Veados no rio Toropi. Latitude Sul: 29,428° - Longitude Oeste: 54,053°

O estabelecimento das disponibilidades hídricas nas SHRs tem como objetivo definir o volume outorgável por trecho de gerenciamento, através da avaliação integrada da bacia como um todo na fase de planejamento da outorga. Cada usuário de um trecho ou seção é também usuário dos trechos de montante e jusante.

O levantamento de campo para medição da vazão do rio Toropi foi composto por duas campanhas de medição de vazões nas Seções Hidrológicas de Referência (SHR's) sem monitoramento sistemático, com o objetivo de fornecer dados para apoiar as avaliações quantitativas de disponibilidade hídrica na bacia, necessárias ao balanço hídrico para a simulação da outorga. Foram realizadas três medições de vazão. A primeira campanha de medição de descarga líquida, conforme previsão do plano de trabalho foi realizada entre setembro e outubro de 2004, sendo esse o período anterior ao da irrigação das lavouras de arroz na Bacia do Rio Ibicuí. A campanha teve duas seqüências, sendo a primeira de 06 a 09 de setembro de 2004 e a segunda de 04 a 11 de outubro de 2004. Ficou estabelecida, a suspensão das medições a partir do dia 11 de setembro, até o dia 03 de outubro.

A segunda campanha de campo foi realizada no mês de janeiro de 2005, período de irrigação do arroz, de acordo com o plano de trabalho. A campanha foi iniciada em 03 de janeiro de 2005 e finalizada no dia 11 janeiro de 2005.

Nas medições, foi utilizado o molinete hidrométrico Gurley, de conchas, modelo americano. Para as tomadas de velocidade, foi usado o método também americano de um ou dois pontos, conforme a profundidade. As medições de vazão, em ordem cronológica, da primeira e segunda campanha, estão apresentadas, respectivamente na tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Vazão do rio Toropi (m³/s)

SHR 01 - Estação 76085000												
CACHOEIRA 5 VEADOS – Rio Toropi												
Período (1976-2002) 1635,00 km ²												
Latitude Sul: 29,428° - Longitude Oeste: 54,053°												
Perm.(%)	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
50	11,6	18,9	13,4	32,6	25,9	34,2	43,5	38,3	35,1	28,8	26,2	13,1
55	10,4	16,5	11,9	28,2	23,9	30,4	37,9	34,2	29	25,6	22,5	11,6
60	8,7	15,2	10,7	25,2	21,8	26,5	33,7	30,8	25,7	22,8	19,6	10,3
65	8	13,3	9,5	22,4	19,8	23,8	30,7	28	23,7	20,6	17,4	8,7
70	7,4	12,4	8,6	20,3	18,3	20,5	27,7	25,8	20	19	15,6	7,5
75	6,1	11,1	7,5	17,5	17,1	17,6	25,3	23,4	18	16,5	14	6,3
80	5,1	9,8	6,9	14,8	15,8	15,7	23,3	21	15,7	14,5	12,4	5,5
85	4	8,5	6,2	13,7	14,4	13,9	20,8	18,9	13,8	12,9	11,5	4,9
90	3,3	6,7	5,5	12,4	13,7	12,1	18,7	17,5	12,3	11,4	10	4,3
95	2,9	5,8	4,4	11,2	12,6	10,5	16,9	16	11,2	10	8,8	3,8

Fonte: Relatório de pesquisa – IOGA/UFSM/FINEP/CT-HIDRO/2004.

A curva de permanência de vazões é utilizada para caracterizar a distribuição temporal probabilística da disponibilidade hídrica para outorga. A permanência de uma vazão representa a probabilidade de excedência dessa vazão no tempo, ou seja, é definida como a probabilidade de ocorrência da vazão média diária do rio ser maior ou igual a um determinado valor, no período de sua amostra. Usando a terminologia estatística, a curva de permanência é o complemento da função densidade cumulativa de probabilidade (FCP) das vazões médias diárias (Voguel e Fennessey, 1994).

Segundo o estudo do Departamento de Hidráulica a curva de permanência de vazões do rio Toropi para anos de média umidade pode ser vista na figura 3.4 a seguir:

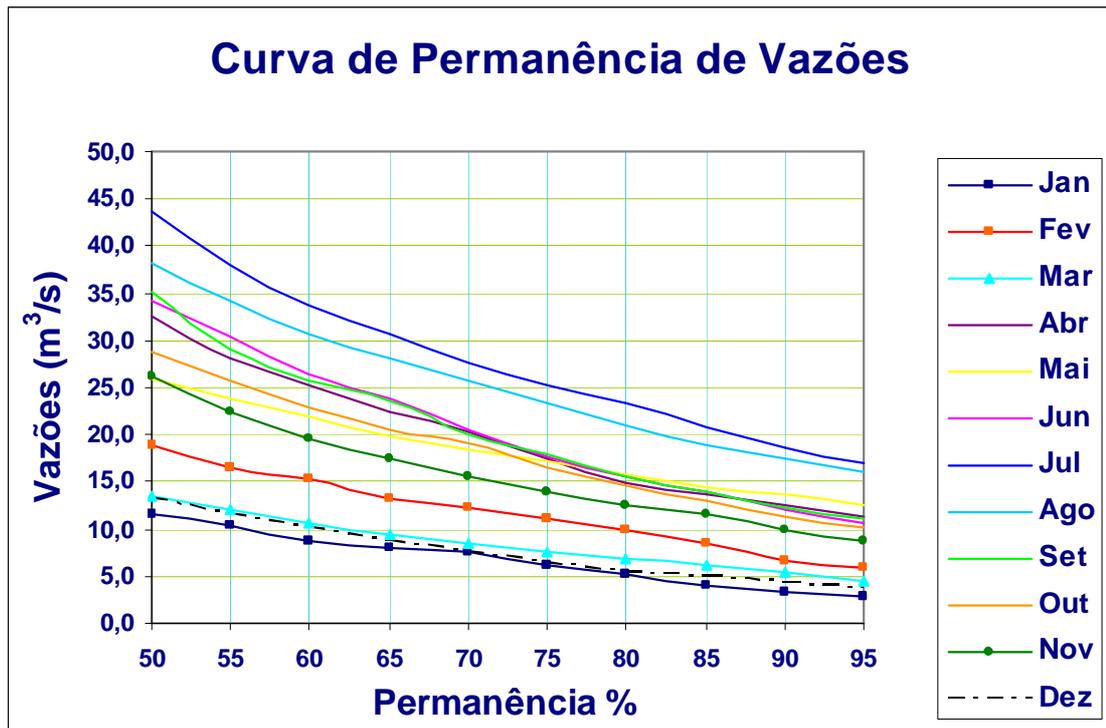


Figura 3.4 – Curva de permanência de vazões do rio Toropi.

Fonte: Relatório de pesquisa – IOGA/UFSM/FINEP/CT-HIDRO/2004.

Através da análise da curva de permanência de vazões do rio Toropi para anos de média umidade podemos perceber que o mesmo possui vazão suficiente para a instalação com sucesso de um pequeno aproveitamento hidrelétrico em suas águas.

4 RESULTADOS

Com o retorno das PCHs ao cenário hidrenergético brasileiro, renasce a necessidade de promover estudos dos nossos rios quanto a possibilidade destes suportarem a implantação de pequenos aproveitamentos hidrelétricos e com isto auxiliar no processo de geração de energia elétrica brasileiro, visto todas as novas leis ambientais que estão dificultando a implantação das grandes centrais geradoras de energia e a necessidade do aumento na produção de energia elétrica.

Visualizando essa problemática foi elaborada esta pesquisa intitulada “Estudo do potencial hidrenergético do Rio Toropi”, cujo objetivo era desenvolver o estudo hidrenergético do rio Toropi no trecho compreendido entre a Latitude Sul 29,33333° e Longitude Oeste 54,00305° e a Latitude Sul 29,47917° e Longitude Oeste 54,16667°.

A bacia do rio Toropi esta inserida na bacia do rio Ibicuí e o trecho escolhido para estudo esta localizado no mapa da Diretoria do Serviço Geográfico do Exército Brasileiro escala 1:50000, na carta MI – 2947/4 de Quevedos. Este trecho do rio pertence aos municípios de Quevedos e São Pedro do Sul.

O estudo deste rio com foco neste trecho deve-se ao fato de que é o trecho no qual o rio Toropi desce a serra geral e apresenta potencial para a instalação de pequenos aproveitamentos hidráulicos. Isto, porque neste trecho o mesmo apresenta as maiores quedas d’água e ombreiras adequadas à fundação de um barramento.

Após a escolha do trecho para estudo partiu-se para uma análise visual em escritório do relevo do rio, procurando-se identificar pontos interessantes ao aproveitamento hidroenergético. A escolha destes ocorreu após uma análise dos seguintes aspectos: desnível do ponto em questão, presença de ombreiras altas aproveitáveis e boas condições de fundações, proximidade de alguma cidade ou vilarejo, proximidade de linhas de transmissão de energia, acesso ao local.

Pelos critérios definidos e frente à análise das cartas topográficas nas coordenadas estudadas foram identificados três sítios com potencial hidrenergético para a instalação de uma PCH.

O primeiro sitio localizado no ponto de Latitude Sul 29° 21’ 57” e Longitude Oeste 54° 00’ 33”; o segundo sitio, Latitude Sul 29° 22’ 54” e Longitude Oeste 54° 00’ 48” e por fim, o terceiro sitio no ponto de Latitude Sul 29° 27’ 49” e Longitude Oeste 54° 06’ 09”.

Com a área de contribuição no ponto desejado e a vazão obtida com a ajuda do Laboratório de Hidráulica da UFSM, encontrou-se o potencial de cada ponto utilizando-se a

equação (2.31), onde podemos verificar que todos os pontos apresentaram potencia instalada superior a 500kW.

Dentre os sítios identificados e avaliados, o segundo demonstrou o melhor potencial para a construção de uma PCH, devido a este, entre outros aspectos, possuir a maior queda líquida aproveitável.

Cabe ressaltar ainda que neste ponto é necessário a construção de um túnel para adução d'água e a distância entre a captação da água para o turbinamento e a devolução da mesma ao leito do rio será de aproximadamente 800m (a menor entre os três sítios), enquanto que se fosse seguido o leito normal seria de aproximadamente 12km, considerando que este apresenta-se sob a forma de uma “ferradura”;



Figura 4.1 – Ponto de rio Toropi escolhido para a implantação da PCH.

Com base nos dados identificados do ponto escolhido, foram elaborados os cálculos básicos para a construção da PCH, seguem os dados:

- a) Comprimento do túnel de adução 700 m;
- b) Comprimento do conduto forçado 135 m;
- c) Altura de queda do túnel de adução 10 m;

- d) Altura de queda do conduto forçado 38,2 m;
- e) Vazão anual do rio com 60% de permanência 12 m³/s;
- f) Vazão anual do rio com 95 % de permanência 3,6 m³/s.

Cálculos realizados considerando os valores acima proporcionaram a descoberta da faixa de valores aproximados de 1,4MW com 95% de permanência até 4,7MW com 60% de permanência para a potência instalada, além de auxiliaram nos resultados que seguem:

- a) O estudo do dimensionamento do sistema de adução demonstrou a necessidade da instalação de uma chaminé de equilíbrio neste sistema, devido ao seu comprimento total.
- b) O modelo de turbina que melhor se adaptará a esta PCH será do tipo francis, devido a estas serem utilizadas em quedas úteis superiores aos 20 metros, e possuírem grande adaptabilidade a diferentes quedas e caudais. Frente a estas peculiaridades e as características do local estudado para a implantação de uma PCH no Rio Toropi, a turbina tipo francis, foi selecionada como a mais apropriada para a PCH em questão, em decorrência de que esta têm um rendimento máximo mais elevado, velocidades maiores e menores dimensões.
- c) O estudo do gráfico da curva de permanência do Rio Toropi, demonstrou que para trabalhar-se com o aproveitamento máximo da variação do caudal deverá ser utilizado duas turbinas com capacidade de absorção de 6 m³/s de vazão cada. Com isto em 60% do tempo as duas máquinas estarão funcionando com 100% da sua capacidade. A utilização destas duas turbinas associadas ao modelo de turbina tipo francis, permitirá que quando a vazão atingir um limite de baixo rendimento para as duas máquinas, uma delas poderá ser desligada permanecendo a outra operando com um rendimento igualitário ao produzido pelas duas turbinas em funcionamento, assim como podendo em alguns momentos ser superior a produção conjunta. Pode-se dizer que está atitude, neste momento, gerará um valor praticamente constante de produção de energia. Característica esta possível em decorrência de que o modelo de turbina proposto possuir um bom rendimento mesmo com a diminuição da vazão até um limite suportável para a geração de energia.

Além dos resultados acima mencionados, cabe enfatizar, para concluir este capítulo, que o modelo de casa de máquina proposto poderá ser utilizado em empreendimentos de porte simular.

Estes foram os principais resultados obtidos a partir da relação estabelecida entre a análise do ponto escolhido e itens básicos que devem ser considerados na construção de uma PCH.

5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES

Considerando o objetivo geral deste trabalho de desenvolver o estudo hidrenergético do rio Toropi no trecho compreendido entre 29,333° e 29,479° de Latitude Sul e 54,003° e 54,167° de Longitude Oeste, sendo identificado o ponto que melhor atende as exigências para a instalação de uma PCH, com um potencial hidrenergético na faixa de 1,4 MW com 95% de permanência até 4,7 MW com 60% de permanência para potência instalada.

O estudo mais detalhado deste ponto, que encontra-se dentro do corpo desta dissertação, e cálculos que seguiram os dados identificados nele, rerepresentados no capítulo dos resultados, direcionaram o desenho preliminar da PCH, ideal para este ponto. Diante das diretrizes que regem a construção de uma PCH, o Rio toropi no trecho de Latitude Sul 29° 22' 54" e Longitude Oeste 54° 00' 48" suporta uma PCH com as seguintes características.

- a) PCH a fio d'água;
- b) Tomada d'água acoplada ao barramento;
- c) Túnel de adução com aproximadamente 700 m de comprimento;
- d) Conduto forçado com aproximadamente 135 m de comprimento
- e) Sistema de adução com uma chaminé de equilíbrio;
- f) Duas turbinas hidráulicas tipo francis na casa de máquina;
- g) Queda líquida de 47, 2 m de altura e etc.

Este estudo além de culminar no desenho de uma PCH apropriada para o Rio Toropi no ponto pesquisado, também, reforçou através do estudo teórico sobre o setor enegético brasileiro, que as PCHs encontram no Brasil um cenário bastante otimista tanto para a repotenciação e recapacitação de empreendimentos antigos, quanto no que se refere ao potencial de instalação de novas plantas.

As expectativas de expansão da atuação das PCHs abrangem todas as regiões do país, possibilitando com isso a geração descentralizada de energia elétrica, próxima aos pontos de consumo, assim desonerando o sistema de transmissão e diminuindo as perdas.

Dentre as fontes de energia renováveis, o aproveitamento da hidroeletricidade revela-se bastante viável, devido ao estado da tecnologia de geração presente no mercado. Para o aproveitamento desta fonte energética, basta identificar um local geográfico que apresenta uma queda de água com um volume de água presente. Este local passa a ser identificada como sítio hidrenergético.

Os aspectos que corroboram a favor das PCHs, entre outros, são: o baixo e distribuído impacto ambiental, geração de empregos diretos e indiretos, como também, o fato de que estas servem como agentes de desenvolvimento social, pois normalmente estão instaladas em áreas com baixos índices de desenvolvimento humano.

A importância da eletricidade na sociedade, insumo básico nos processos de produção e condição essencial para manter e elevar a qualidade de vida da população mostra o quanto é necessário identificar novas fontes para sua geração, permitindo assim estabelecer bases para estudos das condições de desenvolvimento sustentável no Brasil.

Sendo que para uso comercial, os sítios de geração hidrenergéticos passam a ser atrativos economicamente quando estão próximos da rede elétrica e quando tiverem maiores quedas d'água associadas com grandes vazões.

Para fins sociais, as características de bons sítios de geração hidrenergéticas são aqueles em que apresentam pequena altura de queda, pequenas vazões e próximas as residências rurais mais isoladas da rede elétrica convencional. A aproximação das residências se faz necessário para diminuir o custo com o transporte de energia. A eletricidade destina-se basicamente a: iluminação, com uso de lâmpadas PL de alto rendimento, tv, rádio e refrigeração, sendo o uso para banho descartável, devido o alto consumo do mesmo.

Esta forma de geração de energia revela-se a mais indicada economicamente para atender a demanda de sistemas isolados no meio rural. A eletrificação destas propriedades traz um significativo aumento da qualidade de vida para estas populações, proporcionando melhores condições de trabalho e contribuindo para o desenvolvimento local.

Vale destacar que a criação e o desenvolvimento de um mercado de livre comercialização de energia, também foi de grande valia para o ressurgimento das PCHs. Consta no estado de São Paulo uma taxa de crescimento de 5% ao ano e estimasse um cenário ainda mais otimista para os próximos anos. Sempre fazendo uma ressalva aos problemas ambientais e a lentidão para a obtenção das licenças que muitas vezes tem inviabilizados bons empreendimentos.

Dessa forma, esta pesquisa intitulada "Estudo do Potencial Hidrenergético do Rio Toropi" além do estudo de um de nossos rios, o Rio Toropi, contribui para o cenário energético brasileiro ao disponibilizar, além do estudo deste rio, o ponto que melhor suportará uma PCH e os desenhos preliminares desta. Como sugestões para outras pesquisas coloca-se o estudo de campo do ponto identificado e selecionado em escritório bem como o estudo mais detalhado dos outros pontos selecionados e excluídos nesta pesquisa, visando a análise destes para possível implantação de outras PCHs.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em junho de 2007.

BIBLIOTECA DO EXÉRCITO, (1977), **A Energia Elétrica no Brasil, da primeira lâmpada a eletrobrás**, Editora Biblioteca do Exército, Rio de Janeiro.

BRAN, R e SOUZA, Z., 1969, “**Máquinas de Fluxo**”. Rio de Janeiro, Ao Livro Técnico S/A, 1969.

CRUZ, J.C.; SILVEIRA, G.L.; SILVEIRA, A.L.L.; CRUZ, R.C. (2002). **Disponibilidade Hídrica para Outorga: Sistemática Modular de Avaliação**. In: Estado das Águas no Brasil 2000/2001. Brasília. (no prelo).

ELETROBRAS - CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: <http://www.eletrobras.gov.br> . Acesso entre janeiro e outubro de 2006.

ELETROBRÁS. **Manual de PCHs**, Diretrizes Básicas para o Estudo e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas. ANEEL, 1998.

HENN, E.L., 2001, “**Máquinas de Fluido**”, Santa Maria – RS, Editora UFSM.

Hidrologia – **Ciência e Aplicação**. 2.ed. – Porto Alegre: Editora da Universidade: ABRH, 1997. (Coleção ABRH de Recursos Hídricos; v.4) 942 p.

MACINTYRE, A.J., 1983, **Máquinas Motrizes Hidráulicas**. Rio de Janeiro, Editora Guanabara S.A.

MATAIX, C., 1975, “**Turbomaquinas Hidráulicas**”, Madrid, Espanha Editorias ICAI.

MICHELS, A. **Sistemática para Implantação e Avaliação do Funcionamento de Microusinas Hidrelétricas no Interior do Rio Grande do Sul**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1991.

MICHELS, A. **Proposta de Modelo de Pequeno Aproveitamento Hidroenergético em Pequena Bacia Sujeito a Condicionantes Ambientais e de Uso múltiplo da água**. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1999.

MÜLLER A. C. Hidrelétricas, Meio Ambiente e Desenvolvimento. São Paulo, 1995. Ed. Makron Books; 412p. São Paulo; SP.

NETO, J. M. M. II Simpósio Brasileiro sobre pequenas e médias centrais hidrelétricas – ANAIS – 04 a 07 de abril de 2000, Hotel Continental- Canela - RS.

PFLEIDERER, A.J., e PETERMANN, H., **Máquinas de Fluxo**. Rio de Janeiro, Livros Técnicos e Científicos Editora S.A.,1973.

ROSA, L. P.; SIGAUD, L.; MIELNIK, O. **Impactos de Grandes Projetos Hidrelétricos e Nucleares**, Aspectos técnicos, Econômicos, Ambientais e Sociais. Rio de Janeiro, AIE/COOPE. Marco Zero/CNPq. 1988. 199p.

SCHREIBER, GERHARD P., (1978), **Usinas Hidrelétricas**, Editora Edgard Blücher LTDA.

SOUZA, Zulcy. **As Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil a partir da Década de 80**. Itajubá, 2005 – Universidade Federal de Itajubá.

TIAGO, Geraldo & NOGUEIRA, Fabio. **As Novas Diretrizes da Aneel para o Enquadramento das Pequenas Centrais Hidrelétricas**. Itajubá, 2005 – Universidade Federal de Itajubá.

TOLMASQUIM, M.T., **Geração de Energia Elétrica no Brasil**, Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2005.

TUCCI, C. E. M., **Modelos Hidrológicos**, Ed. Universidade/UFRGS/ Associação Brasileira de Recursos Hídricos, Porto Alegre 1998. 668 p.

VOGUEL, R. M.; FENNESSEY, N. M. (1994). **Flow-duration curves. I: New interpretation and confidence intervals**. In: Journal of Water Resources Planning and Management, Vol. 120, n° 4, p. 485-504. Jul/Aug. 1994.

APÊNDICE A – Rotina para o dimensionamento de uma PCH

a) ROTINA PARA O DIMENSIONAMENTO DE UMA PCH:

A rotina para o dimensionamento de uma PCH será definida com dados do ponto que apresentou o melhor potencial à instalação da mesma, os dados foram coletados no local onde será instalada a PCH e necessários na realização do dimensionamento:

Comprimento do túnel de adução 700 m;
Comprimento do conduto forçado 135 m;
Altura de queda do túnel de adução 10 m;
Altura de queda do conduto forçado 38,2 m;
Vazão anual do rio com 60% de permanência 12 m³/s;
Vazão anual do rio com 95 % de permanência 3,6 m³/s.

Tomada d'água:

A tomada d'água deverá ser acoplada ao túnel de adução, a velocidade da água na entrada, ou seja, na grade de proteção não deve ultrapassar a 1 m/s.

Para determinação da área necessária na captação d'água usaremos a equação 2.1:

$$A = \frac{Q}{v}$$

$$A = \frac{12m^3 / s}{1m / s} = 12m^2$$

Adotando-se para largura da tomada d'água um valor $b_t = 6m$ e fazendo o uso da equação 2.2 obteremos o valor da altura da tomada d'água:

$$A = b_t h_t$$

$$h_t = \frac{A}{b_t}$$

$$h_t = \frac{12m^2}{6m} = 2m$$

No dimensionamento da grade de proteção faremos o uso das tabelas 2.5 e 2.6, já para o cálculo da perda de carga gerada pela grade de proteção faremos o uso da equação 2.3:

$$h_g = k_g \left(\frac{e_1}{e_2} \right)^{4/3} \text{sen}\theta_1 \frac{V_g^2}{2g}$$

$$h_g = 2.42 \left(\frac{0,02m}{0,1m} \right)^{4/3} \text{sen}75 \frac{(1m/s)^2}{2 \times 9,81m/s^2} = 1,39 \times 10^{-2} m$$

Segundo o manual de diretrizes básicas para projetos de PCHs devemos adotar uma submergência mínima de 1m em relação ao nível d'água mínimo operativo para evitarmos a formação de vórtices na entrada da tomada d'água.

Para o dimensionamento da perda de carga inicial na tomada d'água faremos o uso da equação 2.4

$$h_i = k_a \frac{v^2}{2g}$$

$$h_i = 0,32 \frac{(1m/s)^2}{2 \times 9,81m/s^2} = 1,63 \times 10^{-2} m$$

Túnel de adução:

No dimensionamento do túnel de adução adotaremos a velocidade interna recomendada pelo manual de diretrizes básicas para o dimensionamento de PCHs da eletrobrás, a qual é igual a $v = 1,7$ m/s, então pela equação 2.7:

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{4Q}{\pi D^2}$$

$$D = \sqrt{\frac{4Q}{v\pi}}$$

$$D = \sqrt{\frac{4 \times 12m^3/s}{1,7m/s \times \pi}} \Rightarrow D = 2,99m \cong 3m$$

Para tornarmos a construção do túnel viável adotaremos o diâmetro de 3m, pois o custo para a construção de uma tubulação de 2,99m tornaria a obra muito onerosa.

O valor da velocidade para o novo diâmetro de 3m será então, novamente dimensionado pela equação 2.7:

$$v = \frac{Q}{A}$$

$$v = \frac{4Q}{\pi D^2}$$

$$v = \frac{4 \times 12m^3/s}{\pi \times (3m)^2} \Rightarrow v = 1,698m/s$$

A perda de carga gerada na entrada do túnel de adução será determinada pela equação 2.5, e será:

$$h_e = k_e \frac{v^2}{2g}$$

$$h_e = 0,04 \frac{(1m/s)^2}{2 \times 9,81m/s^2} = 2,038 \times 10^{-3}$$

O coeficiente de perda de carga f é determinado em função da rugosidade da parede, do diâmetro do túnel e da velocidade do escoamento, o coeficiente de manning η é obtido através da tabela 2.7, portanto a perda de carga será:

$$f = 124,58 \frac{n^2}{D^{0,333}}$$

$$f = 124,58 \frac{(0,01)^2}{(3m)^{0,333}} \Rightarrow f = 8,64 \times 10^{-3}$$

Já a perda de carga gerada pelo túnel de adução será dimensionada pela equação 2.5:

$$h_f = f \frac{Lv^2}{D^2 2g}$$

$$h_f = 8,64 \times 10^{-3} \frac{700m \times (1,698m/s)^2}{(3m)^2 \times 2 \times 9,81m/s^2} \Rightarrow h_f = 9,87 \times 10^{-2} m$$

Chaminé de equilíbrio:

A necessidade da utilização de uma chaminé de equilíbrio no circuito de adução é determinada pela avaliação das equações 2.9 e 2.10, da seguinte maneira:

$$Se \frac{L_{cf}}{H_b} \geq 5$$

e então há necessidade da instalação de uma chaminé, portanto:

$$th = \frac{v_{cf} L_{cf}}{gH_b} \geq 6s$$

$$\frac{L_{cf}}{H_b} = \frac{735m}{48,2m} = 15,2 \geq 5$$

$$th = \frac{v_{cf} L_{cf}}{gH_b} \Rightarrow \frac{4,72m/s \times 735m}{9,81m/s^2 \times 48,2m} = 7,34s \geq 6s$$

Após os cálculos chegamos à conclusão que existe a necessidade da instalação de uma chaminé de equilíbrio no sistema de adução.

Para o dimensionamento da chaminé de equilíbrio se faz necessário o conhecimento da perda de carga total no circuito de adução, a qual é calculada pela equação 2.13.

$$h_{ta} = h_i + h_f + h_g + h_e$$

$$h_{ta} = 1,63 \times 10^{-2} + 9,87 \times 10^{-2} + 1,39 \times 10^{-2} + 2,038 \times 10^{-3} = 1,31 \times 10^{-1} m$$

O dimensionamento da chaminé de equilíbrio será dado pela equação 2.11, onde:

$$A_c = \frac{v^2}{2g} \frac{L_{ta} A_{ta}}{(H_{\min} - h_{ta}) h_{ta}}$$

$$A_c = \frac{(1,698m/s)^2}{2 * 9,81m/s^2} \frac{700m \times \frac{\pi \times 3^2}{4}}{(10 - 1,31 \times 10^{-1}) 1,31 \times 10^{-1}} = 331,23m^2$$

A altura da chaminé de equilíbrio é determinada em função de uma relação da oscilação do nível d'água pelas equações:

(2.14), onde:

$$Y_e = Y_d = v \sqrt{\frac{A_{ta} L_{ta}}{g A_c}}$$

$$Y_e = Y_d = 1,698m/s \sqrt{\frac{\frac{\pi \times 3^2}{4} m^2 \times 700m}{9,81m/s^2 \times 331,23m^2}} = 2,09m$$

(2.17), onde:

$$k = \frac{h_{ta}}{Y_e}$$

$$k = \frac{1,31 \times 10^{-1} m}{2,09m} = 6,27 \times 10^{-2}$$

(2.16), onde:

$$z_e = 1 - \frac{2}{3} k + \frac{1}{9} k^2$$

$$z_e = 1 - \frac{2}{3} 6,27 \times 10^{-2} + \frac{1}{9} 6,27 \times 10^{-2} = 0,96$$

(2.15), onde:

$$Y_E = z_e Y_e$$

$$Y_E = 0,96 \times 2,09m = 2,01m$$

(2.18), onde:

$$Y_D = z_d Y_d$$

$$Y_D = 0,895 \times 2,09m = 1,87m$$

A altura da chaminé de equilíbrio (H_c) será determinada então por meio da seguinte expressão:

$$H_c = Y_E + y_E + Y_D + y_D + Y_R$$

$$H_c = 2,01m + 1,0m + 1,87m + 1,0m + 0 = 5,88m$$

Conduto forçado:

Para o dimensionamento do conduto forçado iniciamos pelo cálculo do diâmetro econômico através da equação 2.21:

$$D_e = 1277 \sqrt[3]{\frac{Q^3}{H_b}}$$

$$D_e = 1277 \sqrt[3]{\frac{(12m^3/s)^3}{48,2m}} = 2,11m$$

Para facilitarmos a construção da tubulação do conduto forçado adotaremos o diâmetro arredondado para 2m.

A velocidade interna da corrente de fluido dentro do conduto forçado será determinada pela equação 2.24:

$$v = \frac{4Q}{\pi D_e^2}$$

$$v = \frac{4 \times 12m^3/s}{\pi \times (2m)^2} = 3,82m/s$$

As perdas no conduto forçado geradas por atrito podem ser determinadas pela equação 2.25 que segue:

$$h_a = 410K_a \frac{v^{1,9}}{Di^{1,1}} L_{cf}$$

$$h_a = 410 \times 0,32 \frac{(3,82m/s)^{1,9}}{(200cm)^{1,1}} 0,135km = 0,665m$$

Para o cálculo da perda na bifurcação faremos o uso da equação 2.27:

$$h_b = k_b \frac{V^2}{2g}$$

$$h_b = 0,25 \frac{(3,82m/s)^2}{2 \times 9,81m/s^2} = 0,186m$$

Para determinação da perda total do sistema adutor basta realizarmos a soma das perdas parciais:

$$h_t = h_g + h_i + h_e + h_f + h_a + h_b$$

$$h_t = 1,39 \times 10^{-2}m + 1,63 \times 10^{-2}m + 2,03 \times 10^{-3}m + 9,87 \times 10^{-2}m + 0,665m + 0,186m$$

$$h_t = 0,982m$$

Cálculo da queda líquida sabendo que:

$H = 48,2m$ (Queda bruta);

$h_t = 0,982m$ (Perda de carga total no sistema de adução).

A queda líquida (H_L) será:

$$H_L = H - h_t$$

$$H_L = 48,2m - 0,982m = 47,218m$$

A potência instalada desta Pequena Central pode ser determinada pela equação 2.31, sendo que as vazões utilizadas neste cálculo, são para respectivamente 60 e 95 % de permanência como demonstrado no início desta rotina.

Cálculo da potência instalada com 60 % de permanência:

$$P_i = 9,81(Q_{60} H_L) \eta_t$$

$$P_i = 9,81(12m^3/s \times 47,218m)0,85 = 4,72MW$$

Cálculo da potência instalada com 95 % de permanência:

$$P_i = 9,81(Q_{95} H_L) \eta_t$$

$$P_i = 9,81(3,6m^3/s \times 47,218m)0,85 = 1,42MW$$

A seleção das turbinas hidráulicas que serão instaladas na casa de máquinas é feita através da figura 2.6, onde é realizada a entrada dos dados calculados nesta rotina de dimensionamento e onde podemos perceber que a máquina que melhor se adapta a este empreendimento é a turbina hidráulica do tipo Francis.

APÊNDICE B – Fotos Aéreas



Figura B1 – Vale do rio Toropi – Fonte: Própria



Figura B2 – Terceiro ponto selecionado para estudo – Fonte: Própria



Figura B3 – Desnível do rio Toropi – Fonte: Própria

APÊNDICE C – Desenhos preliminares