

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE CIÊNCIAS AGRONÔMICAS
CAMPUS DE BOTUCATU

**AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DE UMA
MICROCENTRAL HIDRELÉTRICA, PARA ATENDER
CONSUMIDORES LOCALIZADOS EM REGIÕES ISOLADAS.**

GILBERTO MANOEL ALVES

Tese apresentada à Faculdade de Ciências Agronômicas do Campus de Botucatu – UNESP, para a obtenção do título de Doutor em Agronomia, Área de Concentração em Energia na Agricultura.

BOTUCATU – SP

Outubro – 2007

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE CIÊNCIAS AGRONÔMICAS
CAMPUS DE BOTUCATU

**AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DE UMA
MICROCENTRAL HIDRELÉTRICA, PARA ATENDER
CONSUMIDORES LOCALIZADOS EM REGIÕES ISOLADAS.**

GILBERTO MANOEL ALVES

Orientador: Prof. Dr. Odivaldo José Seraphim

Co-orientador: Prof. Dr. José Francisco Rodrigues

Tese apresentada à Faculdade de Ciências Agronômicas do Campus de Botucatu – UNESP, para a obtenção do título de Doutor em Agronomia, Área de Concentração em Energia na Agricultura.

BOTUCATU – SP

Outubro – 2007

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA SEÇÃO TÉCNICA DE AQUISIÇÃO E TRATAMENTO DA INFORMAÇÃO - SERVIÇO TÉCNICO DE BIBLIOTECA E DOCUMENTAÇÃO - UNESP FCA - LAGEADO - BOTUCATU (SP)

- A474a Alves, Gilberto Manoel, 1957-
Avaliação da viabilidade de implantação de uma micro-central hidroelétrica para atender consumidores localizados em regiões isoladas / Gilberto Manoel Alves. – Botucatu : [s.n.] , 2007 .
xviii , 156f. : il. color. , gráfs. , tabs .
Tese (Doutorado) -Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Ciências Agronômicas , Botucatu , 2007
Orientador : Odivaldo José Seraphim
Co-orientador : José Francisco Rodrigues
Inclui bibliografia
1. Energia - Fontes alternativas . 2 . Eletrificação rural.
 3. Recursos hídricos. 4 . Usinas hidroelétricas . J. Energia hidrelétrica . I. Seraphim, Odivaldo José . II. Rodrigues , José Francisco . III . Universidade Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho" (Campus de Botucatu) . Faculdade de Ciências Agronômicas. IV. Título

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA "JÚLIO MESQUITA FILHO"
FACULDADE DE CIÊNCIAS AGRONÔMICAS
CAMPUS DE BOTUCATU

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

**TÍTULO: AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DE UMA
MICROCENTRAL HIDRELÉTRICA PARA ATENDER
CONSUMIDORES LOCALIZADOS EM REGIÕES ISOLADAS**

ALUNO: GILBERTO MANOEL ALVES


ORIENTADOR: PROF. DR. ODIVALDO JOSÉ SERAPHIM

CO-ORIENTADOR: PROF. DR. JOSÉ FRANCISCO RODRIGUES

Aprovado pela Comissão Examinadora



PROF. DR. ODIVALDO JOSÉ SERAPHIM



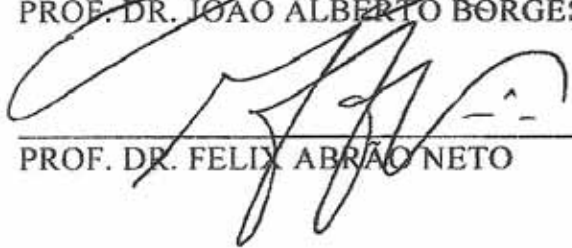
PROF. DR. AUGUSTO NELSON CARVALHO VIANA



PROF. DR. FRANCISCO JOSÉ BLAS DE TOLEDO PIZA



PROF. DR. JOÃO ALBERTO BORGES DE ARAUJO



PROF. DR. FELIX ABRÃO NETO

Data da Realização: 30 de outubro de 2007.

EU APRENDI

Que a melhor sala de aula do mundo está aos pés
de uma pessoa mais velha;
Que algumas vezes tudo o que precisamos é de
uma mão para segurar e um coração para nos entender;
Que deveríamos ser gratos a Deus por não nos
dar tudo que lhe pedimos;
Que Deus não fez tudo num só dia; O que me faz
pensar que eu possa?
Que todos querem viver no topo da montanha, mas
toda felicidade e crescimento ocorre quando você
está escalando-a;
Que quanto menos tempo tenho... mais coisas consigo fazer...
Ao refletir sobre isto, aprendi que tenho muito a aprender,
e que se alguém pensa saber tudo, é porque não aprendeu como convém saber!!
William Shakespeare

Agradeço ao meu orientador Prof. Dr. Odivaldo José Seraphim por confiar em meu trabalho e por sempre ter me dado ampla liberdade de ação.

Agradeço em especial ao Prof. Dr. José Francisco Rodrigues pela sábia e decisiva orientação nas etapas cruciais desta tese e pelas revisões me ajudando com seriedade e competência a contornar as minhas ansiedades.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Celso Luiz da Silva e Prof. Dr. Francisco José Blasí de Toledo Pízza, participantes da banca prévia, pelas críticas, sugestões e importantes contribuições para a discussão teórica do meu trabalho.

Aos colegas do Curso de Pós-Graduação da Universidade Estadual de São Paulo (UNESP), pela colaboração indireta, de afeto e companheirismo.

Aos funcionários do Curso de Pós-Graduação em Agronomia - Área de Concentração: Energia na Agricultura, pelo apoio incondicional sem a qual seria impossível a execução desta pesquisa.

A Universidade Federal Tecnológica do Paraná (UTFPR), em especial ao Departamento de Eletrotécnica, com os quais tenho convívio, durante anos, eu agradeço e divido com eles a responsabilidade pelo sucesso do reconhecimento deste trabalho.

Ao Prof. Msc. Ayres Sória, Prof. Msc. António Ivan e Prof. Ivan Born, pela solidariedade, generosidade em dividir seus conhecimentos nos momentos que necessitei.

Ao Prof. Dr. Carlos Roberto Balarim, Prof. Dr. Alexandre Beluco, Prof. Msc. Sérgio Furchi, aos Engenheiros António Carlos Tambellini Bettarello, António Carlos T. Okada e Jean Carlos Scoz, pela amizade, conhecimentos técnicos, informações peculiares que direta e indiretamente prestaram ajuda na elaboração desta pesquisa.

Ao Prof. Dr. Pedro Paulo Carneiro Nogueira da Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados de Mato Grosso (AGER), pelas valiosas informações que me ajudou a contornar algumas situações difíceis no desenvolvimento desta tese.

A Sidney Afonso da AGER, pela presteza, fornecimento de dados e informações que esclareceram e enriqueceram este trabalho.

A Luís Alceu Paganotto, pela colaboração na busca e elaboração dos dados.

A Edgard Walter Bredow, pela amizade, incentivo e contribuições valorosas que deu a essa tese.

Ao Sr. José Avelino de Abreu Correia, pela colaboração e afetividade com que colaborou no desenvolvimento deste trabalho.

Ao Prof. Dr. Zulcy de Souza, pela ajuda fundamental no plano técnico e intelectual deste trabalho.

Ao Prof. Dr. Geraldo Lucio Tiago Filho, pelos aportes ao aprimoramento desse trabalho.

A Rodrigo Basniak, pelo apoio e dedicação através dos desenhos que permitiram o desenvolvimento deste trabalho.

A Altacir Câmara Costa e Karina Leyser, pela ajuda e colaboração na área de custos demonstrando incentivo e companheirismo nos momentos de maior dedicação a esse trabalho.

A Edson Zelíndro Jr., pela torcida, integral colaboração, paciência e ajuda inestimável na elaboração dos esquemas na área de informática.

Ao Prof. Ayrton Roberto Lopes, pelas contribuições valiosíssimas, colocando-se em plena disponibilidade para me propor caminhos claros e objetivos.

A Prof. Dr. Laertes Bertoldi Guimarães, cujas sugestões me permitiram a visualização de diversas questões importantes a serem abordadas, fundamentais para a organização deste trabalho.

Ao Prof. Msc. Edson Mancini Filho, cuja capacidade de equilibrar compreensão e rigor permanecerá como um exemplo em minha vida profissional.

Em especial ao Prof. Dr. Nelson Miguel Teixeira, pelos ensinamentos primorosos desde a concepção deste trabalho e pela forma afetuosa e consistente durante sua orientação, cujo rigor com a produção esteve sempre aliado ao entusiasmo, paciência e companheirismo.

A todos os meus amigos, pelas horas que não passamos juntos, pelas coisas que deixamos de fazer, pela torcida e compreensão.

A Celso Leyser de Souza (in memoriam) e Herbert Leyser, que com seus exemplos me ensinaram a valorizar a honestidade, a inquietação e a perseverança, como caminhos de construção de qualquer experiência.

“ A alguém que com seu exemplo de honestidade e dedicação me fez trilhar um caminho que proporcionou a oportunidade para eu chegar a esta etapa de minha vida profissional”.

“A uma pessoa muito especial que dedica sua vida com carinho e amor incondicional e que me levava à escola na garupa de sua bicicleta e deixava alvo e branco, o meu guardapó, como a brancura de sua alma”.

A Soninha, com quem compartilho essa caminhada, pelo apoio fundamental, o companheirismo, a presença constante, a integral colaboração, o incentivo, a força, a amizade, o carinho e o amor em todos os momentos.

SUMÁRIO

	Página
LISTA DE TABELAS.....	XIV
LISTA DE FIGURAS.....	XV
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS.....	XVIII
1 RESUMO.....	1
1.1 Summary.....	2
2 INTRODUÇÃO.....	3
2.1 Justificativa.....	5
2.2 Objetivo.....	7
3 REVISÃO DE LITERATURA.....	8
3.1 Histórico da energia elétrica.....	8
3.2 Energia hidráulica.....	15
3.3 Classificação de usinas hidrelétricas	17
3.3.1 Arranjos básicos.....	21
3.3.2 Usinas de acumulação e usinas de fio d'água.....	23
3.3.3 Estrutura dos equipamentos de microcentrais hidrelétricas.....	26
3.4 Análise inicial para projeto de PCH.....	27
3.4.1 Medição da vazão.....	28
3.4.2 Barragens.....	30
3.5 Projetos hídricos.....	33
3.5.1 Critérios do projeto para barragens e estruturas de gravidade.....	33
3.5.2 Procedimentos da análise e carga calculada de ancoragem.....	34
3.5.3 Diâmetro econômico para conduto forçado.....	35

3.5.4	Vertedouro ou extravasor.....	36
3.5.5	Desvio do rio.....	38
3.5.6	Tomada d'água e desarenador.....	38
3.5.7	Perda de carga.....	40
3.5.8	Número de Reynolds.....	40
3.5.9	Conduitos de adução de água.....	41
3.5.10	Câmaras de carga.....	41
3.5.11	Chaminés de equilíbrio.....	42
3.5.12	Golpe de aríete.....	43
3.5.13	Casa de máquinas.....	44
3.5.14	Canais.....	45
3.5.15	Canal de fuga.....	45
3.5.16	Tubo de sucção.....	46
3.5.17	Equipamentos eletromecânicos.....	48
3.6	Turbinas.....	48
3.6.1	Retrospectiva.....	48
3.6.2	Tipos de turbinas.....	50
3.6.3	Turbinas de ação.....	54
3.6.3.1	Turbina Pelton.....	55
3.6.3.2	Turbina Banki.....	57
3.6.4	Turbinas de reação.....	59
3.6.4.1	Turbinas Hélice e Kaplan.....	60
3.6.4.2	Turbina Francis.....	61
3.7	Cavitação em turbinas hidráulicas.....	64
3.7.1	Prevenção da cavitação.....	66
3.7.2	Altura de sucção.....	66
3.7.3	Seleção técnica das turbinas.....	67
3.7.4	Síntese das turbinas.....	70
3.8	Gerador.....	74
3.8.1	Construção de gerador síncrono.....	74

3.8.2	Velocidade de rotação do gerador síncrono.....	75
3.9	Regulador de velocidade.....	76
3.10	Caracol ou caixa espiral.....	77
3.11	Volante de inércia.....	79
3.12	Linha de transmissão.....	79
3.13	Critérios para análise de mercado e/ou viabilidade econômica.....	81
3.14	Tarifação de energia elétrica.....	82
3.15	Meio ambiente e impacto ambiental.....	85
3.16	Outorga da água.....	86
3.17	Licenciamento ambiental.....	87
3.18	Regulamentação.....	89
4	MATERIAL E MÉTODOS.....	91
4.1	Material	91
4.1.1	Local da instalação.....	96
4.1.2	Dados hidroenergéticos da fazenda.....	96
4.1.3	Barragem.....	96
4.1.4	Determinação da potência necessária.....	98
4.2	Métodos.....	100
4.2.1	Determinação da potência aproveitável.....	100
4.2.2	Medição da vazão pelo método do vertedouro.....	101
4.2.3	Consulta a fabricantes.....	102
4.2.4	Critério para seleção da turbina.....	102
4.2.5	Critério para análise de mercado.....	103
4.2.6	Cálculo da potência da turbina Hélice.....	104
4.2.7	Linha de transmissão.....	112
4.2.7.1	Cálculo do vão para rede trifásica 13,8kV.....	112
4.2.7.2	Cálculo da queda de tensão.....	114
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	119
5.1	Definição do tipo de central hidrelétrica.....	119

5.2	Microcentrais hidrelétricas.....	119
5.3	Barragem.....	121
5.4	Levantamento da consulta a fabricantes.....	121
5.5	Curva de carga da Fazenda Madeira.....	123
5.6	Regulador de velocidade.....	124
5.7	Gerador.....	125
5.8	Transmissão.....	126
5.9	Caracol ou caixa espiral.....	126
5.10	Volante de inércia.....	127
5.11	Tubo de sucção.....	127
5.12	Quadro de comando.....	127
5.13	Tubulação forçada.....	128
5.14	Dimensionamento da casa de máquinas.....	129
5.15	Vertedouro.....	132
5.16	Tomada d'água.....	133
5.17	Comporta da tomada d'água.....	134
5.18	Blocos de apoio de ancoragem.....	135
5.19	Válvula borboleta.....	136
5.20	Canal de fuga.....	136
5.21	Licenciamento ambiental.....	138
5.22	Custos da implantação.....	138
5.22.1	Análise do custo de investimento.....	140
6	CONCLUSÕES.....	142
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	144
	APÊNDICE.....	156

LISTA DE TABELAS

		Página
Tabela 1 –	Classificação das PCHs em diversos países (kW).....	18
Tabela 2 –	Classificação de centrais hidrelétricas quanto à queda.....	18
Tabela 3 –	Situação das PCHs existentes no Brasil (2000).....	19
Tabela 4 –	Características e limites das micro e minicentrais hidrelétricas.....	23
Tabela 5 –	Classificação de turbinas de acordo com faixas de quedas.....	53
Tabela 6 –	Diferenças das turbinas de ação e reação.....	60
Tabela 7 –	Curva de pressão do vapor d'água.....	65
Tabela 8 –	Principais características das turbinas fabricadas no Brasil.....	68
Tabela 9 –	Tarifas classe de consumo, regional, Brasil (R\$/MWh)-03/2007.....	83
Tabela 10 –	Tarifa CEMAT por classe de consumo (R\$/MWh) - 04/2007.....	84
Tabela 11 –	Densidade pluviométrica.....	95
Tabela 12 –	Consumidores não atendidos por energia elétrica.....	95
Tabela 13 –	Coeficiente de inclinação da barragem.....	97
Tabela 14 –	Horário e consumo de energia.....	99
Tabela 15 –	Medição de vazão pelo método do vertedouro.....	102
Tabela 16 –	Variação da vazão e da queda.....	103
Tabela 17 –	Grandezas em função da queda da turbina: Hélice.....	106
Tabela 18 –	Tipos de turbinas, potência e custo.....	122
Tabela 19 –	Rendimento das turbinas.....	123
Tabela 20 –	Levantamento das potências.....	124
Tabela 21 –	Dimensão básica de geradores.....	130
Tabela 22 –	Custo da microcentral hidrelétrica (valores 02/2007).....	139
Tabela 23 –	Comparação de custo em R\$/kW.....	139
Tabela 24 –	Tarifa CEMAT por classe de consumo (R\$/MWh) 04/2007.....	141

LISTA DE FIGURAS

		Página
Figura 1 –	Circuito hidráulico.....	20
Figura 2 –	Corte esquemático CHD, com seus principais componentes incluindo câmara de carga.....	22
Figura 3 –	Corte esquemático CHD, com seus principais componentes incluindo chaminé de equilíbrio.....	22
Figura 4 -	Corte longitudinal da central hidrelétrica.....	25
Figura 5 -	Estrutura dos componentes para micro e minicentral hidrelétrica.....	26
Figura 6 -	Comporta de madeira da tomada d'água.....	40
Figura 7 -	Forma adequada para o tubo de sucção. (a) Escoamento livre, sem tubo de sucção. (b) tubo de sucção cilíndrico. (c) Tubo de Sucção tronco-cônico.....	47
Figura 8 -	Variação da velocidade e da pressão da água em sua passagem por (a) uma turbina de reação e (b) uma turbina de ação.....	51
Figura 9 -	Rotor Pelton.....	55
Figura 10 -	Bico injetor e defletor da Turbina Pelton.....	57
Figura 11 -	Turbina Michell Banki.....	58
Figura 12 -	Turbina Kaplan.....	61
Figura 13 –	Turbina Francis.....	62
Figura 14 –	Geometria dos rotores das turbinas de reação.....	70
Figura 15 –	Geometria dos rotores das turbinas de ação.....	71
Figura 16 –	Turbina Pelton de dois jatos e eixo horizontal.....	71
Figura 17 –	Turbina Michell Banki, com admissão horizontal.....	72
Figura 18 –	Turbina Axial, em caixa aberta	72
Figura 19 –	Turbina Axial de eixo vertical.....	73
Figura 20 –	Turbina Francis.....	73
Figura 21 –	Caracol ou Caixa Espiral.....	79
Figura 22 –	Fazenda Madeira.....	92

Figura 23 –	Casa sede da Fazenda Madeira (2007).....	93
Figura 24 –	Localização geográfica do município.....	94
Figura 25 –	Barragem existente na fazenda Madeira (2007)	96
Figura 26 –	Barragem e suas dimensões.....	97
Figura 27 –	Medição de vazão.....	101
Figura 28 –	Elementos para dimensão de turbinas Francis e Kaplan.....	107
Figura 29 –	Escolha do número de pás do rotor.....	108
Figura 30 –	Rotor Hélice (2007).....	110
Figura 31 –	Dimensões da caixa espiral.....	111
Figura 32 –	Caracol, rotor Hélice e palhetas móveis (2007).....	113
Figura 33 –	Esquema da linha de transmissão.....	115
Figura 34 –	Diagrama unifilar do ramal secundário.....	116
Figura 35 –	Esquema do início de linha.....	117
Figura 36 –	Esquema do final de linha	118
Figura 37 –	Micro usina Betta – Turbina Michell Banki.....	120
Figura 38 –	Micro usina – Turbina Pelton.....	120
Figura 39 –	Micro usina – Turbina Hélice.....	121
Figura 40 –	Rotor Hélice montada no caracol.....	122
Figura 41 –	Curva de carga.....	123
Figura 42 –	Regulador de velocidade.....	125
Figura 43 –	Gerador síncrono.....	125
Figura 44 –	Caracol, distribuidor e palhetas móveis.....	126
Figura 45 –	Volante.....	127
Figura 46 –	Tubo de sucção.....	128
Figura 47–	Dimensões da casa de máquina – planta.....	131
Figura 48 –	Dimensões da casa de máquina – corte.....	131
Figura 49 –	Dimensões do vertedouro em canal extravasor.....	132
Figura 50 –	Tomada d’água acoplada a tubulação forçada.....	134
Figura 51 –	Comporta de madeira da tomada d’água.....	134
Figura 52 –	Dimensão do bloco de ancoragem.....	135

Figura 53 –	Válvula borboleta.....	136
Figura 54 –	Canal de fuga – dimensões básicas.....	137

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
AWG	American wire gauge
BENT	Barragem de Enrocamento com Núcleo de Terra
CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossense S/A
CNA	Confederação da Agricultura e Pecuária do Brasil
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
COPEL	Companhia Paranaense de Energia Elétrica
CERPCH	Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas
CHA	Central Hidráulica de Acumulação
CHBQ	Centrais Hidrelétricas de Baixa Queda
CHD	Centrais Hidrelétricas de Desvio
CHESF	Companhia Hidro Elétrica de São Francisco
CHR	Centrais Hidrelétricas de Represamento
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
ELETOBRAS	Centrais Elétricas Brasileira
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil
ELETROSUL	Centrais Elétricas do Sul do Brasil
ENERSUL	Empresa Energética do Mato Grosso do Sul
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.
ESHA	The European Small Hydro Association
FEMA	Fundação Estadual do Meio Ambiente

GCH	Grande Central Hidrelétrica
GG	Grupo Gerador
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
MCHs	Microcentrais Hidrelétricas
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
MOP	Ministério do Planejamento Orçamento e Gestão
NTC	Norma Técnica da Copel
OLADE	Organização Latino-Americana de Energia
ONS	Operador Nacional de Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PFER	Pequenas Fontes de Energia Renovável
PIB	Produto Interno Bruto
PNB	Produto Nacional Bruto
PNRH	Política Nacional de Recursos Hídricos
PROCEL	Programa de Conservação de Energia Elétrica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
PVC	Poli Cloreto de Vinila
RAE	Relatório Simplificado de Avaliação de Eficiência de Uso da Água
RAS	Relatório Ambiental Simplificado
RV	Regulador de Velocidade
SEBRAE	Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e Custódia
SNRH	Sistema Nacional de Recursos Hídricos
SINGREH	Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos
TEP	Tonelada Equivalente de Petróleo
THS	Tarifa Horo-Sazonal

TH	Turbina Hidráulica
UNPEDE	União Internacional dos Produtores e Distribuidores de Energia Elétrica
USP	Universidade de São Paulo

1 RESUMO

Apesar dos pequenos aproveitamentos hidrelétricos terem recebido um pouco mais de atenção após a privatização das concessionárias de energia elétrica, muitas são as famílias, especialmente do meio rural, que não têm acesso à energia elétrica por residirem em locais mais distantes dos centros urbanos. Esta pesquisa teve como objetivo analisar a viabilidade de implantação de uma microcentral hidrelétrica como uma alternativa energética para consumidores não atendidos por energia elétrica convencional, através da concessionária. O aproveitamento em estudo localiza-se na Fazenda Madeira no município de São José do Rio Claro, localizado ao norte do estado do Mato Grosso. O desenvolvimento deste trabalho foi fundamentado em estudos teóricos e práticos, fazendo uso de métodos experimentais para a estimativa e avaliação do potencial hidrelétrico, através de critérios de hidrologia existentes no local. Após levantamento entre fabricantes nacionais, constatou-se a viabilidade da instalação da microcentral hidrelétrica com turbina Hélice devido as suas características técnicas e econômicas. São apresentados os resultados do projeto, desenhos e a construção da turbina. A instalação da microcentral proporcionará melhorias e facilidades na principal atividade da fazenda que é a criação, engorda e abate de gado, a qual representa grande importância social e econômica para a região.

EVALUATION OF THE VIABILITY OF IMPLANTATION OF A MICRO-HYDROELECTRIC PLANT TO ATTEND CONSUMERS LOCATED IN ISOLATED REGIONS. Botucatu, 2007. 160 p.

Tese (Doutorado em Energia na Agricultura) – Faculdade de Ciências Agronômicas, Universidade Estadual Paulista.

Author: GILBERTO MANOEL ALVES

Adviser: ODIVALDO JOSÉ SERAPHIM

Co-Adviser JOSÉ FRANCISCO RODRIGUES

1.1 Summary

Although small hydroelectric exploitations have received some sort of attention after the concessionaires privatization of electric energy, having competition and concourse in mind, nevertheless, there are many families, especially in rural areas, that do not have access to electric energy for living in locations distant from urban centers. This research had as objective to analyze the viability of one implantation micro-hydroelectric plants as an energy alternative for non-supported conventional electric energy consumers, through the concessionaire. The exploitation in study is situated in the Fazenda Madeira in the city of São José do Rio Claro, located to the north of the state of the Mato Grosso. The development of this work was based on theoretical and practical studies, making use of experimental methods for estimation and evaluation of the hydroelectric potential, through local existent hydrology standards. After survey between national manufacturers, it was verified viability of the implantation of the micro-hydroelectric plants with turbine Helix just its characteristics techniques and economics. The results of the project, drawings and the construction of the turbine are presented. The installation of the micro-hydroelectric will bring improvements and facilities to the main activity of the farm that are the creation, fattening and slaughtering of cattle and represent big social and economic importance for the region.

Keywords: micro-hydroelectric plants, Helix turbine, viability, electric energy, national industries.

2 INTRODUÇÃO

As concessionárias de energia elétrica foram privatizadas, por meio de regulação e fiscalização, tendo em vista a implantação da livre concorrência e a competitividade. Nesse contexto, associado à crise energética de 2001², os pequenos aproveitamentos elétricos passaram a receber um pouco mais de atenção no Brasil. Leite (1997, p. 358) diz, inclusive, que agora no Brasil a “ênfase ao estudo e à provação das pequenas usinas nas regiões já servidas nada tem de contraditório com os grandes projetos ainda por realizar que se localizam em regiões relativamente vazias”.

No entanto, ainda existem muitas famílias “sem acesso à energia estão majoritariamente nas localidades de menor Índice de Desenvolvimento Humano e nas famílias de baixa renda. Cerca de 90% destas famílias têm renda inferior a três salários-mínimos e 80% estão no meio rural”. (MME, 2007, p. 1).

O Censo realizado pelo IBGE (2000) apontava que 2.165.058 domicílios nas áreas rurais estavam sem energia elétrica, estimando-se atualmente em 3 milhões de propriedades com 5 milhões de famílias, sendo que 68% dessas famílias têm renda menor que dois salários mínimos.

² Refere-se ao blecaute de 1.^o de junho de 2001 que deu origem a uma série de racionamentos no país. O blecaute colocou às claras a falta de investimentos por parte do governo nas últimas décadas. (PCH notícias & SHP news, 2001, p. 8).

De acordo com o Censo realizado pelo IBGE (2000) apontavam para os seguintes números de domicílios não conectados à rede: Norte: 503.319; Nordeste 1.311.981; Centro Oeste: 121.946; sudeste: 372.779; Sul: 174.246.

Friedrich (1983) lembra que grandes distâncias, baixa densidade de cargas e um lento processo de consumo de energia são componentes indicativos de que investir em redes de eletrificação rural não significa condicionar somente ao retorno, no que se refere à tarifa quanto ao capital investido, é preciso considerar especialmente os benefícios sócio-econômicos que surgirão.

Por outro lado as microcentrais hidrelétricas (MCHs), cuja potência é menor de 1 MW, como refere Viana (2005, p. 4), “ainda não se tornaram negócio atraente no mercado nacional”. Uma das causas está na “complexidade de implantação e ao custo de geração de energia em comparação com outras fontes”. O consumidor não atendido encontra-se distante da geração, isto implica um custo elevado para atendê-lo e consideráveis perdas na linha de transmissão e distribuição em função da distância.

Apesar disso, as MCHs são potencialmente importantes para a geração de energia elétrica, especialmente para sistemas isolados e “na perspectiva de universalização do acesso à energia no país ou para o atendimento de unidades agrícolas e industriais (...). Estima-se que haja mais de mil mini e microcentrais com potências médias da ordem de 300 KW” (Viana, 2005, p. 4), sem contar aquelas que são ignoradas por terem potência menor de 100 kW.

Para Karl Rischbieter, em entrevista a Fabiana Gama, da revista PCH Notícias & SHP News (2001, p. 32), falta “incentivo às microcentrais, falta mercado e existe a necessidade de o governo investir nesse tipo de geração de energia”. Um exemplo disso é que o Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (PROINFA), regulamentado em 24 de dezembro de 2002, por meio do Decreto n.º 4541, foi implementado para dar incentivo à geração de energia por meio de PCHs de 1 MW até 30 MW, através de contratação e 3,3 mil MW pela Eletrobrás, mas as microcentrais hidrelétricas com potência abaixo de 1 MW não fizeram parte do programa, ou seja, os pequenos empreendimentos, também importantes, não foram valorizados. Além disso, falta à percepção e a divulgação, como já ocorre em muitos países, de máquinas e motores simples para que a geração de energia elétrica seja possível em micro e minicentrais.

Outro problema que vem ocorrendo é que os consumidores rurais em geral apresentam baixo consumo de energia elétrica, o que inviabiliza financeiramente o atendimento por parte das concessionárias e impossibilitaria, portanto, a aquisição de bens de consumo que dependem da eletricidade. Com a energia elétrica seria possível estender as atividades produtivas, aproveitar os recursos naturais, aumentar o mercado de trabalho e melhorar sua situação econômica, cultural e social. Segundo Goldemberg (2005), ao se comparar o Produto Nacional Bruto (PNB) do Brasil com o de outros países em desenvolvimento, a exemplo da Coreia do Sul, percebe-se que seria desejável que o Brasil tivesse seu mesmo PNB *per capita*, que é de US\$ 14.000, em vez dos atuais US\$ 7000), portanto, o Brasil precisaria minimamente dobrar o consumo de energia para chegarmos à mesma renda da Coreia.

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2005, p. 1), “o suprimento de energia elétrica tem-se tornado fator indispensável ao bem-estar social e ao crescimento econômico do Brasil. Contudo, é ainda muito deficitário em várias regiões”, devido à dificuldade de acesso ou pelo atendimento precário.

Segundo o Ministério do Planejamento Orçamento e Gestão (MOP, 2007), o Programa Luz para Todos “tem como objetivo levar, até 2008, energia elétrica a 12 milhões de brasileiros sem acesso ao serviço, dos quais 10 milhões residem em áreas rurais, contribuindo para o desenvolvimento econômico e social das comunidades beneficiadas”.

Barnett, Bell e Hoffman (1982) lembram que os problemas de energia rurais associam-se intensamente com os problemas de pobreza e relacionam-se ao contexto social, político, econômico mais amplo. Não existem problemas técnicos somente, pois devem compor um esforço trabalhoso mais amplo de desenvolvimento rural. Agarwal (1980) lembra a importância da participação da população local na geração e adoção da tecnologia enquanto condição necessária para a difusão.

2.1 Justificativa

Embora as concessionárias de serviços públicos de distribuição sejam obrigadas a atender o mercado sem discriminação de usuários rurais ou de baixa renda, Poppe (2007) destaca que isso não vem acontecendo; além disso, a regulação atual determina que

haja “solicitação prévia do interessado e a sua participação financeira nos investimentos requeridos, complementando o limite de investimento da distribuidora”, o que afasta do benefício da energia elétrica “significativa parcela da população brasileira, situada em áreas com população esparsa e de baixo poder aquisitivo”. (POPPE, 2007, p. 1).

Os fabricantes internacionais de turbina não têm interesse em fornecê-las em razão do preço reduzido para eles. Em contrapartida, os fabricantes nacionais no transcorrer desse tempo adquiriram tecnologia, em alguns casos artesanalmente, para atender a essa faixa de consumo.

Por outro lado, a energia é um insumo essencial para o bem-estar de qualquer sociedade. Está presente em todos os bens e serviços produzidos como importante item de consumo. A questão é de relevância internacional, nacional, regional, em regiões remotas da geração descentralizada com recursos energéticos localmente disponíveis.

No contexto dessas considerações, somadas à relevância social de que as micros e minicentraís são sistemas de produção de energia renovável excelentes, de que o Brasil precisa de mais energia para poder crescer, especialmente nas áreas rurais, e por ser socialmente relevante atender a essa faixa de mercado na atualidade, uma vez que faz parte da estratégia do Governo Brasileiro atual a compreensão da Política de Universalização do Acesso à Energia Elétrica como um “vetor potencial para a promoção do desenvolvimento sustentado de comunidades excluídas (MME, 2005), a presente tese encontra sua plena justificativa. Destaca-se que com as micro e minicentraís elétricas há maior proximidade do consumidor, diminuindo o problema da distância e da perda de energia elétrica.

A importância das micro e minicentraís hidrelétricas estão de modo especial na abertura de oportunidades de “investimentos modestos para a iniciativa privada (...), produtores independentes, autoprodutores e concessionários menores”. (LEITE, 1997, p. 358).

Além disso, considera-se de fundamental importância a elaboração de uma orientação técnica-econômica dirigida que auxilie na escolha de turbinas, que abranja um número significativo de fabricantes nacionais, como se realiza nesta tese. As premissas básicas consideradas referem-se ao desenho, montagem, operação e manutenção fácil e econômica, rendimento aceitável e haver possibilidade de fabricação da turbina para ser instalada próxima às residências.

2.2 Objetivo

O objetivo da presente tese é analisar a viabilidade técnico-econômica da implantação de uma microcentral hidrelétrica para a Fazenda Madeira, município de São José do Rio Claro em Mato Grosso.

Por outro lado, também se busca atingir os seguintes objetivos complementares:

- a) levantar o número de consumidores não atendidos por energia elétrica nas áreas urbana e rural no Brasil;
- b) comparar o custo das turbinas junto aos fabricantes nacionais;
- c) levantar informações técnico-econômicas necessárias para escolha da turbina;
- d) descrever o impacto e as transformações advindas da instalação da turbina;

3 REVISÃO DE LITERATURA

3.1 Histórico da energia elétrica

A primeira utilização da energia gerada mecanicamente no Brasil data de 1879. No mesmo momento que Thomas Edson divulgava a invenção da lâmpada em Nova York, D. Pedro II inaugurava no Rio de Janeiro a iluminação elétrica, com seis lâmpadas, na estação D. Pedro II, que na época era denominada estação da Corte. (MULLER, 1995). Em 24 de junho de 1883, o imperador inaugurou a usina termelétrica de Campos, no Rio de Janeiro, com potência de 52 kW. Foi a primeira cidade da América Latina e do Brasil a contar com iluminação elétrica pública.

A primeira usina hidrelétrica, situada na bacia do Jequitinhonha, no município de Diamantina, então na província de Minas Gerais, recebeu o nome de Ribeirão do Inferno; foi pioneira e uma das maiores do mundo naquela época, com desnível de 5 metros (MULLER, 1995, p. 6).

Desde os primeiros tempos da eletricidade no Brasil, existem relatos de usinas de pequena potência, em moinhos, serrarias e tecelagens, especialmente concentrando-se em Minas Gerais e mais tarde em São Paulo. Segundo Muller (1995), a primeira usina hidrelétrica do serviço público do Brasil, usina de Marmelos, construída em Juiz de Fora - MG, foi inaugurada em 7 de setembro de 1889, mas durou somente até 1896.

Vários grupos estrangeiros foram autorizados a operar no Brasil, a partir de 1899, como a The São Paulo Railway, Light and Power Company Limited, que inaugurou, em 1901, a primeira represa de grande porte, a Usina Hydroelétrica de Paranahyba, no rio Tietê, chamada Edgard de Souza em 1949.

Desde 1931 a União requereu o poder de conceder direitos ao uso de quedas de águas que, em 1934, culminou com a assinatura do Código de Águas, atuante até os dias atuais. Segundo Nascimento, Amaral e Pontes (1997, p. 25), o Código de Águas era “centralizador, socialista e com grandes restrições àquela liberdade que a iniciativa privada tinha no regime anterior”.

Entre 1939 e 1947, portanto, houve somente um projeto de ampliação do parque gerador, que foi “a elevação da crista da represa de Ribeirão das Lages em 28 metros, que permitiu um acréscimo de aproveitamento firme de 190.000 kW”. (MULLER, 1995, p. 10).

Como o país solucionou a crise de energia no período? Com novos racionamentos em todas as cidades maiores, especialmente em São Paulo, Rio de Janeiro. Nascimento, Amaral e Pontes (1997) destacam que a crise se estendeu até o final da década de 60, de modo que eram realizados racionamentos e cortes de energia de até 8 horas.

Após terminar a Grande Guerra, os investimentos foram retomados. Com a criação do Estado Novo, após o golpe de Vargas em 1937, a nova Constituição proibia novos projetos hidrelétricos por empresas estrangeiras.

Então o governo federal e estadual passou a participar mais intensamente como acionistas das empresas que geravam e distribuíam eletricidade e passaram a programar suas próprias empresas. Foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), em 1939, substituída em 1960 pelo Ministério de Minas e Energia.

Em abril de 1961 foi criada a ELETROBRÁS, denominada Centrais Elétricas Brasileiras S. A., para responder à crise da década de 50 em consequência da falta de continuidade de investimentos por parte das empresas estrangeiras. As empresas *Light* foram compradas pela ELETROBRÁS em 1979. Outras empresas foram criadas, como as Centrais Elétricas do Sul do Brasil (ELETROSUL), em 1968; as Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE), em 1972.

Em 26 de abril de 1973 foi assinado o tratado entre o Brasil e o Paraguai para a construção da Usina Hidrelétrica Itaipu Binacional. A formação do reservatório ocorreu no final de 1982. No dia 5 de maio entrou em funcionamento a primeira unidade geradora. Em 1991 foi concluída a primeira etapa da construção da usina com 18 unidades geradoras. No ano de 2006 foi concluída a obra perfazendo um total de 20 unidades geradoras.

Na década de 70, portanto, ocorreram mudanças significativas de crescimento no setor elétrico. Diversos projetos entraram em operação, como diversas ampliações de Paulo Afonso, o término de usinas com Ilha Solteira, Marimondo, Jaguará, Emborcação, São Simão, Itumbiara, Sobradinho, Salto Osório, Foz do Areia, Água Vermelha, Tucuruí e especialmente Itaipu.

Na década de 80, mais especificamente em 1988, após esgotar-se a capacidade de investimento do Governo, foi criada uma nova legislação com a Constituição Federal (1988), que definiu no Artigo 175 a realização de licitação para novas concessões de serviço público. As leis 8.987 e 9.074 passaram a obrigar que todos os riscos referentes aos projetos hidrelétricos deveriam ser levados em conta.

Segundo Muller (1995), na década de 90, a Eletrobrás limitou a atuação das empresas regionais, ou seja, ELETRONORTE, ELETROSUL, CHESF e Furnas junto com a *Light* e a ESCELSA tornaram-se responsáveis pela distribuição. As outras empresas estaduais e locais, caso os governos detenham a maior parte do capital social, tornaram-se coligadas à Eletrobrás.

Bajay e Santos (1986) resumem que até década de 50 eram as pequenas e médias centrais que recebiam o apoio do país, e elas pertenciam à iniciativa privada ou ao município. Mais tarde, as pequenas hidrelétricas foram relegadas a segundo plano porque as grandes usinas tinham mais condições de gerar eletricidade mais barata ou porque, como explica Leite (1997, p. 35), “os reservatórios, ao regularizarem os deflúvios, podiam exercer concomitantemente o controle de inundações, a melhoria das condições da navegação fluvial e a irrigação” (...).

Na década de 90, o Plano Decenal de Expansão (1995-2004), coordenado pela ELETROBRÁS, considerava a urgente necessidade de investimentos em energia elétrica da ordem de US\$ 6 bilhões por ano até 2004, mas o Governo não realizou os

investimentos esperados. Goldemberg (2005, p. 218) refere que “a geração de eletricidade no Brasil cresceu a uma taxa média anual de 4,2% entre 1980 e 2002, e sempre a energia hidráulica foi dominante”.

Em 2001, a população recebeu do Governo Federal o comunicado de que “os reservatórios destinados ao abastecimento de energia elétrica no país estavam com seus volumes de água reduzidos a níveis extremamente baixos. Prenunciava-se, assim, uma grave crise energética para os meses seguintes”. (DAWALIBI, 2004, p. 3).

O alto custo inicial e a disponibilidade de recursos impulsionaram inicialmente a que fossem aproveitados os locais considerados em ótimas condições, em seus aspectos hidráulicos, geológicos, hidrológicos, entre outros.

O Brasil e mais especificamente o Estado do Mato Grosso conta com recursos hídricos de grande potencial para serem desenvolvidos por meio de pequenos aproveitamentos hidroenergéticos, como alternativa para que a energia elétrica seja produzida com baixo custo, confiabilidade. Nesse contexto exercem um papel importante as turbinas de fabricação nacional.

O mundo passa por profundas transformações. A organização humana muda rapidamente seus paradigmas. Ante a ameaça dos acidentes catastróficos, conseqüentes do aquecimento global e resultantes da má distribuição de riqueza, da predação ecológica e “dos aspectos injustos do paradigma de desenvolvimento que vinham sendo adotados particularmente desde o período do pós-guerra” (REIS; SILVEIRA, 2000, p. 17), vem crescendo a conscientização sobre a importância da preservação da natureza e da redução de impactos nas interferências dos sistemas humanos, como é o caso das atividades de geração de energia elétrica.

Atualmente utiliza-se abundantemente o termo desenvolvimento sustentável ou sustentabilidade. Segundo Brundtland (1987), o relatório Nosso Futuro Comum definiu o desenvolvimento sustentável aquele que vai ao encontro das necessidades das gerações presentes sem afetar a capacidade de gerações futuras de também satisfazerem as suas necessidades.

No contexto do desenvolvimento sustentável a questão energética tem grande importância. Nos últimos anos essa questão vem assumindo posição central na agenda ambiental global, como nas negociações da Convenção do Clima, uma vez que “a matriz

energética mundial depende ainda, em quase 80%, de combustíveis fósseis, cuja queima contribui para aumentar rapidamente a concentração de gases-estufa na atmosfera”. (SILVEIRA; REIS; GALVÃO, 2000, p. 26).

Mudanças importantes são necessárias para que o setor energético se torne sustentável, como as políticas que redirecionem as escolhas de tecnologias e investimentos no setor, as quebras de monopólios estatais juntamente com a abertura do setor para investimentos privados e redução de impactos ambientais. Uma vez que a poluição do ar das grandes metrópoles, a chuva ácida, o efeito estufa e as mudanças climáticas, o desflorestamento e a desertificação, a degradação marinha e costeira, o alagamento e perda de áreas de terras agricultáveis são problemas atuais facilmente detectáveis. E, além disso, estudos e investimentos na área rural são poucos e os mesmos trazem imensos benefícios.

No Brasil, a oferta interna de energia renovável em 2006 cresceu em termos absolutos, em relação a 2005, em todos os seus tipos energéticos. “A fonte hidráulica e eletricidade foi responsável por 32,9% da oferta interna de energia renovável e corresponde a 14,6% da oferta interna de energia total no período”. (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2007, p. 14).

Segundo Zimmermann e Gomes (1997), no Rio Grande do Sul o programa de eletrificação rural contribuiu para a melhora do padrão de conforto das pessoas moradoras nas propriedades eletrificadas e beneficiou os municípios. Em números, 53% dos beneficiários adquiriram refrigeradores, 38% compraram freezer, 38% dos beneficiários adquiriram televisores; 29% dos beneficiários adquiriram bombas d’água e 100% compraram material elétrico, o qual proporcionou recolhimento de ICMS. Além disso, 4% dos beneficiários evitaram deslocamento para a cidade, dando economia de recursos aos municípios e ao governo estadual.

Segundo Audísio (2007, p. 1), a geração hidráulica é maior fonte de provisão de energia renovável que existe e possibilita a contribuição equivalente a mais de 22% da eletricidade consumida pelo mundo. Os 22% equivalem a 2.564 TW/ano. As Pequenas Fontes de Energia Renováveis (PFER) contribuem significativamente com o setor energético.

O consumo de energia *per capita* é utilizado atualmente como indicador de pobreza, mortalidade infantil e analfabetismo. Goldemberg (1998, p. 1) destaca que

na maioria dos países, nos quais o consumo de energia comercial *per capita* está abaixo de uma tonelada equivalente de petróleo (TEP) por ano, as taxas de analfabetismo, mortalidade infantil e fertilidade total são altas, enquanto a expectativa de vida é baixa. Ultrapassar a barreira 1 TEP (ou mais) parece ser, portanto, essencial ao desenvolvimento.

A energia é um insumo essencial para o bem-estar de qualquer sociedade. Ela está presente em todos os bens e serviços produzidos e, portanto, é um item básico de consumo. Segundo Lauterjung (1991), a busca de formas alternativas de energia em países em desenvolvimento oscila de acordo com a conjuntura do país e mais especificamente em relação ao preço internacional do petróleo. Porém, a questão não é somente nacional, mas também regional. É mais indicada para regiões remotas da geração descentralizada e com recursos energéticos localmente disponíveis.

Lauterjung (1991) questiona se existe atualmente uma propagação suficiente das tecnologias de difusão de energia elétrica. E responde que há atualmente muito a se fazer com as diferentes tecnologias alternativas de geração energética. Quais seriam os obstáculos? O autor enfatiza que o serviço elétrico em regiões distantes dos centros desenvolvidos do país, que tem pouca população e recursos escassos, deve ser encarado pelo Estado em seu *roll* subsidiário, já que os projetos não são rentáveis para o setor privados, e que os benefícios se medem em termos sociais, especialmente nos primeiros anos de exploração.

Um dos itens importantes dessa iniciativa é que a disponibilidade de energia elétrica permanente permite a extensão das atividades produtivas, o aproveitamento dos recursos naturais, o aumento do mercado de trabalho e uma melhoria na situação econômica, cultural e social dos habitantes.

A Organização Latino-Americano de Energia (OLADE, 1996) estabelece dez indicadores que possibilitam uma avaliação da sustentabilidade do desenvolvimento. Entre eles, três são indicadores de dimensão econômica, como: a sustentabilidade associada à baixa participação de importações na oferta energética; associada a baixo efeito de exportações energéticas no Produto Interno Bruto (PIB); a relação PIB/energia consumida. Dois deles são indicadores de dimensão social, como a porcentagem de lugares eletrificados e a cobertura das necessidades energéticas básicas, especialmente o consumo de energia útil residencial. E três são indicadores da dimensão de recursos e meio

ambiente, como a pureza do uso da energia, com relação a emissões de CO₂, o uso de energias renováveis e o estoque de recursos fósseis e lenha.

Atualmente se defendem em geral medidas energéticas direcionadas ao desenvolvimento sustentável, como indicam Silveira, Reis e Galvão (2000)

- a) maior utilização de tecnologias e combustíveis renováveis;
- b) aumento da eficiência do setor energético, a partir da produção até o consumo;
- c) mudanças drásticas no setor produtivo como um todo para que aumente a eficiência no uso de transporte de materiais e combustíveis;
- d) encontrar alternativas ambientalmente benéficas;
- e) melhorias nas atividades de produção de equipamentos e materiais;
- f) a utilização de combustíveis menos poluentes, como a substituição do petróleo pelo gás natural.

Não se pode deixar de citar aqui que as negociações acordadas no Protocolo de Kyoto em 1997 estão relacionadas a medidas de controle de emissões dos gases-estufa até 2020, o que significará grandes mudanças. A questão da energia elétrica é parte essencial de estratégias que objetivem o desenvolvimento sustentável.

Segundo Guerreiro (2001), “utilizar a energia com responsabilidade, sem desperdício, constitui um novo parâmetro a ser considerado no exercício da Cidadania”, lembrando a gravidade da crise ecológica no mundo.

Hémery, Debeir e Deléage (1993) lembram que

Quando uma sociedade se choca com a saturação dos recursos energéticos que podem ser explorados pelo sistema de conversores de que dispõe, inicia-se uma crise, em geral duradouramente repetitiva: durante décadas, buscar-se-á uma saída na ampliação das possibilidades do sistema energético existente, mas, periodicamente, a penúria energética reaparecerá e provocará as grandes catástrofes demográficas que, definitivamente, nada mais são senão modalidades históricas do compromisso entre as necessidades alimentares imediatas dos homens e a utilização dos recursos naturais para outros fins energéticos.

Destaca-se também que a área de suprimentos de energia elétrica, aquela que cobre a partir do processo de transformação da energia primária até a “interface com cada tipo de consumidor, está dividida em geração e transporte, o que inclui transmissão e distribuição”. (SILVEIRA; REIS; GALVÃO, 2001, p. 39).

Constitui a área de geração o processo de energia elétrica por meio de tecnologias diversas e fontes primárias, tendo à disposição diversas opções para a geração de

eletricidade no que se refere a custos e tecnologias, sendo que as fontes renováveis são as mais adequadas. Já o transporte da energia é composto de transmissão e distribuição que são ligadas por meio de sistemas de subtransmissão. A partir desses aspectos desenvolvem-se os sistemas de subtransmissão (algo que intermedia a transmissão e a distribuição) e distribuição (relaciona-se ao transporte da energia no varejo, desde o ponto de chegada da transmissão ou subtransmissão até o consumidor individualizado) (Silveira; Reis; Galvão, 2000).

3.2 Energia hidráulica

Os pequenos aproveitamentos hidrelétricos começaram no Brasil no fim do século XIX e começo do século XX. Até o decorrer da década de 50 a base da eletrificação no Brasil apoiava-se nas pequenas e médias centrais. A partir dessa década até os dias atuais foram os grandes sistemas elétricos estatais que se responsabilizaram pela energia. Atualmente os pequenos aproveitamentos recebem novamente importância (VIANA, 2005), pois existe um consenso de que pequenos aproveitamentos elétricos são mais econômicos, embora o custo da central e da linha de transmissão seja o equivalente a 2.000 US\$/kW (SANTOS, 1987).

A energia hidráulica já era utilizada no século I para mover rodas na moagem de cereais. Segundo Okuno, Caldas e Chow (1986), essas rodas receberam importante papel no século XVI por ocasião da industrialização da Europa. A partir das rodas surgiram máquinas de conversão de energia hidráulica em energia mecânica e, mais tarde, as usinas hidrelétricas.

A evolução dessas rodas de água dos antigos engenhos, ainda encontradas em pequenos sítios, originou as atuais turbinas hidráulicas, sendo que a principal diferença está no sistema fechado das turbinas, no qual a água é levada por um tubo de grande pressão que impele a roda a girar em grande velocidade. (BRANCO, 1990).

A água, além de ser fundamental para a vida humana e para a sobrevivência dos seres vivos, é também utilizada para saneamento, irrigação, lazer e para a produção de energia. Como as reservas mundiais de água estão ameaçadas, multiplicam-se os problemas econômicos, políticos e sociais. Embora, como lembram Silveira, Pinheiro e Gimenes (2000, p. 62), o Brasil seja um dos países “mais bem dotados pela natureza em

recursos hídricos (...), ao se considerar a disponibilidade dos recursos hídricos renováveis à população, o Brasil torna-se o vigésimo terceiro país no planeta”.

Leite (1997) lembra que no período entre os dois choques do petróleo, de 1973 a 1979, cresceu a valorização do gás por parte dos países industrializados e a incorporação da energia nuclear. O Brasil acrescentou a hidroeletricidade e enquanto os países industrializados utilizam energia proveniente de combustíveis fósseis e nucleares em 80%, no Brasil a eletricidade é proveniente da energia hidráulica na proporção de 80%.

Existem muitos problemas relacionados ao meio ambiente nos projetos realizados que trouxe como consequência o não aproveitamento de todo o potencial hidráulico. Outros projetos simplesmente inundaram grandes belezas naturais, aproveitamentos hidrelétricos em rios com eficiência energética menor do que poderiam apresentar, e grandes quantidades de terras foram alagadas.

Quanto ao ciclo hidrológico, toda água doce existente no mundo resulta da precipitação da evaporação das águas dos mares, rios, lagos, entre outros. Chama-se ciclo hidrológico à “transferência dessa água para os continentes e sua volta aos mares e mananciais de água doce”. (SILVEIRA, PINHEIRO; GIMENES, 2000, p. 63).

A bacia hidrográfica de um curso de água é o local da superfície do solo que consegue coletar a água das precipitações meteorológicas e levá-las ao curso de água. Na determinação das bacias hidrográficas se devem considerar as áreas a montante do local onde o aproveitamento é analisado.

Silveira, Pinheiro e Gimenes (2000) citam os diversos fatores ligados à bacia hidrográfica que ajudam no condicionamento do fluxo de água, como área da bacia hidrográfica; topologia da bacia, superfície do solo; condições geológicas; obras de controle e utilização da água a montante, como a irrigação.

No curso da água ocorre uma característica importante, o volume de água que passa em uma seção reta do mesmo na unidade de tempo: a vazão, é em geral medida em m^3/s . “Essa variável, em conjunto com a queda de água disponível em uma seção do rio, determinará a potência elétrica possível de ser obtida nesse ponto”. (SILVEIRA, PINHEIRO; GIMENES, 2000, p. 64).

3.3 Classificação de usinas hidrelétricas

A classificação das microcentrais é utilizada no Brasil especialmente no que diz respeito às áreas rurais, embora não existam engenharia e legislação adequadas. Desse modo, lembra Balarim (1999), “o limite de 50 kW deixa de fora uma parcela significativa de propriedades rurais. Adaptou-se, então, a classificação OLADE, multiplicando-se a coluna “potência máxima” por 2 (dois). De acordo com a ELETROBRÁS e DNAEE (1982) isso dá a classificação das usinas hidrelétricas de pequeno porte, as quais podem ser subdivididas, em: microcentrais: até 100 kW; minicentrais: até 1.000 kW; midi ou pequenas centrais: até 10.000 kW. E para que a classificação torne-se compatível com a capacitação da indústria nacional, ELETROBRÁS e DNAEE (1982) limitou em 5.000 kW a potência máxima por grupo da central.

De acordo com a Resolução da ANEEL 394, de 4 de dezembro de 1998, os aproveitamentos característicos de PCH, cuja potência é específica entre 1 e 30 MW e área inundada até 3,0 km² para a cheia centenária, têm os seguintes tipos: primeiramente as centrais quanto à capacidade de regularização a Fio d’água, de acumulação, com regularização diária do reservatório; e de acumulação, com regularização mensal do reservatório. Em segundo lugar, as centrais quanto à potência instalada e quanto à queda de projeto.

As centrais de fio de água são assim chamadas porque a duração do esvaziamento de suas reservas de água dura menos de 100 horas (COIMBRA; FIGUEIREDO, 2003). As minicentrais hidrelétricas são denominadas centrais de fio de água, pois não é possível grande regularização da vazão, afluente como ocorre nas centrais de represamento. (MONTEIRO, 2006).

O potencial do Brasil para as pequenas, minis e microcentrais hidrelétricas é de 7 GW, que constitui um pouco mais de 10% de toda capacidade instalada no país.

Embora a ANEEL tenha tentado inventariar todas as usinas hidrelétricas, não conseguiu incluir as micro usinas. Uma das dificuldades é a complexidade de levantamento de todos os pequenos empreendimentos, pois muitas vezes são privados e muitos deles em áreas rurais.

Nas grandes centrais, boa parte dos custos é consequência das obras civis. Os pequenos aproveitamentos hidrelétricos deixam de lado a regularização de vazão. “Abre-se mão para o acompanhamento diário de carga, que exige pouco volume regularizador” (BALARIM, 1999, p. 16; SOUZA *et al.*, 1983).

Os diferentes países classificam de modo diferente as micros, minis e pequenas centrais. Isso decorre do estágio industrial do momento em um determinado período (BALARIM, 1999). A Tabela 1 indica algumas das diferentes classificações das centrais hidrelétricas de pequeno porte de acordo com seus países.

Tabela 1 - Classificação das PCHs em diversos países (kW).

PAÍS	MICRO	MINI	PEQUENA
Brasil	100	101 – 1.000	1001 – 10.000
Bolívia	100	101 – 1.000	
China	100	101 – 500	501 – 25.000
Equador	50	51 – 500	501 – 5.000
Estados Unidos	500	501 – 2.000	2.002 – 15.000
Peru	5-50	51 – 500	501 – 5.000
Polônia	100	101 – 1.000	1.001 – 15.000

Fonte: Adaptado de JIANDONG (1994).

Na Tabela 2 está a classificação de centrais hidrelétricas de pequeno porte, segundo a Organização Latino Americana de Energia (OLADE).

Tabela 2 - Classificação de centrais hidrelétricas quanto à queda.

CLASSIFICAÇÃO	Potência Máxima (kW)	Queda de projeto (m)		
		BAIXA	MÉDIA	ALTA
Microcentrais	50	Menos de 15	15 a 50	Mais de 50
Minicentrais	500	Menos de 20	20 a 100	Mais de 100
Pequenas centrais	5.000	Menos de 25	25 a 130	Mais de 130

Fonte: OLADE (1996).

Em sua estimativa, o estudo do Centro Nacional de Referência (CERPCH), do ano de 2001 (Tabela 3) considerou um total de aproximadamente 600 centrais entre aquelas que já existiam, aquelas que estavam sendo construídas e as que estavam em projeto, agregando 2,6 GW de geração ao sistema elétrico.

Tabela 3 - Situação das PCHs existentes no Brasil (2000).

	SITUAÇÃO	QUANTIDADE	CAPACIDADE TOTAL (MW)	CAPACIDADE MÉDIA (MW)
Existentes	Operação	329	1.472,2	4,47
	Recapacitação	3	20,9	6,96
	Reativação	14	20,9	1,49
	Desativadas	164	119,8	0,73
Futuras	Estudo Preliminar	67	812,5	12,13
	Projeto	3	38,8	12,82
	Construção	15	172,1	11,47
TOTAL		595	2.657,2	50,07

Fonte: ELETROBRÁS e ANEEL (2000).

Há suposições de que “existam mais de 1.000 micros e minicentrais com potências médias de 300 kW, embora seu estado de operação e conservação seja ignorado. A realidade é que esses números ainda estão muito difusos”. (RIBEIRO, 2002, p. 1).

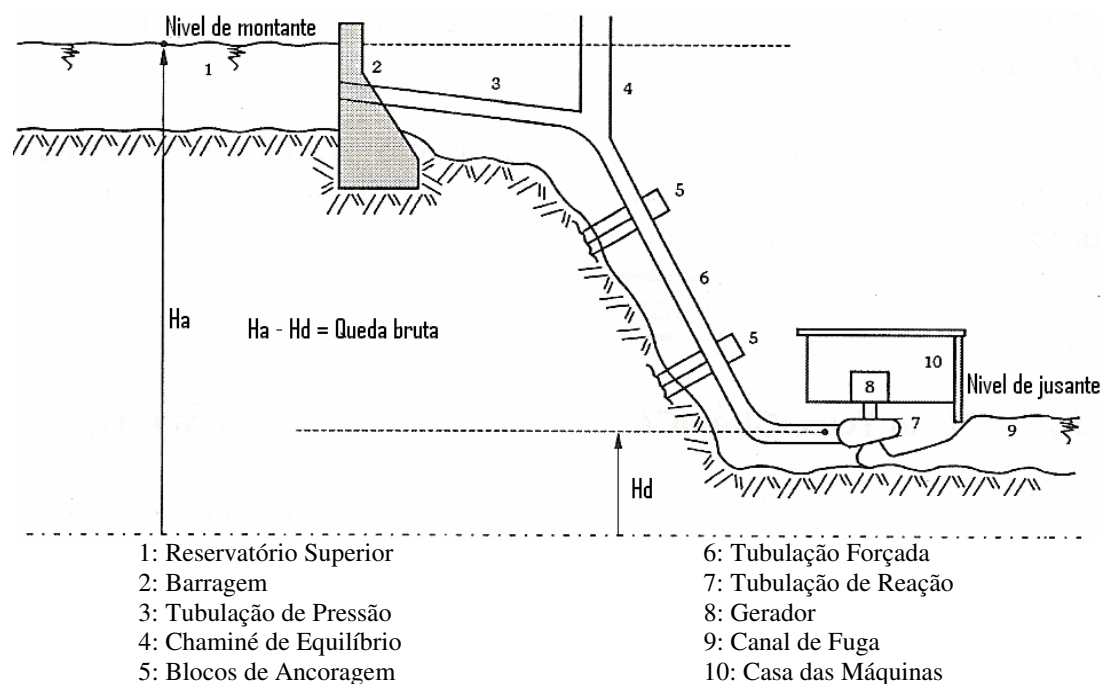
Ribeiro observa que as PCHs têm privilégios, como “simplicidade de relações com a agência reguladora; o desconto na transmissão ou até isenção; a isenção do pagamento de compensação financeira pelo uso da água (...)” e que isso poderá ocorrer da mesma forma no caso das microcentrais.

Segundo Paiva (2006), o interesse pelas minicentrais se renovou após os seguidos choques do petróleo nas décadas de 70 a 80, por ser ambientalmente benigna, e que se torna interessante a recuperação de centrais desclassificadas.

A Resolução n°. 395 de 4/12/1998 estabeleceu “os procedimentos gerais para registro e aprovação de estudos de viabilidade e projeto básico de empreendimentos de geração hidrelétrica, assim como da autorização para exploração de centrais hidrelétricas até 30 MW”. (ANEEL, 1998, p. 1).

As minicentrais hidrelétricas, também conhecidas como pequenos aproveitamentos hidrelétricos começam a ser cada vez mais valorizadas, pois não se limitam ao abastecimento doméstico, podendo ser utilizados também para controlar as cheias e proporcionar o lazer.

Dentre as características das minicentraís existem os órgãos anexos da barragem que são os descarregadores de cheias, as descargas de fundo e de meio fundo e as tomadas de água. O circuito hidráulico é composto pela barragem, tubulação de pressão, chaminé de equilíbrio, tubulação forçada até a casa de máquinas, conforme a Figura 1.



Fonte: SIMONE (2000, p. 39).

Figura 1 - Circuito hidráulico.

O circuito hidráulico abrange o trecho de adução (um declive), e o trecho da tubulação forçada (grande declive, entre a cota de jusante da adução e a cota da casa de máquinas). As chaminés de equilíbrio, ou câmaras de carga, são colocadas como componentes hidráulicos entre a barragem e a tubulação forçada.

Os novos interesses para aproveitamentos hidrelétricos de pequeno porte, especialmente nas regiões sul e sudeste, são “um fato evidente, pois os aproveitamentos mais econômicos e mais próximos aos centros consumidores já foram em grande parte utilizados, restando os que estão remotos (...)”. (BALARIM, 1999, p. 14-15).

No entanto, ao participar do *Diário do Legislativo* Tiago Filho (2001) esclarece que

(...) as minicentraís e as microcentrais, que são as centrais abaixo de 1MW, estão no limbo. Não existe consenso para determinar sua situação. Geralmente, elas são operadas por autoprodutoras, e sua produção destina-se a consumo próprio. Normalmente, elas são associadas a empreendimentos agroindustriais. Sobre microcentral, estima-se que existam 200 MW em recapacitação. Desativadas, temos notícia de que existem 427 e, em situação desconhecida, 1.039, grande parte delas no Estado de Minas Gerais. Nosso Estado é o grande mercado de pequenas e microcentrais do Brasil. Por ser um Estado montanhoso e ter muitas nascentes, há vários potenciais remanescentes, várias centrais desativadas. Temos que nos preocupar com isso. Pelo registro das microcentrais e pelo de potência instalada, podemos ver que o pessoal que implanta microcentrais abaixo de 1 MW não se preocupa em avisar o órgão regulador, que é a ANEEL. E ela precisa desse registro. Então, existem vários empreendimentos, mas não existe a correlação registrada na ANEEL.

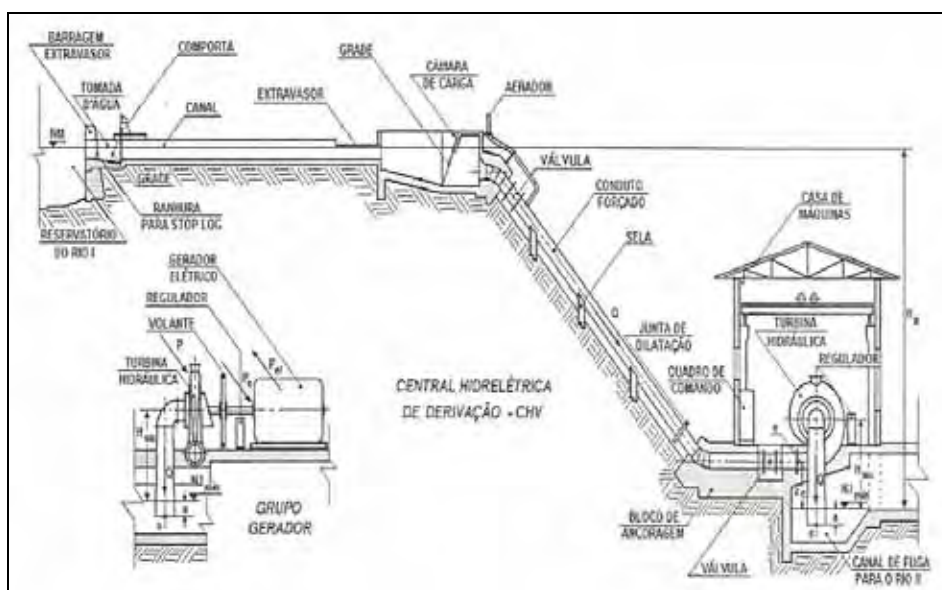
Segundo Lapeña (1999), as pequenas centrais hidroelétricas (pequenas, minis e microcentrais), plantas menores de 10 MW, 2 MW e 100 kW respectivamente exercem importante papel em muitos países especialmente na eletrificação rural. Na China, por exemplo, estima-se que aproximadamente 300 milhões de pessoas dependem deste tipo de centrais para terem eletricidade.

As pequenas centrais hidrelétricas (PCH) representam 30 GW da totalidade da capacidade instalada no mundo, o que representa, por exemplo, 15% da totalidade da energia elétrica que se gera na Europa.

Esta forma de definir as PCHs não possui total concordância no Brasil, porém o valor de 10 MW como ponto máximo é aceito pela maioria dos investigadores envolvidos na temática e por diversas instituições em âmbito mundial como a *The European Small Hydro Association* (ESHA). Essa mesma subdivisão pode ser tomada para todas as Pequenas Fontes de Energia Renovável (PFER) resistentes.

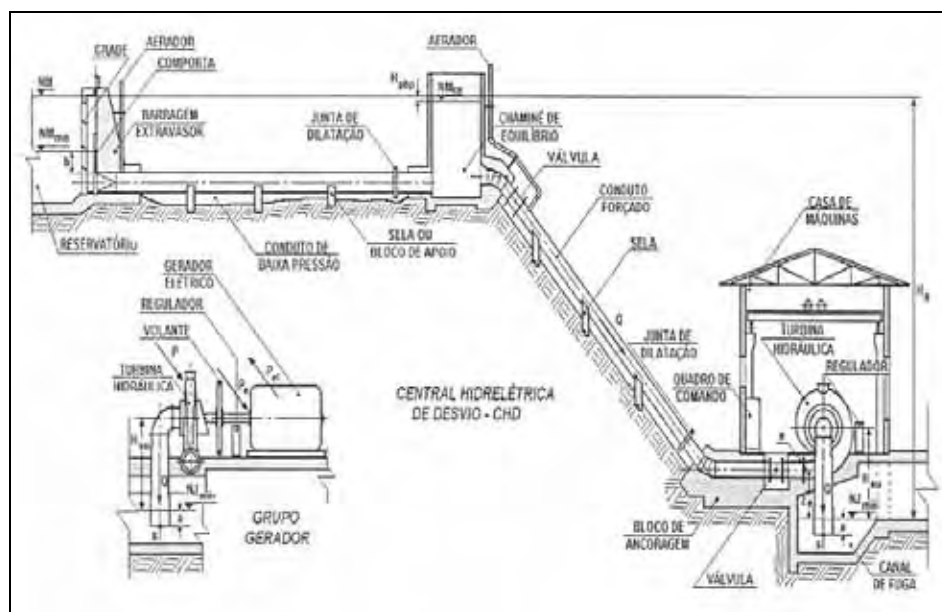
3.3.1 Arranjos básicos

De acordo com a ELETROBRÁS e DNAEE (1982) as usinas hidrelétricas de pequeno porte caracterizam-se atualmente por dois arranjos básicos. O primeiro constitui-se de barragem/vertedouro, tomada d'água, canal de adução, câmara de carga, tubulação forçada, casa de máquinas e canal de fuga, conforme Figura 2.



Fonte: SOUZA, SANTOS e BORTONI (1999, p. 26).

Figura 2 - Corte esquemático CHD, com seus principais componentes incluindo câmara de carga.



Fonte: SOUZA, SANTOS e BORTONI (1999, p. 25).

Figura 3 - Corte esquemático CHD, com seus principais componentes incluindo chaminé de equilíbrio.

O segundo arranjo contém a substituição da câmara de carga pela chaminé de equilíbrio como pode ser observado na Figura 3.

Na Tabela 4 estão as características indicadas por ELETROBRÁS e DNAEE (1985b).

Tabela 4 - Características e limites das micro e minicentrais hidrelétricas.

CARACTERÍSTICAS	MICRO	MINI
Potência máxima (kW)	100	1000
Altura máxima da barragem (m)	3	5
Vazão máxima da central (m ³ /s)	2	15
Número mínimo de grupos geradores para a vazão máxima	1	2
Potência máxima do grupo gerador (kW)	100	1 000
Período de recorrência para obras de desvio – vazão de cheias (anos)	---	5 a 10
Período de recorrência para obras permanente – extravasores – cheia máxima (anos)	---	500 – 1000
Período máximo para implantação (meses)	6	12 – 24
Regularização	Q ₉₅ ou no Máximo Regularização Diária	

Fonte: ELETROBRÁS; DNAEE (1985b).

Na etapa de pesquisa e seleção do local para a implantação da usina, no caso das minicentrais, a orientação da ELETROBRÁS e DNAEE (1985^a, p. 4) é que se utilizem “equipamentos eletromecânicos considerados como os mais simples e econômicos dentre os demais, visando custos mínimos. Não fazem parte (...) as centrais hidrelétricas de acumulação com regularização semanal ou períodos maiores”.

3.3.2 Usinas de acumulação e usinas de fio d’água

Segundo Macintyre (1983), existem dois tipos de usinas: a Central Hidrelétrica a Fio D’água e a Central Hidrelétrica de Acumulação, com Regularização Diária de Reservatório.

Para os casos de usinas de pequeno porte, um riacho seria aproveitado em terreno acidentado, perto das nascentes, que possa fornecer algumas dezenas de litros por segundo. Então a instalação a ser aplicada é a micro usina a fio de água. Em um ponto alto da

encosta seria construído um pequeno represamento para tomada da água de uma tubulação que desceria diretamente à usina, que estaria na parte mais baixa possível. Na pequena represa estaria um vertedouro que possibilitaria a saída de uma parte da água, não deixando a seco o leito natural do riacho, o que ocasionaria prejuízos à natureza. Em outro aspecto, como explica Macintyre (1983), a da mini usina de derivação com instalação aberta, existiriam dois procedimentos: no primeiro, refere-se a um córrego que possibilita a construção de uma pequena barragem com vertedouro e uma tomada de água lateral ao rio. A partir da tomada de água, esta vai a canal aberto, com pequena declividade, até o poço de adução no qual se localiza a turbina de instalação tipo aberta, que é adequado a desníveis pequenos. No segundo procedimento, não se represa o rio, uma vez que haveria problemas com os moradores das terras a jusante, ou porque seriam necessários grandes gastos com obras. Realiza-se somente uma tomada de água lateral, protegida por uma tora de madeira flutuante entre guias e um canal de adução até o poço onde está a turbina. Evita-se o excesso de água por ocasião das cheias pelo fechamento parcial de uma comporta na tomada de água para o canal.

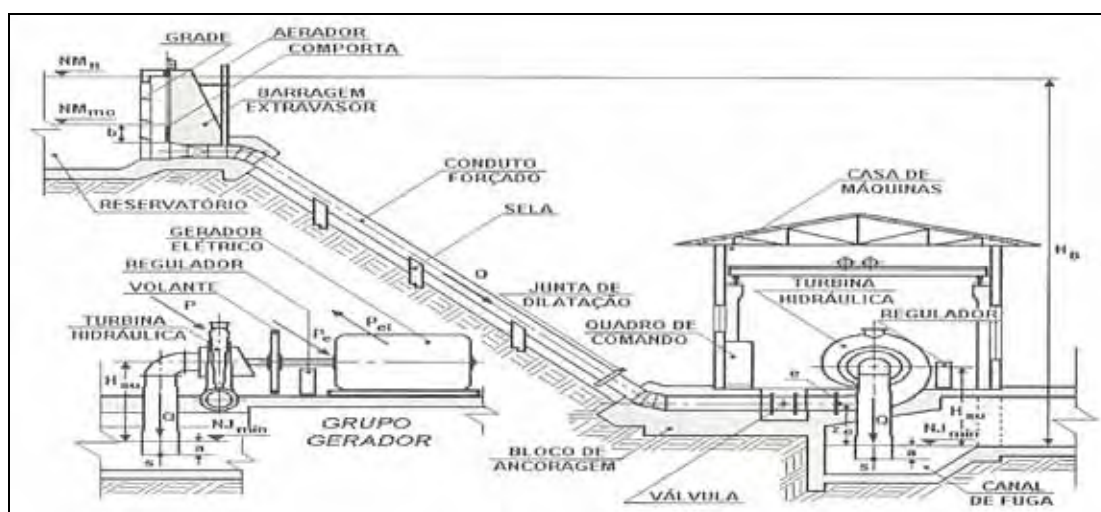
Quanto à central hidrelétrica a Fio D'Água, que é utilizada quando “a vazão mínima do rio é igual ou maior que a descarga necessária à potência a ser instalada para atender à demanda máxima do mercado consumidor”. (ELETROBRÁS; DNAEE, 1985a, p. 4)

Essa modalidade permite a dispensa e estudos de regularização de descargas, dispensa de estudos sazonais de carga elétrica do consumidor e simplifica os estudos e a concepção da tomada de água. (ELETROBRÁS; DNAEE, 1985a, p. 4).

Nesse caso, a captação da água poderá ser feita através de uma pequena barragem, desprezando o volume do reservatório criado e projetando-se todo o sistema de adução para conduzir a descarga necessária à potência que atenda à demanda máxima. O aproveitamento energético do local será parcial e haverá descargas pelo vertedouro na quase totalidade do tempo.³

³ Atente-se para o fato de que após revisão de literatura reflexiva e seu confronto com a prática, considerou-se que no presente estudo de caso não existe caixa de carga, chaminé de equilíbrio, e o sistema de adução é constituído somente pelo conduto forçado (não existe conduto de baixa pressão), porque, neste caso, o sistema de adução é curto. Não há necessidade de prever-se a instalação de uma chaminé de equilíbrio porque o comprimento da tubulação forçada não ultrapassou cinco vezes a queda bruta. Para sistemas de aduções curtos, deverá ser estudada opção para uma tubulação única para os trechos de baixa e alta pressão (ELETROBRÁS, 1985, 5.2.17, p. 1).

Esse tipo de aproveitamento é exemplificado na Figura 4 apresenta, dentre outras, as seguintes simplificações: dispensa-se a utilização de regularização de descarga, os estudos sazonais de carga elétrica do consumidor, facilitando estudos a propósito da tomada d'água nos serviços topográficos desobrigam-se a realização de levantamento pormenorizado da área do reservatório, atendo-se ao estabelecimento do contorno da área inundada, uma vez que não é preciso determinar a curva área versus volume do reservatório.



Fonte: SOUZA, SANTOS, BORTONI (1999, p. 9).

Figura 4 - Corte longitudinal da central hidrelétrica.

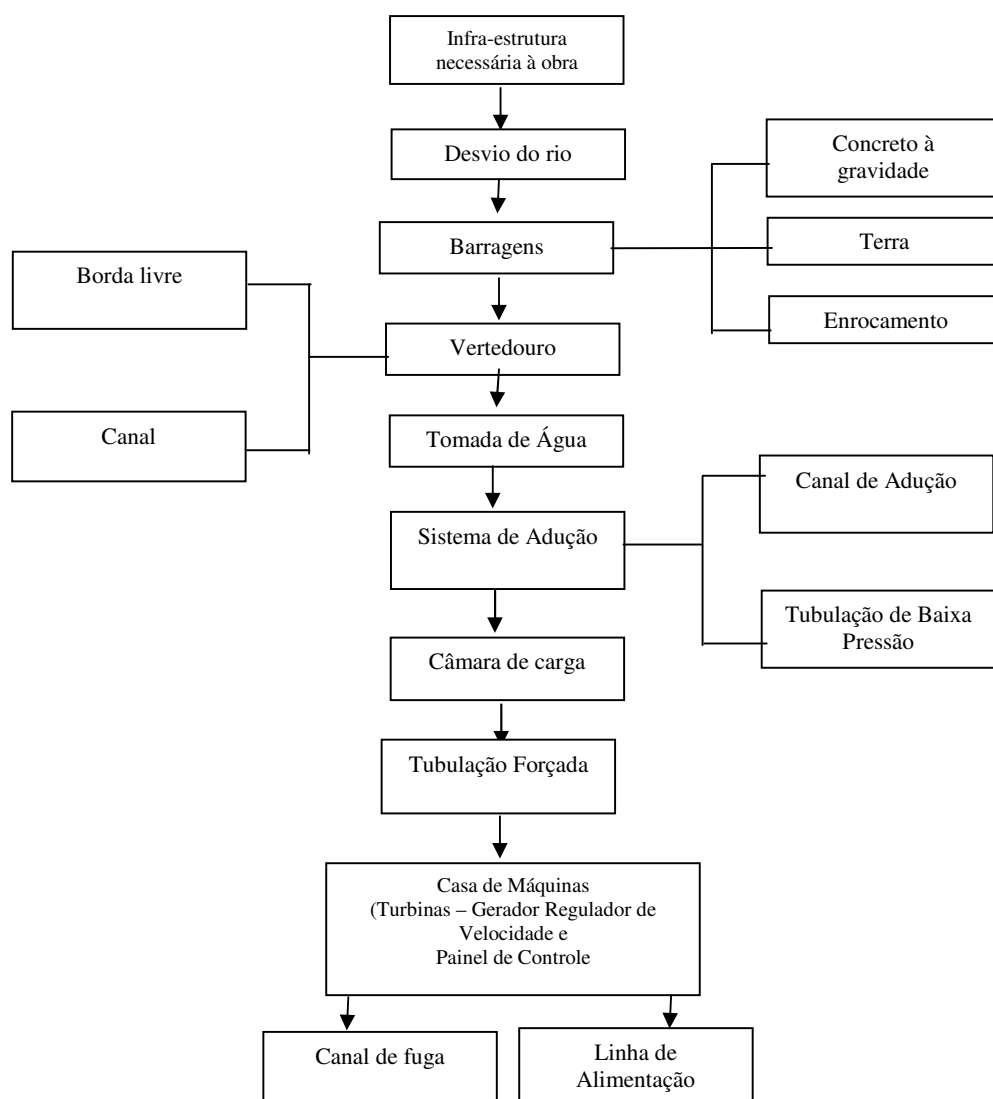
Quanto à Central Hidrelétrica de Acumulação (CHA), com Regularização Diária do Reservatório, é utilizada quando

a vazão mínima do rio não é suficiente para atender a demanda máxima do mercado consumidor e recorre-se à contribuição de reservatório que, através de seu volume d'água utilizável diariamente, acresce à descarga mínima do rio uma descarga regularizada correspondente. (...). Quando, mesmo com a regularização diária do reservatório, não for obtido um valor suficiente para a descarga desejada, pode-se ainda assim projetar a adução para uma descarga maior que a mínima e suficiente para, juntamente com a descarga de contribuição de regularização diária do reservatório, atender, na maior parte do tempo, à descarga necessária ao mercado. (ELETROBRÁS; DNAEE, 1985a, p. 6).

Nos períodos de escassez de água, complementa-se a geração por meio de outras fontes produtoras de energia tais como: óleo diesel, cana de açúcar, e biomassa.

3.3.3 Estrutura dos equipamentos de microcentrais hidrelétricas

Balarim (1996) destaca a seqüência lógica do dimensionamento da estrutura e equipamentos de uma microcentral hidrelétrica que estão resumidas na Figura 5, como arranjo básico.



Fonte: Adaptação de BALARIM (1999).

Figura 5 - Estrutura dos componentes para micro e minicentral hidrelétrica.

3.4 Análise inicial para projeto de PCH

ELETROBRÁS e DNAEE (1985a, p. 15) recomendam que o pesquisador conheça “os parâmetros básicos, como vazões naturais do curso de água, queda bruta do aproveitamento e a potência necessária para suprir o centro consumidor”.

Os principais itens a serem observados são a existência de estradas e as condições mínimas de alojamento e assistência à saúde para os trabalhadores, bem como um sistema de captação de água e lançamento de detritos (BALARIM, 1999).

Segundo ELETROBRÁS e DNAEE (1985a, p. 45) os estudos hidrológicos envolvem “o regime fluviométrico do rio com determinação das vazões para utilização no cálculo da potência a ser instalada; a vazão de projeto das estruturas extravasoras; a relação cota-descarga a jusante da central”.

3.4.1 Medição da vazão

Enquanto o pesquisador coleta outras informações poderá também realizar a coleta de dados fluviométricos e consultar órgãos dos governos estaduais e das prefeituras locais, como mapas, estudos já realizados, dados topográficos e geológico-geotécnicos, dados hidrométricos e o sistema energético da região. Deve realizar a fisiografia da bacia e o regime fluviométrico (área de drenagem e declividade); a estimativa de série de vazões a partir de dados de outros postos e fazer a avaliação expedita de curva-chave. (ELETROBRÁS; DNAEE, 1985a).

Entre outros itens deve definir também a implantação de um posto fluviométrico “numa cessação do rio, de fácil acesso, em trecho retilíneo, cuja variação do leito seja pequena, e às margens estáveis e livres de vegetação”. (ELETROBRÁS; DNAEE, 1985a, p. 60). Deve considerar: referência de nível; escalas linimétricas, levantamento de seção transversal, medições de descarga líquida, medição com flutuador.

Segundo Daker (1983), é possível realizar a medição das águas correntes de várias formas, dependendo das dimensões do curso de água e da precisão desejada. Uma é a medição direta, processo mais simples e somente aplicável aos regatos pequenos. Trata-se do tempo que é preciso para que o riacho encha um recipiente, cujo

volume se conhece, como uma lata de querosene, por exemplo, com volume de 20 litros. A fim de que toda a água afluente para a lata, realiza-se um pequeno dique de terra num trecho escolhido do riacho, assim o recipiente pode entrar livremente a jusante e receber a água para ali levada por meio de uma telha ou pedaço de cano. A seguir mede-se com exatidão o tempo gasto para encher o recipiente. Após três medições, no mínimo, deve-se tirar a média do tempo.

Souza, Fuchs e Santos (1983) indicam para a medida da intensidade de chuvas a utilização de pluviômetros e de pluviógrafos. Para a medição de vazão, os autores indicam os “métodos próprios para grandes vazões”, como “mancha salgada (Allen); pressão-tempo (Gibson); molinetes e diluição”; e os “métodos próprios para pequenas vazões”, que são os mesmos, acrescentados de vertedouro, métodos gravimétrico e volumétrico; tela móvel e medidor de pressão diferencial.

Daker (1983) orienta que o processo do vertedouro é aplicável a pequenos cursos de água com vazões inferiores a 300 litros por segundo. O vertedouro triangular é melhor que o retangular nos casos de pequenos riachos por dar uma vazão possível de ser medida.

O método gravimétrico e volumétrico orienta como se deve proceder ao desviar o curso para um reservatório conhecido e após um tempo a verificação do acréscimo de volume para se ter a vazão média. Os métodos de vertedouros não facilitam o estudo de vazão de um curso de água sem uma represa já construída. O método da diluição “consiste em lançar no curso de água em estudo uma vazão constante de uma solução que não seja encontrada em grande quantidade nessas águas e, a jusante, medir a concentração dessa solução comparando-a com a concentração natural do curso” (SOUZA, FUCHS; SANTOS, 1983, p. 105).

O método das calhas venturimétricas pode se realizar com calhas de dois tipos: as de ressalto hidráulico e as do tipo Parshall. Elas se constituem em medidores para médias e pequenas vazões. O método dos flutuadores é bastante diverso, mas em geral são esféricos, ocos e de metal. Servem para medir a velocidade de filetes abaixo da superfície. Deve-se usar uma esfera auxiliar, presa à primeira esfera. Ambas formam um conjunto flutuante que apresenta uma velocidade que se aproxima da média aritmética das velocidades

dos filetes da superfície e interno. Ao se conhecer a velocidade do filete da superfície pode-se calcular a outra.

Segundo Hamm (1981), o método do flutuador é aplicado para córregos maiores. Embora não seja tão exato quanto outro método, é adequado para finalidades práticas. Escolhe-se um ponto no córrego onde o leito é liso e a seção de corte é razoavelmente uniforme para um comprimento de pelo menos 30 pés⁴. Mede-se a velocidade da água jogando pedaços de madeira na água e medindo o tempo de curso entre dois pontos fixos, 30 pés ou mais distante. Eleve marcos em cada margem nestes pontos. Conecte os dois marcos rio acima por uma corda de fio de nível (use o nível de um carpinteiro), siga o mesmo procedimento com os marcos rio abaixo. Divida o córrego em seções iguais ao longo dos fios e meça a profundidade da água para cada seção. Desta maneira, a área de seção transversal do córrego é determinada. O cálculo da vazão do córrego é dado pela Equação 1.

$$Q = s.v \quad (1)$$

Onde:

$$Q = \text{vazão, } ft^3 / s$$

$$s = \text{seção média do fluxo transversal, } ft^2$$

$$v = \text{velocidade, } ft^2 / s$$

Souza, Fuchs e Santos (1983) assinalam também o método dos molinetes que, atualmente, é o mais conhecido para a medição de vazão (velocidade) em virtude de sua precisão. “Consiste basicamente em uma hélice cuja rotação é proporcional à velocidade do líquido. Geralmente a hélice é ligada a um sistema de engrenagens que, a cada 5, 10, 20 ou 30 voltas, atua num contato elétrico. Isso permite ao operador, na superfície, saber a velocidade do filete que está sendo analisado”. (SOUZA, FUCHS; SANTOS, 1983, p. 108).

Segundo Bredow (2007) os métodos de medição que apresentam melhores resultados são para o método vertedouro vazões de até 500 l/s, com método área (média) X velocidade até 2.000 l/s e o método com molinete acima de 2.000 l/s.

⁴ (ft) pés = 0,3048 m.

3.4.2 Barragens

Os homens constroem barragens para a utilização dos recursos hídricos há mais de 5000 anos, como é o caso da barragem de Jawa, na Jordânia. (LORIGGIO; SENEM, 2003).

As barragens são “obras transversais aos álveos dos rios, bloqueando a passagem da água”. (SOUZA, FUCHS; SANTOS, 1983, p. 16). Têm como funções o represamento das águas para que seja possibilitada sua captação para desvio; a elevação do nível das águas, para que ocorra o desnível coerente com um aproveitamento hidrelétrico; e o represamento do rio para que se formem reservatórios regularizadores de vazões, possibilitando diversos tipos de aproveitamento.

A ELETROBRÁS/DNAEE (1985) destaca que para as microcentrais hidrelétricas a altura máxima da barragem é da ordem de 3,00 m. A seleção do tipo de barragem deve considerar as características dos materiais disponíveis e como eles podem entrar em combinação para um melhor aproveitamento das obras.

Hwang (1984, p. 205) define a barragem como “estrutura disposta em um curso de água para nele armazenar ou reduzir a vazão normal de água. A água acumulada por uma barragem pode atingir grandes alturas, dependendo, naturalmente, da altura da barragem”. Pequenas são as barragens com menos de 10 metros de altura.

Segundo Skrotzki (1996), as barragens funcionam de duas maneiras: uma criando queda e outra direcionando a água para o armazenamento, ou ambas, podem ser desempenhadas por uma barragem. É claro, para criar uma queda, a água deve ser direcionada, mas em quantidades pequenas não são suficientes para armazenagem.

O projetista usa a estabilidade e margem de segurança como critérios principais na construção de barragens. Estas devem ser projetadas para resistir a falhas por tensão, deslizamento e rupturas. Isto pode ser feito com o próprio peso como nas barragens de gravidade e por ancoragem como nas barragens em arco. A margem de estabilidade depende dos materiais da estrutura impermeável; projeto adequado e sondagem geológica da formação do terreno em torno da barragem em todas as direções.

Entre as falhas estão àquelas apontadas por Prata, Pollis e Pavel (1987): deterioração da fundação, instabilidade da fundação, vertedouros defeituosos,

deterioração do concreto, defeitos de barragens de concreto, defeitos de barragens de terra e/ou enrocamentos, defeitos do reservatório.

A classificação de material mais comumente utilizada para a discussão de procedimentos de projeto é baseada nos materiais usados para construir a estrutura. Esta classificação também reconhece geralmente o tipo básico de projeto, por exemplo, a barragem de gravidade de concreto ou a barragem de arco de concreto. Consideram-se aqui os tipos mais comuns de barragens construídas hoje: de terra, de enrocamento e de concreto. (Departamento do Interior dos Estados Unidos, 1987).

As barragens de terra são o tipo mais comum de barragem, principalmente porque sua construção envolve o uso dos materiais de escavações e o uso de materiais locais naturais disponíveis e requerem um mínimo de processamento. Usando grandes quantidades de escavação e empréstimos locais disponíveis são fatores econômicos positivos relacionados a uma barragem de terra. Além disso, a fundação e as exigências topográficas para barragens de terra são menos restritas do que aquelas para outros tipos. É provável que as barragens de terra continuem a prevalecer mais do que outros tipos para finalidades de armazenamento, em parte porque o número de locais favoráveis para barragens de concreto está diminuindo em consequência do desenvolvimento extensivo do armazenamento de água. Isto é particularmente verdade nas regiões áridas e semi-áridas onde a conservação da água para a irrigação é uma necessidade fundamental. (DEPARTAMENTO DO INTERIOR DOS ESTADOS UNIDOS, 1987).

“Uma barragem de enrocamento é definida como uma barragem na qual o enrocamento é o principal elemento estrutural” (LORIGGIO; SENEM, 2003). Barragens de enrocamento usam rochas de todos os tamanhos para fornecer a estabilidade e uma membrana impermeável para fornecer vedação. A membrana pode ser revestida rio acima do solo impermeável, de concreto, de pavimento asfalto-concreto, de placas de aço, de outros elementos impermeáveis, ou de um núcleo fino interior de solo impermeável.

Sua utilização teve início nos Estados Unidos aproximadamente em 1900 com o uso de enrocamento não compactado com face de madeira, até a altura de 75 m. Não foram possíveis barragens mais altas, pois trincaram, encarecendo com o reparo das rachaduras. Na década de 30 a Barragem de Enrocamento com Núcleo de Terra (BENT) tornou-se popular e por 20 anos quase não se construíam barragens com face de madeira, que

retornaram na década de 50, mas novamente apresentaram problemas de vazamentos nas barragens mais altas. Então o enrocamento não compactado foi substituído pelo compactado, transição que teve início em 1955. (LORIGGIO; SENEM, 2003).

Como as barragens de terra, as barragens de enrocamento são sujeitas a danos ou à destruição pelo excesso da água; devem, portanto, ter um vertedouro de capacidade adequada para impedir o transbordamento. Uma exceção é a barragem de desvio extremamente baixa onde a face do enrocamento é projetada especificamente para suportar excessos. As barragens de enrocamento requerem fundações que não estejam sujeitas aos esforços que possam romper a membrana impermeável. As únicas fundações apropriadas, portanto são rocha ou areia e cascalho compactos. A barragem de enrocamento é apropriada para locais distantes onde o fornecimento de rocha é abundante e onde há escassez de terra ou existem longos períodos de chuvas que fazem a construção de uma barragem de terra ser pouco viável, ou ainda, onde a construção de uma barragem de concreto seria demasiadamente cara. As barragens de enrocamento são populares em climas tropicais porque sua construção é apropriada para longos períodos de chuvas. (DEPARTAMENTO DO INTERIOR DOS ESTADOS UNIDOS, 1987).

As barragens de concreto em arco são apropriadas para os locais onde a relação da largura à altura não é grande e as fundações nos extremos é rocha sólida capaz de resistir à pressão do arco. Dois tipos de barragens de arco são definidos aqui: a simples e a de múltiplos arcos; barragens com extensão da garganta como uma estrutura é limitada geralmente a um comprimento máximo da crista à relação à altura de 10:1. Seu projeto pode incluir blocos pequenos, se necessário, ou um vertedouro em algum lugar ao longo da crista. (DEPARTAMENTO DO INTERIOR DOS ESTADOS UNIDOS, 1987).

As barragens de contraforte são compostas de plataforma lisa e de múltiplas estruturas de arco. Requer aproximadamente 60% menos concreto do que as barragens de gravidade de concreto, mas o tamanho das formas e reforços de aço requerido geralmente compensa as economias no concreto. Um razoável número de barragens de contraforte foram construídas nos anos 30, quando a relação custos de mão-de-obra aos custos de materiais era comparativamente baixa. O custo deste tipo de construção geralmente não é competitivo com os outros tipos de barragens quando os custos de mão-de-obra são elevados.

3.5 Projetos hídricos

Segundo Bernhardt e Vopat (1996), a maioria de projetos hídricos é desenvolvida para produzir energia elétrica para usos próprios privados. Muitos projetos custeados pelo governo tentam servir a diversas finalidades com relação à geração de energia, tais como: controle da inundação de rios; armazenamento e manutenção dos níveis de água da correnteza do rio para necessidades da navegação; armazenamento da água para irrigação; e armazenamento para o abastecimento de água potável. A disposição de projetos de estação hídrica depende dos serviços que a estação deve executar, da topografia ao redor.

Estes fatores por sua vez, junto com as características físicas do local, regulam o tipo e o arranjo das barragens, dos vertedouros, e dos sistemas de adução. Muitos tipos de barragens podem ser encontrados em um projeto, a economia da região em particular determina o tipo escolhido. As barragens elevadas predominam onde o rio cai de uma longa distância, e as represas baixas são erguidas mais freqüentemente na base de quedas concentradas. As barragens perto da base das cachoeiras custam menos, mas têm freqüentemente canalizações mais longas até a casa de força.

A casa de força está geralmente próxima dos aproveitamentos para minimizar custos de escavação. As canalizações longas causam perdas de pressão e aumentam o custo da instalação.

3.5.1 Critérios do projeto para barragens e estruturas de gravidade

Segundo Ziparro e Hasen (1993), as exigências de segurança atuais para barragens existentes resultam freqüentemente na necessidade para a melhoria da estabilidade em muitos projetos mais antigos, especialmente barragens de gravidade de concreto. As escoras pós-tensionadas são meios comuns de conseguir os fatores de segurança requeridos.

O projeto de uma barragem pós-tensionadas, se sólida ou oca na seção, deve considerar (contabilizar) as mesmas forças que comparáveis às barragens de gravidade ou de contraforte. Os critérios principais do projeto para a estabilidade são:

- a) nenhum stress de tensão na base da barragem ou na fundação;

- b) o stress de tensão é permitido no concreto, ao valor permissível do material;
- c) o máximo de stress compressivo no plano analisado não deve exceder um quarto da força compressiva final do concreto (plano concreto - concreto) ou da capacidade de rolamento permissível da rocha da fundação (plano da rocha do concreto-fundação);
- d) a zona fixa da ancoragem deve ser profunda suficiente para assegurar a segurança contra virada e possível tombamento;
- e) o fator de segurança adequado de encontro ao deslizamento ou à falha da tesoura deve ser fornecido.

Além destes critérios principais da estabilidade, considerações adicionais tais como a integridade da fundação, o ambiente sísmico, e o escoamento devem ser levados em conta fornecendo um fator adequado de segurança contra falha.

3.5.2 Procedimentos da análise e carga calculada de ancoragem

Ziparro e Hasen (1993) destacam que desde o início dos anos 1900 projetistas de barragens compreenderam a importância de projetar a geometria da barragem de modo que a resultante de todas as forças na barragem atuasse dentro do terço médio de sua base. Quando esta condição existe, os fatores de segurança contra a passagem da água sobre a barragem e o deslizamento da mesma são geralmente aceitáveis, e o diagrama da pressão da fundação é tal que a base inteira da barragem fica com compressão. Esta condição é altamente desejável, desde que se suponha geralmente que a interferência entre a barragem e a rocha não suporte tensão excessiva. Esta é uma abordagem prudente, e a suposição da intolerância em relação à tensão é aceita extensamente e usada atualmente no projeto de novas barragens de gravidade.

Os princípios que governam os procedimentos da análise e a determinação da carga sobre ancoragem requerida são similares àqueles usados no projeto de outras estruturas de concreto pós-tensionadas como descrito em textos normatizados neste assunto. Evidência suficiente das soluções baseadas na teoria da elasticidade linear está

disponível para justificar as considerações usuais da distribuição vertical linear do *stress* no exemplo dos *stresses* causados por pressões da água ou por gravidade na usual barragem de gravidade de seções cruzadas. Quando considerado o *stress* devido às forças pós-*stress*, raciocínio similar pode ser aplicado.

Ziparro e Hasen (1993) comentam que a força requerida na ancoragem para uma barragem pode ser derivada para satisfazer aos critérios 1 a 3 do projeto com consideração devida ao critério 5, que é geralmente expresso nos termos de uma permissível “coeficiente de atrito conhecido” como fator de atrito da tesoura de segurança contra os Ss-f deslizantes horizontais tais como a Equação 2:

$$Ss-f = \frac{f(\sum V + Pv) + Ac \cdot T}{\sum H + PH} \geq \text{Desejado} \quad (2)$$

Onde:

f = coeficiente de atrito

$\sum V$ = soma de forças verticais

Pv = componente vertical da força de ancoragem

Ac = área de base na compressão

T = força de tesoura na interferência com a fundação

$\sum H$ = soma de forças horizontais

PH = componente horizontal da força de ancoragem que age na sessão transversal considerada.

3.5.3 Diâmetro econômico para conduto forçado

Segundo Ziparro e Hasen (1993), é extremamente difícil expressar essas variáveis em uma fórmula detalhada, embora diversas tentativas sejam feitas de fazer assim. Um estudo interessante realizado por Sarkaria⁵ resultou em uma única fórmula

⁵ SARKARIA, G. S. **Economical diameter for penstocks**: water power, september 1958, p. 352.

empírica, que aplicasse ao conduto forçado alojado em tomada d'água e que resultasse o diâmetro econômico calculado na Equação 3:

$$D = 4,44 \frac{P^{0,43}}{H^{0,65}} \quad (3)$$

Onde:

D = diâmetro econômico do conduto forçado, ft;⁶

P = potência da turbina, em hp;⁷

H = altura da queda da turbina, ft.

3.5.4 Vertedouro ou extravasor

É uma obra projetada e construída com o objetivo de escoar o excesso d'água acumulado pelo reservatório, evitando o risco do nível d'água atingir a crista da barragem (SOUZA, 1999:151). Entende-se então, que é uma estrutura hidráulica construída com o objetivo de escoar o excesso d'água acumulada pelo reservatório, não deixando ultrapassar a cota máxima permitida sem o perigo de danificar a barragem.

Hwang (1984, p. 211) define que “qualquer obstrução em um leito onde se processa o escoamento de água pode ser chamada de vertedouro ou vertedor”. Os vertedouros são construídos geralmente em cursos de água de escoamento com superfície livre, e o escoamento sobre o vertedouro é regido pelas forças de gravidade.

Segundo Roberson (1985), um vertedouro é quase sempre exigido para passar o fluxo por uma represa. No caso de reservatório ou nas barragens hidrelétricas, onde os grandes fluxos passam através das turbinas hidráulicas, os vertedouros podem ser usados raramente para liberação de enchentes. Para barragens de desvio, onde o desvio representa uma pequena parcela do fluxo total, o vertedouro pode operar continuamente.

A estrutura que proporciona o extravasamento do excesso de água afluente ao local do aproveitamento, também chamada vertedouro, pode se definir para o tipo

⁶ ft = 0,3048 m.

⁷ Hp = 0,746 kW.

de extravasamento por um canal lateral, cujo fundo esteja em posição mais alta em relação ao leito natural do rio, ou para o tipo de extravasamento sobre o próprio corpo da barragem no decorrer de parte ou em toda a crista. A escolha, segundo a ELETROBRÁS/DNAEE (1985), depende dos materiais existentes na região e disponíveis para a construção da barragem.

A operação segura dos vertedouros é o objetivo principal no projeto. A falha do vertedouro ao executar sua função do projeto pode conduzir à falha da barragem com danos a propriedade e possíveis perdas de vida. A determinação dos fluxos da inundação do projeto é crítica, particularmente para as barragens tipo de terra e de enrocamento, que não podem suportar transbordamento. Porque as barragens elevam o nível de água em um córrego, os vertedouros geralmente devem ser projetados para o fluxo de alta velocidade, desde que esta energia potencial adicional seja transformada em energia cinética. Não somente o vertedouro deve ser projetado para suportar estas velocidades, mas também a estrutura terminal, ou o dissipador, que deve liberar o fluxo em uma velocidade pequena suficiente e produzir condições de modo que a barragem não seja colocada em perigo pela erosão da correnteza excessiva.

Diversas configurações do vertedouro estão disponíveis para o projetista. Além dos tipos básicos de vertedouros, o projetista pode escolher usar dois vertedouros. Um, denominado de serviço que pode ser utilizado para passagem de pequenas inundações que ocorrem freqüentemente. Outro vertedouro auxiliar, projetado para passagem de enchentes. Os vertedouros auxiliares são particularmente adaptáveis aos locais com calha natural, onde o fluxo pode ser descarregado no caminho natural do canal da barragem e com menos requisitos de segurança.

Muitas características separadas contribuem para a função dos vertedouros. Uma canaleta de aproximação entrega freqüentemente o fluxo a algum tipo de estrutura de controle, que determina a quantidade de fluxo através do vertedouro. A estrutura de controle consiste geralmente em um dispositivo do excesso como uma parede ou, na crista curvada ou uma abertura submersa tal como um orifício. A estrutura do controle pode ser adaptada com portas ou válvulas para controlar a variação de fluxo. À exceção das barragens de arco, onde o fluxo pode mergulhar diretamente da barragem, as estruturas de controle do vertedouro se conectam diretamente com um canal que transporta o fluxo até o rio. Algum tipo de estrutura de dissipação da energia é construído na extremidade da canaleta para

permitir o fluxo de retorno ao rio sem causar um desgaste inaceitável.

3.5.5 Desvio do rio

ELETROBRÁS e DNAEE (1985a) propõem três tipos de desvios de rios nos locais em que são construídas as barragens: na execução de várias barragens (homogênea de terra, de madeira, e enrocamento com vedação central, etc.), a atenção maior está nos locais a serem atingidos pelas águas. Na execução de barragens de enrocamento com vedação a montante, sua estrutura pode ocorrer com materiais colocados na água.

Indicam também que para barragens com seção de materiais granulares colocados na água, com vedação de solo a montante, não há necessidade de obras específicas para desvio do rio. Na primeira etapa, realiza-se a construção parcial da barragem, a seco, com materiais granulares, e em seguida procede-se à escavação do canal para implantação da tomada de água e a escavação do canal extravasor para implantar o vertedouro. Na próxima etapa, o rio é fechado na estiagem, na terceira etapa, ocorre a remoção eventual de materiais permeáveis sob a vedação a montante, procedendo então ao enchimento do reservatório.

3.5.6 Tomada d'água e desarenador

Segundo a ELETROBRAS/DNAEE (1985), a tomada de água é uma estrutura que permite captar a descarga de água necessária no rio para que a turbina se movimente.

As funções da tomada d'água são duas: “permitir o ensecamento da tubulação forçada ou canal de adução para a realização das obras de manutenção (...); prover a retenção de corpos flutuantes e de material sólido (sedimentos) transportados pelo escoamento” (ELETROBRAS/DNAEE 1985: 169).

Souza, Fuchs e Santos (1983) referem que tomada d'água é o nome dado ao ponto de partida para a condução da água para as turbinas. Constitui-se principalmente de três componentes: grades de proteção, para evitar que a água do rio danifique as turbinas com pedras e galhos de árvores, entre outros; a comporta, que tem o objetivo de fechar a admissão da água nos condutos, e o tubo de aeração.

A função do desarenador é possibilitar o esvaziamento da barragem e eliminar o material decantado. Deve ser de material impermeável e resistente à pressão do aterro. Na implantação do projeto, é a primeira estrutura a ser construída. Depois disso, o curso da água é desviado para o seu interior, o que facilitará as atividades de construção da barragem.

O dimensionamento da tomada de água deve levar em consideração duas modalidades: ser ligada na tubulação forçada, possibilitando a condução da água até a máquina, ou descarregar a água captada em canal aberto de adução. A tomada de água tanto permite o ensecamento da tubulação forçada para facilitar obras de manutenção, quanto prevê a retenção de corpos flutuantes. (ELETROBRAS/DNAEE, 1985).

O dimensionamento da tomada d'água, conforme ELETROBRÁS & DNAEE, 1985 resume-se no cálculo do comprimento do desarenador, porque a sua largura deve acompanhar a largura do conduto forçado. Tal comprimento é fornecido pela Equação 4:

$$L_d = \frac{K_d \cdot Q}{B_d} \geq 2,00m \quad (4)$$

Onde:

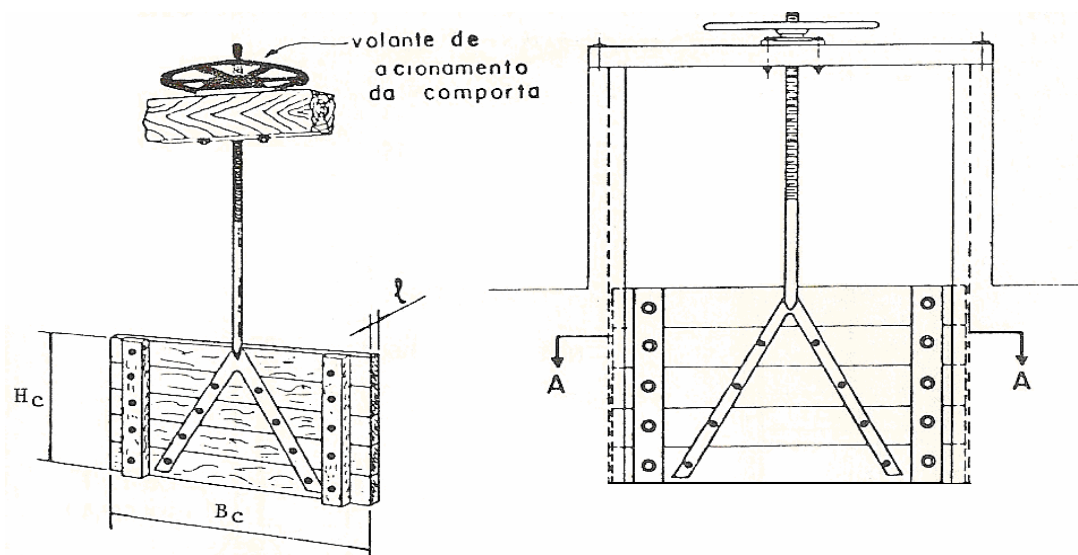
L_d = comprimento do desarenador, em m;

K_d = coeficiente de deposição (adotado 8);

Q = vazão de adução em m³/s;

B_d = largura do desarenador, em m.

A comporta tem a função de permitir a manutenção ou eventuais reparos e inspeção das estruturas civis e dos equipamentos da central (DNAEE/ELETROBRÁS, 1985, p. 331), conforme demonstra a Figura 6.



Fonte: ELETROBRÁS, 5.1/H, (1985, p. 95).

Figura 6 - Comporta de madeira da tomada d'água

3.5.7 Perda de carga

No momento em que o líquido escoar pelas tubulações, válvulas, conexões e órgãos de máquinas, “cede energia para vencer as resistências que se oferecem ao seu escoamento, devido à atração molecular no próprio líquido e às resistências próprias aos referidos dispositivos. Esta energia despendida pelo líquido para que possa escoar entre duas seções chama-se perda de carga”. (MACINTYRE, 1983, p. 398).

3.5.8 Número de Reynolds

Segundo Macintyre (1983, p. 402), “a resistência que os líquidos oferecem ao escoamento é um fenômeno de inércia-viscosidade e é caracterizada pelo número de Reynolds (Re), conforme Equação 5 que exprime a relação entre as forças de inércia e as forças de atrito interno (forças de cisalhamento) atuantes durante o escoamento”.

$$Re = \frac{d.v}{\nu} \quad (5)$$

O número é adimensional.

A respeito da equação, Macintyre (1983, p. 402) comenta:

d = dimensão linear, característica do dispositivo onde se processa o escoamento.

v = velocidade média na seção d [$m \cdot s^{-1}$].

ν = coeficiente de viscosidade cinemática [$m^2 \cdot s^{-1}$].

O número de Reynolds é importante por possibilitar a determinação da lei de analogia entre dois escoamentos; a caracterizar a natureza do escoamento e a calcular o coeficiente de perda de carga. A semelhança dos dispositivos de escoamento na forma e na configuração das superfícies indica que o regime de escoamento será o mesmo sempre que o número de Reynolds for o mesmo.

3.5.9 Condutos de adução de água

Têm a finalidade de conduzir a água da barragem até as turbinas. Dois grupos são especialmente considerados por Souza, Fuchs e Santos (1983): os de baixa pressão e os condutos forçados. Os condutos de baixa pressão comumente apresentam baixas declividades e como resultado baixas velocidades de escoamento, o que torna possível, em caso de galerias através de rochas sãs, a dispensa de revestimento. Os condutos forçados são fechados, nos quais o escoamento ocorre a pressões crescentes de montante para jusante e sua parte inferior é submetida à pressão máxima de aproveitamento. Se executados em galerias devem ser revestidos para que não haja atritos provocadores de perdas dinâmicas. Se em céu aberto, os condutos são formados por tubulações armadas ao terreno. Em médias e altas pressões, são utilizados tubos de aço soldado. Em pequenas e médias pressões, é possível usar tubulações de concreto armado ou de madeira armada.

3.5.10 Câmaras de carga

As câmaras de carga são utilizadas nos casos em que a alimentação do conduto forçado ocorre por meio de canais ou galerias de superfície livre. São consideradas as

condições topogeológicas do terreno, ao se realizar a tomada d'água, que capta a água necessária para movimentar a turbina. Dependendo das condições, a tomada d'água pode descarregar a água em canal aberto de adução ou em tubulação de baixa pressão, que leva a água até o ponto mais adequado para a instalação da tubulação. Caso a opção seja pelo canal a céu aberto de adução, a câmara de carga age como estrutura intermediadora entre o canal e a tubulação. (ELETROBRAS/DNAEE, 1985).

Segundo a ELETROBRÁS/DNAEE (1985), a tubulação de adução em baixa pressão é uma alternativa à construção de um canal de adução a céu aberto, ligando a tomada de água e a entrada da tubulação forçada. Tubulação que em geral é construída em aço ou concreto armado.

Souza, Fuchs e Santos (1983, p. 33) resumem as funções das câmaras: “proporcionar um espelho-d'água para a reflexão das ondas do golpe de aríete, reduzindo sua intensidade; proporcionar um volume de água de reserva capaz de atender rapidamente ao aumento da vazão (...); receber o excesso de água rejeitado pelas turbinas”.

As câmaras de carga são formadas por “expansões nas extremidades dos canais formando pequenos reservatórios de água, aos quais estão conectadas as partes superiores dos condutos forçados”. Souza, Fuchs e Santos (1983, p. 33). São utilizadas quando o conduto forçado ocorre por meio de canais ou galerias de superfície livre. Tem como funções: apresentar um espelho-d'água para “a reflexão das ondas do golpe de aríete, reduzindo sua intensidade”; apresentar um volume de água de reserva capaz de “atender rapidamente ao aumento da vazão requerido pelas turbinas em casos de aumentos bruscos de carga elétrica nos geradores”; “receber o excesso de água rejeitado pelas turbinas em caso de fechamento brusco e também do canal adutor até que este reaja”. (SOUZA, FUCHS E SANTOS, 1983, p. 33)

3.5.11 Chaminé de equilíbrio

É uma estrutura, em concreto ou aço, constituída de um reservatório cilíndrico, de eixo vertical, implantada entre o trecho de adução de baixa declividade, constituído por uma tubulação em baixa pressão e o trecho de adução de grande declividade, constituído por uma tubulação forçada. (ELETROBRÁS; DNAEE, 1985a, p. 210).

Tem como finalidade reduzir as conseqüências dos aumentos de pressão e velocidade da água no interior da tubulação forçada em conseqüência do golpe de aríete durante um acionamento rápido do dispositivo de fechamento da turbina. Outra função é de armazenar a água que chega ao seu interior no decorrer do refluxo resultante do aumento de pressão, liberando-a para a turbina no momento em que abrir de novo o registro de fechamento. Deve localizar-se próxima da casa de máquinas, assim reduzirá o comprimento da tubulação forçada e diminuirá os efeitos do golpe de aríete.

3.5.12 Golpe de aríete

O golpe de aríete é “um fenômeno transitório de elevação (golpe de aríete positivo) ou diminuição (golpe de aríete negativo) da pressão provocada (...) pela abertura rápida do mecanismo de controle (válvula, injetor, distribuidor, etc.) de vazão no conduto forçado”. (MARTINS, TIAGO FILHO; LAURENT, 2000, p. 1)

“É uma expressão usada como sinônimo de escoamento ou regime variável (variado), significando que neste escoamento as condições de escoamento variam com o tempo” (MACINTYRE, 1983, p. 426). Essa definição é distinta das outras duas definições: transiente hidráulico e escoamento oscilatório permanente. O transiente hidráulico “é uma situação de escoamento ou regime variável durante a qual o escoamento passou de uma condição de regime permanente inicial para uma nova condição permanente final”. E o escoamento oscilatório permanente é aquele que ocorre “quando as condições de escoamento se repetem identicamente após cada intervalo constante de tempo, denominado período de oscilação”. (MACINTYRE, 1983, p. 426).

O golpe de aríete é a resultante da variação da pressão e da velocidade da água nas tubulações no momento em que as condições de escoamento se alteram pela variação da descarga. É uma onda de choque que atinge o sistema hidráulico sempre que é fechada uma saída. Isso ocorre porque quando uma saída é aberta a água escoar no sistema correndo pela tubulação. Ao se fechar a saída, há interrupção do fluxo e a tendência da água e refluir para dentro do tubo. Quando ocorre um refluxo violento concretiza-se o golpe de aríete em geral com as válvulas de descarga, que operam com pressões elevadas e tubos largos. Paulatinamente isso pode provocar vazamentos e rachaduras.

Para o cálculo do golpe de aríete são utilizados diversos métodos, como o método clássico do fechamento de válvula a jusante; o método aritmético ou numérico, que foi muito utilizado nos anos 30; o método gráfico, mais empregado com o surgimento do computador; e o método das equações características, para resolver com computadores problemas mais complexos.

3.5.13 Casa de máquinas

É definida como “edificação que abriga os grupos geradores destinados à produção de energia elétrica, bem como os equipamentos auxiliares necessários ao funcionamento da central hidrelétrica” (ELETROBRÁS; DNAEE, 1985a, p. 273). Seu posicionamento deve ser também levado em consideração devido aos custos relacionados, bem como deve ser observada com atenção a cota do seu piso para que a cheia do rio não a alcance.

É importante realizar análise a respeito da posição da casa de máquinas em relação à câmara de carga ao canal de fuga e à distância do consumidor, especialmente por abranger altos custos.

A casa de máquinas é colocada neste local devido às condições do terreno levando em consideração a otimização da queda útil da usina.

De um modo geral, a casa de máquinas pode fazer parte integrante da estrutura da barragem ou estar isolada. O primeiro caso ocorre na maioria das Centrais Hidrelétricas de Represamento (CHR) e nas Centrais Hidrelétricas de Baixa Queda (CHBQ), enquanto nas Centrais Hidrelétricas de Desvio (CHD) as casas de máquinas são isoladas e a céu aberto. (SOUZA, SANTOS, BORTONI, 1999: 358).

Após determinar seu posicionamento e a posição da turbina e de seu tipo, avalia-se a disposição dos equipamentos eletromecânicos, deixando o espaço necessário ao redor dos equipamentos para futura manutenção, incluindo possível desmontagem. Após estabelecer o espaço físico em planta e em elevação, a próxima etapa é dimensionar o aspecto estrutural, considerando que qualquer sofisticação terá como consequência custos adicional.

ELETROBRÁS e DNAEE (1985a, p. 274) consideram que as casas de máquina sejam do tipo “exterior” cobertas. Sua infra-estrutura é constituída pela instalação

“do equipamento eletromecânico e de um pequeno banheiro”. A infra-estrutura envolve fundações e piso (com material que evite o acúmulo de sujeira). A superestrutura é constituída por paredes (de madeira, alvenaria ou pré-moldadas), cobertura (com materiais de baixa condutibilidade técnicas) e dimensionamento cuja instalação típica é recomendável.

3.5.14 Canais

Segundo Agostini e Papetti (1978, p. 9), o canal é entendido como um “alvéolo artificial que permite o fluxo livre de um líquido. Os canais podem ser a céu aberto ou em secção fechada”. Pertencem ao primeiro grupo os canais de irrigação, de beneficiamento, de navegação, hidrelétrico ou para uso industrial. Só em casos específicos são construídas galerias. Os canais de esgoto são em secção fechada.

Os canais seguem longos percursos e só recebem obras especiais se forem muito extensos. São feitos por escavações ou aterros, com leito entre as margens, sendo que as seções molhadas tomam a forma trapezoidal com ou sem banquetas e as margens ganham inclinação dependendo do material de que são formados.

Após esses procedimentos é importante observar se a velocidade média está dentro dos valores pré-fixados, para evitar um rápido assoreamento do canal, devido à sedimentação das substâncias presentes na água transportada.

Por meio de revestimento nas paredes são conseguidos resultados como os lembrados por Agostini e Papetti (1978, p. 10-11):

(...) a redução das perdas de água do canal em direção ao campo, ou, às vezes as infiltrações em direção oposta; (...) um melhoramento da estabilidade dos taludes; (...) o controle da erosão das margens e do fundo do canal; o revestimento de paredes com rugosidade pré-fixada; (...) a redução das despesas de manutenção.

3.5.15 Canal de fuga

Quanto ao seu dimensionamento, o canal de fuga “é a estrutura que faz recondução da água ao rio, após a passagem pela turbina”. (ELETROBRÁS; DNAEE, 1985a, p. 283).

O Manual da ELETROBRÁS/DNAEE (1985a) destaca que nas saídas das águas das turbinas tenha uma lâmina de água com dimensões mínimas, para o canal de fuga para evitar que após a saída da turbina, devido à possibilidade de média ou alta velocidade da água, se evitem erosões no fundo do canal e nas paredes laterais.

Com a finalidade de evitar erosões tanto no fundo do canal quanto nas paredes laterais, devido à velocidade que a água pode apresentar na saída da turbina é recomendado que as pedras de revestimento devam ser rejuntadas com argamassa de cimento e areia, na proporção 1:3 (ELETROBRÁS/DNAEE, 1985).

Para reduzir as dificuldades devidas a infiltrações de água, bem como diminuir os cursos de execução na parte final dos canais de fuga, segundo Tiago Filho (1996) usa-se relação largura/calado maior ou igual a 2,00. A seção deve assegurar que mesmo com a vazão máxima não seja ultrapassada a velocidade de 2,00 m/s. A velocidade pode ser de 1,00 m/s em canais mais longos.

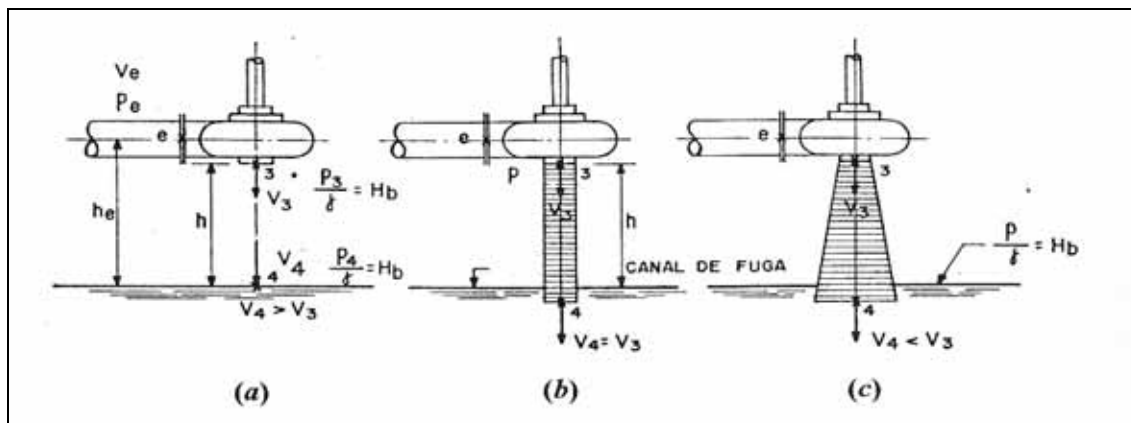
A manutenção dos níveis de água na saída do tubo de sucção pode requerer a colocação de uma soleira afogadora no final do canal de fuga. Para tanto, Tiago Filho (1996) recomenda que para pequenas quedas o canal de fuga seja o mais curto possível, assim serão menores os custos e os inconvenientes de limpeza; para quedas mais altas a soleira deve localizar-se na parte mais larga do canal de fuga e dispor-se de modo a proteger o canal de fuga contra a entrada de material sólido.

3.5.16 Tubo de sucção

O tubo de sucção permite que a água que sai do receptor alcance o poço de escoamento ou o canal de fuga, escoando-se de forma constante em vez de ser descarregada livremente na atmosfera. Possibilita que a pressão à saída do rotor seja inferior à pressão atmosférica. (MACINTYRE, 1983).

O tubo de sucção pode ser construído de diferentes maneiras conforme mostra a Figura 7: em (a) se não for utilizado o fluxo de água segue para a atmosfera, então a pressão na saída do rotor é atmosférica e a altura que corresponde ao desnível deste ponto até o nível de água se perca. Em (b), exemplo de um tubo de sucção

cilíndrico, o desnível (h) é recuperado, pois se tornam iguais as velocidades à saída do rotor e do tubo.



Fonte: MACINTYRE (1983, p. 53).

Figura 7 - Forma adequada para o tubo de sucção. (a) Escoamento livre, sem tubo de sucção. (b) tubo de sucção cilíndrico. (c) Tubo de sucção tronco-cônico.

No que se refere ao tubo de sucção, cilíndrico ou cônico, Varlet (1958) faz três observações: Se a turbina, por razões de exploração, por exemplo, está instalado abaixo do nível do canal de fuga, o tubo de sucção permite recuperar essa perda de altura. Não é necessário que seja cilíndrico; O difusor permite recuperar parte da energia cinética ($v^2/2g$) que possui a água, devido à velocidade residual, na saída do rotor. O difusor, por cumprir esta missão; uma turbina que não possui aspiração é uma turbina a escoamento livre.

Como explicam Viejo, Manuel e Palacios (1977), as principais funções do tubo de sucção são as seguintes:

- a) evitar que a água saia diretamente para a atmosfera, regular a saída e permitir instalar a turbina em um nível mais alto que da água abaixo;
- b) permitir obter uma pressão menor que a atmosfera (uma pressão negativa);
- c) possibilitar o descarregamento da água que sai do rotor, em direção ao canal abaixo da instalação;
- d) permitir recuperar em parte a energia cinética ($v^2/2g$) que possui a água, devido à velocidade residual, na saída do rotor. Neste caso o tubo de aspiração está afogado.

No tubo cônico (c), definida por Beluco (1994) como melhor alternativa, dá-se um movimento retardado, pois a velocidade na saída do tubo é menor que a velocidade na saída do rotor, o que se deve à seção crescente do tubo, e haverá recuperação da energia que corresponde à diferença de velocidades, menos as perdas por atrito. O tubo de sucção tem a função de recuperar a energia cinética da massa líquida e manter sua continuidade, a partir do rotor até o nível de água no poço de escapamento.

3.5.17 Equipamentos eletromecânicos

Segundo Balarim (1999), o equipamento eletromecânico essencial a uma microcentral hidrelétrica é a unidade geradora, que se compõe de turbina hidráulica, volante, gerador, regulador de velocidade, painel. Esses equipamentos e seus complementares devem ser entregues em conjunto pelo fabricante.

3.6 Turbinas

3.6.1 Retrospectiva

Segundo Macintyre (1983), o arquiteto e escritor romano, Vitruvio, que viveu um século antes de Cristo, utilizava as rodas de água para acionar dispositivos mecânicos, procedimento que continuou a ser seguido até o século XVIII quando, em 1730, Daniel Bernoulli (1700-1782) anunciou os fundamentos da Hidrodinâmica, por meio do teorema e da equação de conservação de energia para os líquidos, que recebeu seu nome e está na sua obra *Hidrodinâmica*.

Em 1751, Leonard Euler (1707-1783), que havia inventado uma roda de reação que precedeu a turbina, divulgou estudos sobre turbo-máquinas e, em 1754, determinou a equação que até hoje leva seu nome, sendo utilizado como base para a compreensão do funcionamento das máquinas de reação.

O surgimento do nome *turbina* deve-se a Claude Burdin (1790-1873) na obra *Das turbinas hidráulicas ou máquinas rotativas de grande velocidade*. Um dos seus alunos, Benoit Fourneyron (1802-1867) construiu, em 1827, uma turbina centrífuga com

potência de 6 CV e rendimento de 80%. Prosseguiu fabricando e instalando turbinas de tal modo que ao morrer eram mais de cem. Em resumo, como diz Macintyre (1983), pode-se dizer que a turbina foi concebida por Euler e que a primeira turbina industrial foi fabricada por Fourneyron.

A partir de 1843, as turbinas Fourneyron foram sendo substituídas por turbinas Jonval e estas foram substituídas pelas turbinas Francis. James Bicheno Francis (1815-1892), que nasceu na Inglaterra e foi morar nos Estados Unidos, foi incumbido, em 1847, de estudar uma turbina para melhor aproveitamento energético, que tinha a patente requerida, em 1838, por Samuel Dowd (1804-1879). Como seu trabalho foi reconhecido, a turbina que recebeu seu nome.

Historicamente, o princípio de transferência de quantidade de movimento foi utilizado pela primeira vez por Hitchell, em 1903, e patenteou a idéia. O Prof. Banki, em Budapeste, desenvolveu o equacionamento básico para o escoamento na turbina apresentando os detalhes em uma publicação datada de 1917. Em 1920 Ganz Movag iniciou o projeto e fabricação de tal turbina e, cerca de vinte anos após, Ossberger fabricava tal tipo de turbina na Alemanha. (KOELLE, 1993 f. 3)

A Turbina Pelton ou Roda Pelton recebeu esse nome em homenagem a seu inventor Lester Allen Pelton (1829 – 1908) engenheiro norte-americano. Seu nascimento ocorreu em 5 de setembro de 1829 em Vermilion, Ohio. (MACINTYRE, 1983 p.43). Com 20 anos de idade foi para a Califórnia, nos Estados Unidos e em 1864 torna-se dono de um moinho em Camptonville, Yuba Country, nos Estados Unidos. Em 1877-1878 passa a realizar inúmeros ensaios com os mais variados tipos de pás, com rodas d'água. Pelton patenteou, em 1880, a turbina, vendendo seus direitos a uma empresa que foi fundada para fabricá-la. Após 15 anos passaram a ser utilizadas em usinas em várias partes do mundo. (HACKER, 2007).

Em 1908, surgiram as turbinas Helices ou *Propeller* com maior velocidade para baixas quedas e grandes descargas, nome devido à sua forma de hélice de propulsão. É mantido o aspecto das turbinas Francis, mas aumenta a distância entre as pás do distribuidor e as do receptor.

Em 1912, o engenheiro Victor Kaplan (1876-1934), desenvolveu um novo tipo de turbina axial a hélice, com possibilidade de variar o passo das pás, própria para pequenas e médias quedas e grandes descargas.

3.6.2 Tipos de Turbinas

À engenharia da água estão relacionadas dois tipos de máquinas hidráulicas, as bombas e as turbinas. Enquanto as bombas transformam a energia mecânica em energia hidráulica, as turbinas transformam a energia hidráulica em energia mecânica. (Universidade de São PAULO, 1978).

Souza, Fuchs e Santos (1983, p. 133) definem a turbina hidráulica, como

Máquina com a finalidade de transformar a maior parte da energia de escoamento contínuo da água que a atravessa em trabalho mecânico. Consiste, basicamente, de um sistema fixo hidráulico e de um sistema rotativo hidromecânico destinado, respectivamente, à orientação da água em escoamento e à transformação em trabalho mecânico.

Diante da concorrência de outras fontes de energia, as máquinas que utilizam a energia hidráulica devem evoluir para permanecerem competitivas. Como em todas as áreas o progresso em matéria de turbinas hidráulicas caracteriza-se por economia de construção, facilidade de exploração, e prolongamento da vida.

Os fatores que contribuem para esse progresso se orientam para três direções, que se distinguem: a criação de grupo homogêneo de colaboração íntima entre os eletricitistas e os fabricantes; a redução do tempo de indisponibilidade por reparação ou revisão; a manutenção por mais tempo em rendimento ótimo e a automatização das centrais.

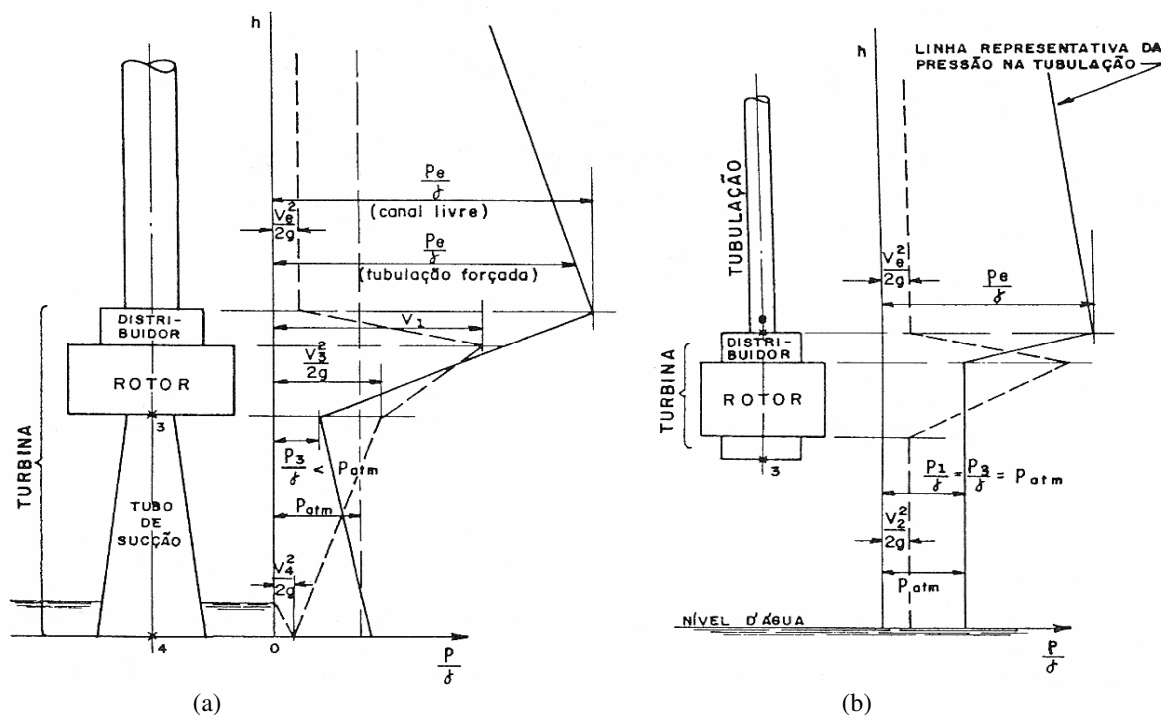
Existem diversas formas de classificação de turbinas e as mais comuns referem-se ao modo como a água atua sobre o rotor e à direção do movimento da água em relação ao rotor.

As turbinas se apresentam, portanto, em dois tipos, o de ação e de reação. Segundo Beluco (1994, p. 21), na Figura 8 (a) “a pressão da água na saída do rotor é menor que a pressão atmosférica, e que esta é lentamente recuperada ao longo do tubo de sucção, o que é essencial para o funcionamento da máquina com rendimento satisfatório”.

Beluco (1994, 22-23) refere que

Como o rotor das turbinas de ação não opera submerso, a potência que é entregue ao eixo provém apenas do aproveitamento da energia cinética do fluxo de água, e o desnível entre a saída do distribuidor e o nível de água é perdido. Isto indica que

estas turbinas são mais apropriadas para instalações hidrelétricas com grandes alturas de queda, onde o desnível perdido representa pequena fração do total aproveitado.



Fonte: MACINTYRE (1983, p. 52).

Figura 8 - Variação da velocidade e da pressão da água em sua passagem por (a) uma turbina de reação e (b) uma turbina de ação.

As turbinas de ação podem também ser classificadas, de acordo com suas pás, em turbinas com admissão total, uma vez que a água penetra em todo o contorno do rotor, e turbinas com admissão parcial, caso em que a água penetra somente em uma parte do contorno. Quanto à direção do movimento da água, no que se refere ao rotor, há possibilidade de classificar as turbinas como radiais, de escoamento misto, axiais e tangenciais.

Algumas considerações gerais são realizadas por Vivier (1966), que explica: Se as pressões na entrada (p_1) e na saída (p_2) da roda são iguais, a turbina é dita de ação: $p_1 = p_2$.

É de jato livre quando $p_1 = p_2 = p$ atmosférica; o único tipo atual é a roda Pelton. As turbinas Girard e Zuppinger pertenceram a essa categoria.

Se $p_1 = p_2 > p$ atmosférica, a turbina é dita de jato moldado; não existe mais turbina deste gênero desde o desaparecimento da roda Fontaine.

Na saída do distribuidor, a energia disponibilizada para a máquina e caracterizada pela queda líquida H_n é inteiramente em forma cinética (salvo as perdas no sistema de alimentação): $c_0 = K_{c_0} \cdot \sqrt{2gH}$ com $K_{c_0} = 0,96$ a $0,98$ (c_0 , velocidade na saída do distribuidor).

Quando $p_1 > p_2$, a turbina é de reação ou de jato forçado. É sempre possível escrever $c_0 = K_{c_0} \cdot \sqrt{2gH}$, mas K_{c_0} varia entre 0,2 e 0,8 conforme a queda e a velocidade específica; na saída do distribuidor a energia disponibilizada para a máquina é então, em parte, em forma cinética, em parte, em forma potencial. As turbinas Francis e hélice são os tipos atuais de turbinas de reação. As rodas Fourneyron e Jonval pertenciam também a essa categoria.

Na Tabela 5 está a classificação das turbinas de acordo com faixas de queda, conforme a Hangzhou Regional Center for Small Hydro Power (1993).

Neste estudo de caso priorizam-se as turbinas Pelton, Banki, Kaplan e Francis porque elas atendem às necessidades quanto a pequenas potências, quedas e vazões e porque, segundo Tiago Filho (2004, p. 5)⁸, a indústria nacional de turbinas hidráulicas está apta a fabricar esses diferentes tipos de turbinas.

Tabela 5 - Classificação de turbinas de acordo com faixas de quedas.

TIPO DE TURBINA		APLICAÇÃO
Pela conversão de energia	Pela direção do fluxo	Faixas de quedas (m)
Ação	Pelton	100 – 1770
	Turgo	50 – 400
	• Fluxo Cruzado:	
	Michell-Banki	10 – 100
Reação	Turbinas axiais:	
	Tubular	<20
	Bulbo	<20
	Hélice	3 – 80
	Kaplan	3 – 80
	Francis	10 -700
	• Fluxo diagonal	4 -120
	• Fluxo radial	100 -700

Fonte: Adaptado de HANGZHOU REGIONAL CENTER FOR SMALL HYDRO POWER (1993).

⁸ Trata-se do texto: TIAGO FILHO, Geraldo L. **Eficiência dos equipamentos de PCH no Brasil.**

Ginocchio e Chapouthier (1959) relatam a respeito do funcionamento das turbinas de ação e reação sobre o jato líquido que penetra na roda pela sua superfície de entrada E_0 pode ser decomposto em um conjunto de fios líquidos de baixa secção definida por um contorno na entrada da roda e_0 e limitado, externamente, pelas trajetórias das partículas que se encontram na entrada no contorno e_0 .

A forma dos fios pode ser traçada em relação a um sistema de eixos ligado à parte fixa da turbina (sistema de eixos absoluto), ou em relação a um sistema de eixos ligado à roda móvel (sistema de eixos relativo). As curvas limitando externamente o fio líquido são conforme o caso, as trajetórias absolutas ou relativas das partículas do contorno e_0 . Cada um dos fios líquidos sofre enquanto atravessa a roda, um desvio provocado pelas pás; os seus elementos se deslocam numa trajetória curvilínea e, por este fato, são submetidos a forças centrífugas; são essas forças que, aplicadas às pás (diretamente ou pelo meio de camadas líquidas intermediárias), produzem um torque no eixo. O traçado das pás deverá ser tal que este torque seja máximo; por outro lado, a máquina deverá ser concebida de modo que as perdas devidas aos atritos, à turbulência e aos choques, sejam os menores possíveis.

Kjole (2001, p. 2-3) refere que a diferença entre turbinas de ação e reação é baseada na diferença entre os dois casos de conversão da energia nestas turbinas.

Basicamente a energia do fluxo para impulso das turbinas é convertida completamente à energia cinética antes da transformação no rotor. Isto significa que o fluxo passa pelas pás do rotor com nenhuma diferença da pressão entre a entrada e a saída. Conseqüentemente, somente as forças do impulso que estão sendo transferidas pelas mudanças de sentido dos vetores da velocidade do fluxo ao passar as pás, criam a energia convertida à energia mecânica no eixo da turbina. O fluxo entra no rotor na pressão quase atmosférica na forma de um ou mais jatos espaçados regularmente em torno da borda dos rotores. Isto significa que cada jato bate momentaneamente somente uma fração ou uma parte da circunferência do rotor. Por essa razão as turbinas de impulso são também denominadas turbinas parciais.

Nas turbinas de reação, dois efeitos causam a transferência de energia do fluxo à energia mecânica no eixo da turbina. Primeiramente, segue de uma gota na pressão da entrada à saída do rotor. A isto se denomina parte da reação da conversão da energia. Em segundo lugar, as mudanças nos sentidos dos vetores da velocidade que correm através dos

canais entre as lâminas do rotor transferem forças do impulso. Isso é denominado parte do impulso da conversão da energia. A gota de pressão da entrada à tomada do rotor é obtida porque o rotor é completamente preenchido com água. Conseqüentemente este grupo das turbinas é denominado como turbinas cheias.

Torna-se importante descrever as turbinas com mais detalhes.

3.6.3 Turbinas de ação

Simone (2000, p. 73) define as turbinas de ação como “conversores hidrodinâmicos que operam com a energia cinética da água, recebendo energia na forma mecânico-hidráulica e fornecendo na forma mecânico-motriz”. Com exceção das perdas que ocorrem na “tomada de águas e nas canalizações de pressão e força” “(...), toda energia potencial do aproveitamento é transformada em energia cinética antes de chegar às conchas do rotor da turbina”.

Segundo Souza, Fuchs e Santos (1983, p. 133), na turbina de ação o trabalho mecânico se realiza por meio da transformação da energia cinética da água em escoamento, através do sistema rotativo hidromecânico, denominado rotor. Explicando mais, na turbina de ação, “um jato livre de água impulsiona o elemento giratório da máquina que está sob pressão atmosférica”. (Universidade de São Paulo (USP), 1978, p. 393).

A turbina de ação recebe também o nome de “rodas de água e de ação tangencial ou turbina Pelton” (Universidade de São Paulo (USP), 1978, p. 394), nome do autor que fez o projeto inicial que é utilizado nos dias de hoje. Pode apresentar-se com eixo vertical ou horizontal, com diversos rotores ou somente um, e com diversos injetores ou apenas uma unidade.

3.6.3.1 Turbina Pelton

A turbina Pelton é utilizada em quedas altas (80-500 m) e vazões relativamente pequenas (60-2000 l/s, com diversos injetores). (PAIVA, 2006, p. 5).



Fonte: INSTITUTO INDUSTRIALE – NOVARA (2007).
Figura 9 - Rotor Pelton.

A Figura 9 mostra um Rotor Pelton também denominada turbina de escoamento tangencial. É por meio de um jato tangencial que a água é lançada sobre as pás do rotor. Casas (2006, p. 1) apontam a turbina Pelton como alternativa econômica e de fácil operação.

Simone (2000) aponta os órgãos componentes de uma turbina Pelton: o rotor, o injetor, o funcionamento do injetor e o servomotor do injetor.

Faz parte do rotor uma série de conchas, que têm uma aresta central situada ao longo de seu perímetro. Tanto elas podem ser fundidas e aparafusadas ao disco central quanto serem fundidas em uma única peça junto ao rotor. Quando o jato cai sobre as arestas se subdivide em dois jatos que escoam pelos dois lados da concha. Em caso de turbina pequena, é utilizado somente um jato. Os jatos são constituídos por um bocal de agulha semelhante às válvulas de agulha. Explica a Universidade de São Paulo (1978, p. 394) que “pode ocorrer golpe de aríete na tubulação a montante, se o bocal for fechado repentinamente”, nesse caso “alguns bocais dispõem de dispositivos desviadores que atuam sempre que as válvulas de agulha são abertas abruptamente”.

Simone (2000, p. 77) denomina como injetor da turbina Pelton o componente que se posiciona a saída da tabulação forçada e que tem por finalidade orientar o

jato de água em direção tangencial ao rotor Pelton, adequar a vazão modificando o diâmetro do referido e ajustando à potência da turbina.

Quanto ao funcionamento do injetor da turbina Pelton, Simone (2000, p. 77) cita que o injetor Pelton tem uma agulha reguladora cuja função é “ajustar o diâmetro do jato de água às condições de potência”. Sua movimentação ocorre por meio de um servomotor hidráulico. Junto com o injetor há um desviador do jato que pode desviar o jato, impedindo que ele atinja as conchas. Já a função do servomotor é, através da movimentação do óleo hidráulico, realizar um trabalho mecânico.

Segundo Simone (2000), a operação de uma turbina Pelton depende de injetores que jogam um jato de água contra as pás de um rotor ou roda Pelton. Se a vazão aumenta deve aumentar também o número de injetores, obtendo-se então pás menores para o rotor e um maior número de pás.

Explica Skrotzki (1996) que nas turbinas Pelton bicos injetores auxiliares desviam a água do bico injetor principal de força enquanto o regulador rapidamente diminui o fluxo através dele, como demonstra a Figura 10. Em turbinas com vários bicos injetores, uma placa defletora, ou o colar, oscilam dentro do jato de água de cada bico e desviam parte da água das conchas da turbina. Isto reduz a potência da turbina.



Figura 10 - Bico injetor e defletor da Turbina Pelton.

As agulhas dos bicos injetores então reduzem suavemente o fluxo da água enquanto os defletores se movem para fora do jato de água para manter a saída da turbina constante no novo nível mais baixo. O regulador simples tem um mecanismo de bolas girantes que atuam pela força centrífuga respondendo à velocidade, válvula de acionamento, ou amplificador mecânico, cilindro e pistão para operar o mecanismo das paletas, e um sistema seguidor para fechar a válvula de acionamento no tempo apropriado e para prevenir oscilação.

Segundo Skrotzki (1996), um ajuste da mola-tensão no eixo do mecanismo de bolas girantes permite mudar a velocidade ou a potência da turbina. Uma válvula de acionamento e um cilindro de força ampliam a pequena força criada pelo mecanismo de bolas girantes para controlar as forças necessárias para operar as paletas da turbina. O mecanismo seguidor restaura o relé, ou piloto, válvula depois que o pistão de força (servomotor) ajustou a posição das paletas.

Alguns reguladores têm uma amplificação de dois estágios para aumentar a sensibilidade e a força de saída. Em reguladores pequenos, o cilindro de força é parte do regulador; em reguladores grandes o cilindro de força, chamado de “servomotor”, montado na turbina enquanto os mecanismos de regulação e de controle, chamado de “atuador” é montado em um armário no piso de operação. A pressão de óleo opera o cilindro de força e é produzida por uma bomba de óleo e contida no tanque de pressão de óleo e de descarga. Os reguladores podem ter o dispositivo limite para impedir que a abertura das paletas exceda a uma quantidade estabelecida.

Souza, Santos e Bortoni (1999) destacam que a turbina Pelton é utilizada em quedas altas e pequenas vazões, com eixo horizontal, no caso de ter um ou dois jatos e eixo vertical se existirem entre três a seis, e sua potência pode chegar a mais de 100 MW por unidade e quedas da ordem de 1900 m.

3.6.3.2 Turbina Banki

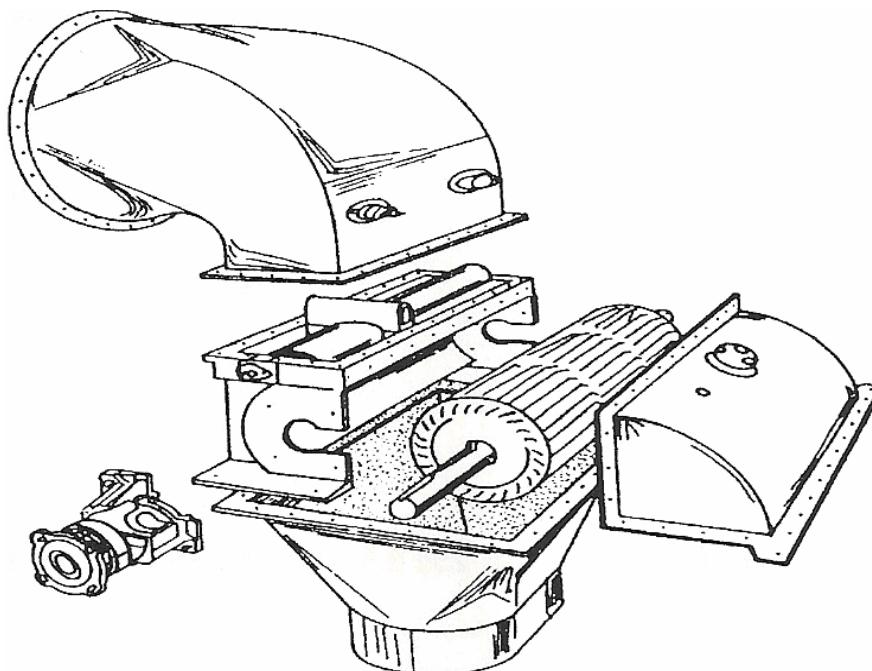
A turbina de fluxo cruzado é também chamada de fluxo transversal, Michell-Banki ou Banki, que se comporta como turbina de ação, ao lado da turbina Pelton. Ela vem sendo utilizada para “soluções energéticas descentralizadas de baixo custo e de pequeno impacto ambiental, que contribui com o desenvolvimento de localidades isoladas”

(MELLO JUNIOR; RAIÁ; FAGÁ, 2006, p. 1), por ser de fácil construção, instalação e manutenção.

Segundo o Ministério das Minas e Energia (1985), a faixa de operação da turbina Banki é maior do que as faixas das turbinas Francis, chegando até quedas que se aproximam a 200 metros e com descargas a partir de alguns litros por segundo (10 l/s), ou seja, pode ser aproveitada em aproveitamentos hidrelétricos de pequenas potências a potências de mais ou menos de 500 kW.

A turbina Banki como se pode verificar na Figura 11 é utilizada em diversas gamas de quedas (1-200 m) e vazões (20 -10000 l/s), mesmo se com rendimentos inferiores. (PAIVA, 2006, p. 5).

No entanto, em casos de baixa queda, menor que 10 m existe um inconveniente de precisar operar a uma velocidade de rotação baixa, menor que 200 rpm, por exemplo, o que leva à necessidade de usar um multiplicador de velocidade, em geral feita por meio de correias.



Fonte: ELLIOT; CHEN; SWANEKAMP (1997)

Figura 11 - Turbina Michell Banki.

Segundo o Ministério das Minas e Energias (1985), a turbina Banki é constituída por um injetor que tem uma ou duas palhetas diretrizes que devem regular o fluxo da água que entra na turbina. Seu rotor tem a forma de um cilindro e ao seu redor estão as pás, que recebem duplo impulso o qual está relacionado à entrada e à saída do fluxo d'água no rotor.

Mello Junior, Raia e Fagá (2004), afirmam que embora a turbina apresente “faixas de rendimentos inferiores às turbinas tradicionais (...) praticamente independe de peças fundidas, podendo ser usinada por oficinas que disponham de máquinas básicas de usinagem e solda (...) e os recursos humanos (...) podem ser facilmente treinados”.

3.6.4 Turbinas de reação

Nas turbinas de reação, o escoamento ocorre sob pressão em local fechado. Tanto a ação da turbina de ação quanto à da turbina de reação depende de uma mudança na quantidade de movimento da água, de modo que ocorra uma força dinâmica no rotor. (Universidade de São Paulo, 1978).

Segundo Ginocchio e Chapouthier (1959), nas turbinas de reação, a energia da água na saída do distribuidor se apresenta, em parte, em forma de energia cinética e, em parte, em forma de energia de pressão. O jato entra na roda com uma pressão p_0 superior à pressão atmosférica p_a , donde o nome de turbina de “jato forçado”. Ela sofre, enquanto atravessa a roda, uma expansão da pressão p_0 para a pressão p_1 . Esses diferentes tipos se distinguem uns dos outros, sobretudo pela forma dos seus rotores.

Segundo Viejo, Manuel e Palácios (1977), as seguintes características indicam as vantagens que oferecem as turbinas de reação e permitem ver as diferenças das turbinas de ação o que explica a Tabela 6:

- a) o distribuidor alimenta a turbina de reação em toda a periferia do rotor.
- b) a turbina pode ser alimentada com uma espiral de concreto ou de aço.
- c) o deságüe não se faz livremente na atmosfera, por isso a alimentação tem lugar em toda a periferia.

- d) os fluxos são convergentes, porque se aproveitam da ação centrípeta e da ação tangencial.
- e) nas quedas e potenciais iguais, as turbinas de reação são mais rápidos que as de ação.

Tabela 6 – Diferenças das turbinas de ação e reação.

TURBINA	PELTON - AÇÃO	FRANCIS – REAÇÃO
Rotação (rpm)	450	1200
Vazão (m ³ /s)	1	1
Queda (m)	150	150

Fonte: VIEJOS, MANOEL, PALÁCIOS (1977, p. 222).

Os dois tipos de turbinas de reação são a Kaplan e a Francis. A turbina Kaplan é uma turbina-hélice com “pás móveis cujo passo pode ser ajustado às condições de operação. Esse ajuste é feito por meio de um dispositivo mecânico no cubo do rotor que é acionado hidráulicamente pelo regulador, sincronicamente aos ajustes das palhetas guias móveis”. (UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO, 1978, p. 400-401).

3.6.4.1 Turbina Hélice e Kaplan

Kaplan corresponde ao nome do professor e engenheiro Victor Kaplan, de Brünn, o mérito de ter sido o primeiro a compreender a vantagem de dispor poucas pás na hélice e fazer com que essas possam girar de modo que assim se altere o ângulo de ataque. (Shäfer, 1959).

A turbina Kaplan de acordo com a Figura 12 é utilizada para baixas quedas (1,5-10 m) e vazões elevadas (3000-40000 l/s). (PAIVA, 2006, p. 5).

Segundo Simone (2000), a turbina Kaplan, desenvolvida aproximadamente em 1912, passou a ser comercializada por volta de 1920. Diferentemente dos rotores oblíquo e hélice fixa, no caso do rotor Kaplan, as aletas vinculam-se ao cubo hidrodinâmico e se abrem radialmente como se fossem hélices que impulsionam um avião. As aletas rodeiam os seus eixos e são impulsionadas por um sistema mecânico posicionado na metade inferior do cubo hidrodinâmico. Como a movimentação requer muita força, entra em ação o servomotor hidráulico colocado no interior do eixo motor da turbina, que é vazado

longitudinalmente. A canalização de óleo passa na parte central do eixo do gerador que contém um furo axial em seu comprimento. Desse modo, as aletas ajustam-se à vazão da turbina e ajustam a potência gerada pela turbina à potência que o gerador solicita o que ocorre pelo ajustamento da turbina.



Fonte: SILVA (2007, p. 4).
Figura 12 - Turbina Kaplan.

3.6.4.2 Turbina Francis

A turbina Francis “é aquela em que o fluxo de água se desenvolve no rotor da turbina, na maior parte de sua trajetória, em um fluxo normal ao seu eixo”. (Universidade de São Paulo (USP), 1999, p. 1).

A turbina Francis é utilizada para quedas e caudais médios (8-150 m e 100-1000 l/s, respectivamente). (PAIVA, 2006, p. 5). Um exemplo de turbina Francis consta na Figura 13.

O tipo de turbina Francis (fluxo misturado) foi desenvolvido inicialmente para aplicações de direção média; entretanto, a escala de direção tem sido continuamente estendida com o avanço na tecnologia. O rotor tem múltiplas lâminas fixas *scoop-shaped* (forma de colher) unidas no alto à coroa do corredor e no fundo à faixa do rotor. A geometria dos *runners* (rotores) e as proporções dimensionais variam com sua velocidade específica. (ELLIOT, CHEN; SWANEKAMP, 1997).



Fonte: ERCYL (2007).

Figura 13 - Turbina Francis.

Segundo a Universidade de São Paulo (1978), nas turbinas Francis a água é colocada em uma câmara espiral e se direciona ao rotor por meio de diversas palhetas-guia móveis (e ajustáveis) constituindo condutos convergentes que transformam a energia dinâmica em energia cinética. Caso a carga no interior da turbina caia de forma brusca, o regulador aciona o mecanismo o qual fecha as palhetas. A turbina Francis tem uma câmara espiral projetada para que apresente uma seção transversal sempre menor, à medida que a vazão diminui, podendo conservar a velocidade constante. Em caso de cargas menores de 12 m, a turbina Francis pode ser instalada em canal de céu aberto.

Após deixar o rotor, a água segue para um tubo de sucção. Este tem uma seção transversal que segue aumentando para que se reduza a velocidade de descarga.

A turbina Francis, é constituída por um distribuidor fixo que é subdividido em diversas pás e condutos em seções que diminuem gradualmente. A água proveniente do conduto forçado enche toda a câmara em espiral, o caracol. Esta se dispõe em seção decrescente de modo a compensar a água que chega aos poucos nos condutos do distribuidor, de tal modo que todo o distribuidor é envolvido pela água.

Skrotzki e Vopat (1996) explicam também que os reguladores de

pressão abaixo da conexão do tanque de ondas para a turbina Francis limitam o artifício de pressão em mudanças repentinas. Estes aliviam a água da turbina para descarregá-la na coluna. Em arranjos de desperdício de água, o regulador abre tão rapidamente quanto as comportas se fecham, ou vice versa. Isto mantém a pressão da comporta constante e proporciona um fluxo constante de água na calha até a casa de força. Em arranjos econômicos de água o regulador abre uma pequena parcela da carga e então se fecha gradualmente enquanto o regulador opera as comportas. Alguns reguladores de pressão descarregam uma energia absorvida que dissipa a energia do jato na turbulência.

Segundo Macintyre (1983), existem dois tipos de turbina Francis, a de caixa aberta e a caixa espiral. A de caixa aberta é mais indicada para aproveitamentos hidrelétricos com queda até 10 m, e são no interior da câmara que se localizam os componentes: rotor, distribuidor, tubo de sucção e uma parte do eixo. Essa câmara se comunica com a câmara de carga e sob o nível mínimo de montante. O eixo pode ser vertical ou horizontal. A de caixa espiral é indicada para quedas acima de 10 m. Em minicentraís o eixo dispõe-se horizontalmente, pela facilidade de instalação e manutenção.

Kjole (2001) orienta que a escolha entre turbinas Francis e Kaplan pode ser feita de uma maneira similar tanto para as turbinas Francis quanto para as Pelton. Mas os parâmetros são um tanto diferentes. Em geral as turbinas Kaplan são escolhidas para quedas abaixo de 30 m, mas as turbinas Kaplan foram projetadas para quedas mais elevadas até 60 m, à razão da curva de eficiência comparada com uma turbina de queda baixa Francis. Uma turbina Kaplan oferece também uma vantagem com suas dimensões menores para mesma capacidade do que uma turbina Francis equivalente. Especialmente, para as máquinas de grande capacidade com vazão na ordem de 200 - 500 m³/s a turbina Kaplan é escolhida. Neste caso uma unidade de alta velocidade permite uma casa de força mais barata do que alternativa com mais de uma turbina Francis ou de uma turbina Francis maior que pode suportar tal capacidade.

Conforme Kjole (2001) o limite econômico e prático superior para queda da turbina Kaplan está na escala de 60 m, embora casos extremos de 70 - 75 m também foram projetados para este tipo de turbina. O limite de queda é devido a problemas mecânicos da força no rotor e nas palhetas. Para baixas quedas as turbinas Bulbo podem ser uma alternativa às turbinas Kaplan. A turbina Bulbo oferece favoráveis condições de fluxo de entrada ao rotor do que uma turbina Kaplan.

Estas condições favoráveis do fluxo têm o efeito no diâmetro do rotor de uma turbina bulbo que pode ser feito 15% menor do que para uma turbina Kaplan sob condições iguais. As condições do fluxo reduzirão também o risco da cavitação para a turbina Bulbo, que significa que menos submersão é necessária do que para a turbina Kaplan.

3.7 Cavitação em turbinas hidráulicas

Pfleiderer e Petermann (1979, p. 75) denominam cavitação “ao fenômeno do aparecimento de bolhas cheias de vapor. A pressão de vapor, ou seja, a pressão na qual ocorre a mudança de estado líquido para vapor e vice-versa depende da temperatura”. A relação entre pressão de vapor e temperatura pode ser observada na Tabela 7.

Tabela 7 - Curva de pressão do vapor d'água.

Pressão de vapor mca	Temperatura °C
20	0,0234
40	0,0738
60	0,199
80	0,474
100	1,013

Fonte: PFLEIDERER E PETERMANN (1979, P. 75).

Tullis (1989) refere que a cavitação consiste na rápida vaporização e condensação de um líquido. O processo é um tanto análogo à fervura. As cavidades do vapor são formadas dos núcleos aumentando-se a temperatura com o líquido em constante pressão. Enquanto a temperatura aumenta, as eventuais cavidades de vapor são formadas e se levantam até a superfície livre. Enquanto as cavidades se levantam, expandem-se devido à diminuição da pressão e a vaporização aumenta. Na superfície, as cavidades do vapor explodem, liberando o vapor à atmosfera. A cavitação ocorre em geral quando o líquido em temperatura constante é exposto à pressão de vapor por um meio estático ou dinâmico. Se a pressão local em algum lugar nas gotas do líquido ou abaixo da pressão do vapor e os núcleos estiver presentes, as cavidades de vapor podem ser formadas. Se a pressão local em algum lugar nas gotas do líquido ou abaixo da pressão do vapor e a cavidade alcançarem um diâmetro crítico, continuará a crescer rapidamente. Se a pressão ao redor estiver acima da pressão do vapor, a

bolha torna-se instável e se implode. O colapso pode ser violento e é acompanhado por ruído, vibrações e possível erosão destruindo as partes sólidas.

A cavitação tem efeitos negativos e podem se agravar caso a água estiver quimicamente poluída. E traz entre outras conseqüências a queda do rendimento e da potência útil da máquina, que acontece em virtude da “redução da seção disponível para o fluxo e à conversão incompleta da energia de velocidade e pressão”. (PFLEIDERER; PETERMANN, 1979, p. 75).

Souza, Fuchs e Santos (1983) acrescentam que os fenômenos de vapores e gases aparecem dentro dos sistemas em que há pressão de saturação do vapor P_v . Ao ser essa pressão atingida são produzidas bolhas de vapor que são conduzidas pelo líquido aos locais em que a pressão é maior, condensando-se violentamente. Ao desaparecerem as bolhas aparecem espaços para que passe o líquido. Essa troca é realizada de modo oscilatório de frequência próxima de $10^4 s^{-1}$. A desagregação do material, conseqüente dos choques contra as paredes provoca a erosão cavital. O material arrastado e os gases livres podem ocasionar reações químicas e elevam o efeito destrutivo. Vibrações e ruídos acompanham a cavitação.

Em um estudo realizado, Schäfer (1959) observou que com velocidades consideráveis em turbinas Francis e de Hélice, produziam-se uns ruídos surdos e diminuição do rendimento. Ao examinar as pás observou intensas corrosões, de aspecto esponjoso, muito distintas das produzidas por erosão ou corroído pela areia. Ensaios oportunos mostraram que tem como causa borbulhas de vapor que formam espaços onde reina vácuo considerável e específico e que existe uma altura determinada de aspiração (sucção), da qual não se deve passar.

Em estudo realizado com turbinas de reação, especialmente Francis e Kaplan de altas velocidades, Calainho (1999, p. 5) concluiu que os fatores responsáveis pela situação de cavitação nas turbinas hidráulicas brasileiras são:

Unidades operando com sobrecarga ou com carga parcial; perda de perfil hidráulico das pás rotoras devido a intervenções de manutenção; efeitos de escalas na transposição do modelo para o protótipo; altura de sucção insuficiente para alguns pontos operacionais; projeto inadequado de perfis hidráulicos.

O autor considera também que a cavitação no Brasil apresenta prejuízos sérios e reduz a confiabilidade dos sistemas, e que essa situação se tornará mais

grave pois existem mais de 80% de turbinas instaladas que já tem mais de 20 anos de duração.

3.7.1 Prevenção da cavitação

Explica Roberson (1985, p. 404-405) que uma maneira óbvia para prevenir a cavitação é eliminar a fonte de baixa pressão. Por exemplo, um ajuste mais baixo da turbina em uma planta hidrelétrica aumentará a pressão e inibirá a formação de cavitação. Projetos que eliminam a formação de espirais são igualmente importantes na redução de fontes de baixa pressão. Limitação da velocidade a um valor baixo reduzirá também o nível da cavitação. Frequentemente, nem é possível nem desejável projetar as estruturas hidráulicas que estarão livres da cavitação. Nestes casos, onde a erosão do material é o interesse preliminar, os efeitos da cavitação podem mitigar de diversas maneiras:

- a) os limites podem ser projetados de modo que as cavidades desmoronem bem para fora no campo do fluxo onde as altas pressões devido ao colapso não podem agir no limite.
- b) materiais de Cavitação resistentes, tais como o aço inoxidável ou o concreto de fibra reforçado podem ser usados para retardar ao máximo a taxa dos danos mesmo que o sistema ainda esteja em um regime de cavitação.
- c) introduzindo ar no fluxo muda o tipo de cavitação de vaporoso a gasoso, que elimina o crescimento explosivo e termina o colapso das cavidades, e assim reduz os efeitos prejudiciais.

3.7.2 Altura de sucção

Segundo Pfliegerer e Petermann (1979), a finalidade do tubo de sucção nas turbinas é converter a velocidade de saída do fluxo do rotor em pressão para diminuir as perdas de saída. Por isso ele se alarga para baixo de modo a possibilitar que o retardamento do fluxo cause redução de pressão depois do rotor e eleve a diferença de pressão útil da máquina.

3.7.3 Seleção técnica das turbinas

Segundo Lauterjung (1991, p. 181),

(...) a seleção do tipo de turbina depende do campo de aplicação, quer dizer principalmente da queda e da vazão da água e demais critérios, tais como a sensibilidade a materiais em suspensão (na água motriz), a possibilidade e magnitude da manutenção, assim como do custo dos equipamentos.

Schreiber (1977) sugere que algumas observações podem auxiliar na hora de escolher uma turbina, ou seja, considerar que no centro-sul do Brasil existem períodos secos que ocorrem em todos os rios todos os anos. Nesses períodos os reservatórios ficam vazios e cai a queda disponível nas turbinas das usinas. Como resultado a descarga turbinada precisa ser aumentada para atender o consumo de energia. Se a queda for reduzida, a turbina Kaplan apresenta vantagens sobre a turbina Francis, pois gasta menos água e prolonga o tempo de esvaziamento do reservatório de modo que a economia é de aproximadamente 8%.

A escolha do tipo de turbina deve levar em consideração as condições de queda de água em altura e vazão, exigindo que tenha especialmente as seguintes características: “segurança de funcionamento, rendimento elevado, regularização fácil, capacidade de adaptação ao número exigido de rotações, baixo custo e (...) custo mais econômico quanto ao custo de aquisição, instalação e conservação” (PEDROSO, 1982, p. 45).

Pedroso (1982) orienta que o critério técnico é que a turbina tenha a maior rotação possível, trabalhe com cavitação controlada no campo entre Q_{\max} e Q_{\min} e que o rendimento máximo seja reduzido em 5% para a Grande Central Hidrelétrica (GCH) e 10% para a Pequena Central Hidrelétrica (PCH).

Quanto à rotação, como refere o mesmo autor, no Brasil é utilizado a geração em 60 ciclos por minuto, ou seja, para geradores síncronos sua rotação (n) está ligada ao número de pólos (z_p) pela Equação 6:

$$n = \frac{7200}{z_p} \quad (6)$$

Onde:

n = rotação em rpm

z_p = número de pólos

Para o caso das PCHs, em que a rotação é menor que 600 rpm um estudo econômico pode indicar que é conveniente utilizar um sistema para amplificar de modo que a rotação do gerador seja 1800 ou 3600 rpm. A posição das turbinas para as PCHs deve ser a horizontal.

O Ministério das Minas e Energia (1985, p. 340) recomenda que “as turbinas hidráulicas utilizadas nas minicentraís hidrelétricas devem ser selecionadas de modo a se obter facilidade de operação e manutenção, dando-se grande importância à sua robustez”. Deve ser analisado, o preço e garantia oferecida pelo fabricante quanto à “ausência de cavitação no rotor da turbina”.

As principais características que auxiliam a seleção das turbinas para microcentrais hidrelétricas fabricadas no Brasil encontram-se na Tabela 8.

Tabela 8 - Principais características das turbinas fabricadas no Brasil.

NOME	ROTAÇÃO ESPECÍFICA Ns		VAZÃO Q (m ³ /s)	QUEDA H [m]	POTÊNCIA kW	$\eta_{\text{máx}}$
	Nº Jatos	Ns				
PELTON	1	30	0,05 - 50	30 - 1800	0,1-300.000	70 - 91
	2	30 - 50				
	4	40 - 60				
MICHELL- BANKI	6	50 - 70	0,025 - 5	1 - 50	1 - 750	65 - 82
	40 - 160					
FRANCIS	Tipo	Ns	0,05 - 700	2 - 750	1 - 750.000	80 - 93
	Lenta	60 - 170				
	Normal	150 - 250				
	Rápida	250 - 400				
HÉLICE KAPLAN	300 - 800		0,3 - 1000	5 - 80	2 - 200.000	88 - 93

Fonte: Adaptado de TIAGO FILHO (2004, p. 5).

Segundo o Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas (CERPCH) (2007),

(...) a indústria nacional de turbinas hidráulicas está apta a fabricar diferentes tipos de turbinas, como a do tipo Michell-Banki: com ou sem tubo de sucção; Pelton: com simples ou múltiplos injetores; Francis: com rotores simples e geminado; hélice; Kaplan; em diferentes arranjos, com caixa espiral, caixa aberta, caixa cilíndrica; tipo turbilhão, tipo tubular. São famílias que cobrem praticamente todo o campo de aplicação das micro, mini e pequenas centrais hidrelétricas.

O tipo de turbina para determinada aplicação pode ser baseado na seleção através da rotação específica. A OLADE propõe o seguinte critério para o cálculo da rotação específica conforme Equação 7:

Define-se como rotação específica, ou ainda velocidade específica, o número de rotações por minuto de uma turbina unidade, tomada como padrão da turbina dada, e que representa todas as que lhe forem geometricamente semelhantes, desenvolvendo a potência de $P = 1$ HP, sob uma queda $H = 1$ m.

Em função da vazão:

$$N_s = n \cdot Q^{1/2} / H^{3/4} \quad (7)$$

Onde:

N_s = rotação específica n = rotação em rpm

Q = vazão em m^3/s

H = altura em m.

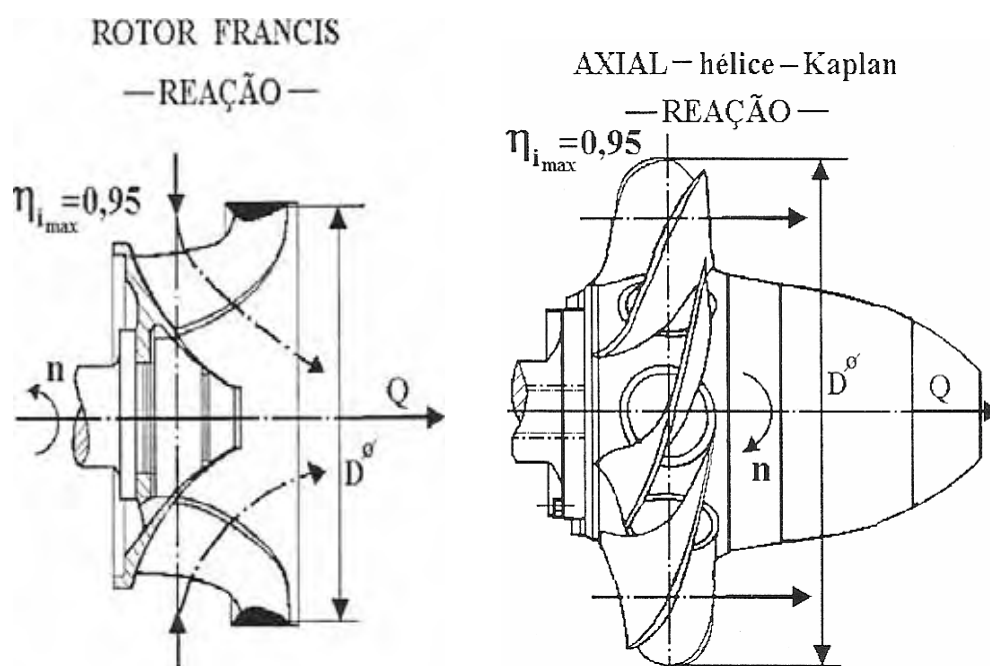
Elliott, Chen e Swanekamp (1997) destacam que os vários tipos e projetos de turbinas hidráulicas podem ser comparados por sua velocidade específica. Esta é a velocidade, em voltas por minuto, em que uma turbina do projeto homologado giraria com o rotor reduzido ao tamanho requerido para desenvolver uma unidade de força sob uma unidade de geração.

Frente à concorrência de outras fontes de energia, as máquinas que utilizam a energia hidráulica devem evoluir para permanecerem competitivos. Segundo Vivier (1966), como em todas as áreas o progresso em matéria de turbinas hidráulicas envolve: economia de construção, facilidade de exploração e prolongação da vida. Os fatores que

contribuíram para esse progresso são de ordem de três direções, que se distinguem: a criação de grupo homogêneo de colaboração íntima entre os eletricitistas e os fabricantes; a redução do tempo de indisponibilidade por reparação ou revisão; a manutenção por mais tempo em rendimento ótimo; automatização das centrais.

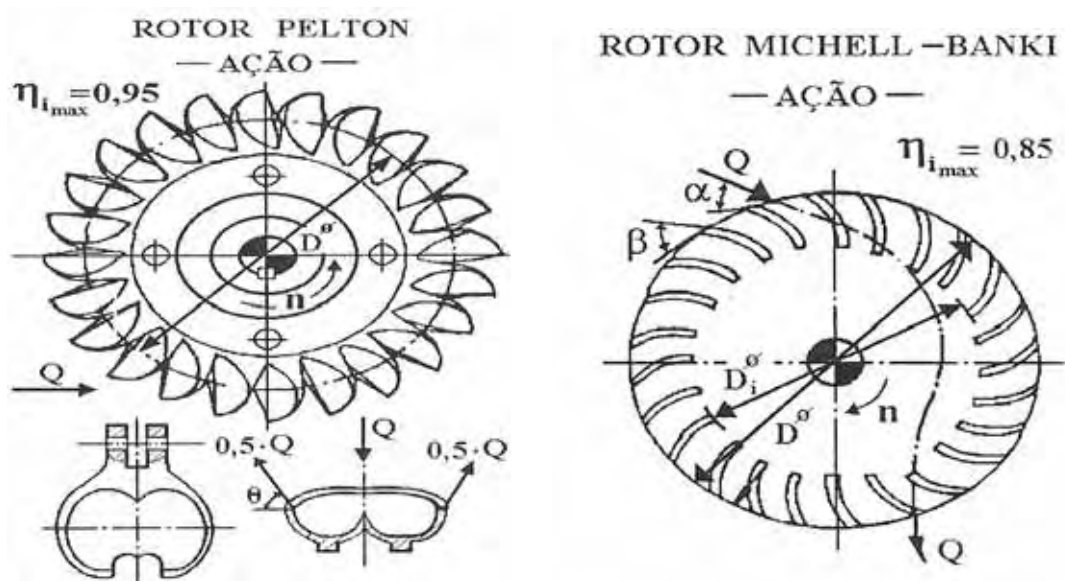
3.7.4 Síntese das turbinas

As turbinas são classificadas em dois tipos: as de ação, quando o escoamento por meio do rotor procede sem variação de pressão; as de reação, quando o escoamento que ocorre por meio do rotor procede com variação de pressão. (SOUZA; SANTOS; BORTONI, 1999, p. 262). Apresentam-se as geometrias dos rotores de turbinas hidrelétricas nas Figuras 14 e 15.



Fonte: SOUZA, SANTOS, BORTONI (1999, p. 263).

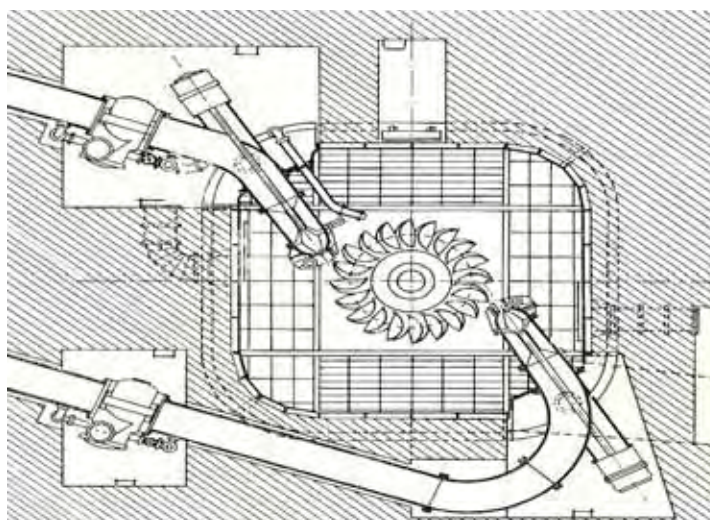
Figura 14 - Geometria dos rotores das turbinas de reação



Fonte: SOUZA, SANTOS, BORTONI, 1999: 263.

Figura 15 - Geometria dos rotores das turbinas de ação.

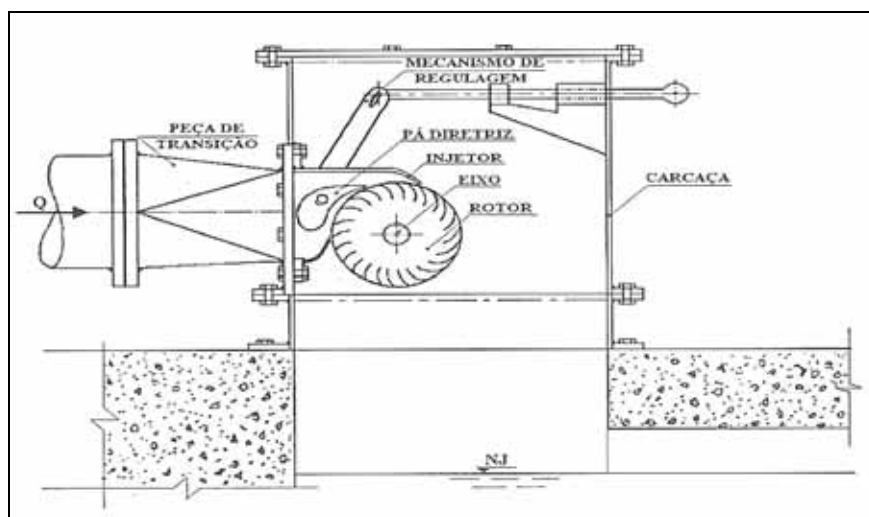
Na Figura 16 apresentam-se os principais componentes da turbina Pelton, indicada para operações em quedas altas e pequenas vazões. Pode apresentar-se com eixo horizontal (se tiver um ou dois jatos) ou vertical (se tiver entre três a seis jatos).



Fonte: VIVIER (1966, p. 31).

Figura 16 - Turbina Pelton de dois jatos e eixo horizontal.

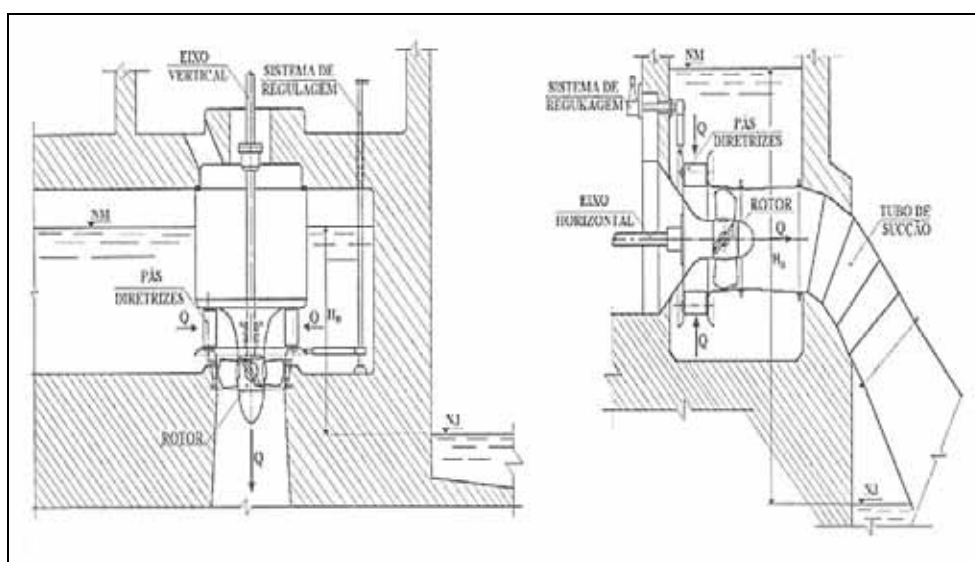
Na Figura 17 apresentam-se os principais componentes da turbina Banki ou Michell-Banki, que se apresenta sempre com eixo vertical, e sua potência máxima é de 2 MW.



Fonte: SOUZA, SANTOS, BORTONI (1999, p. 264).

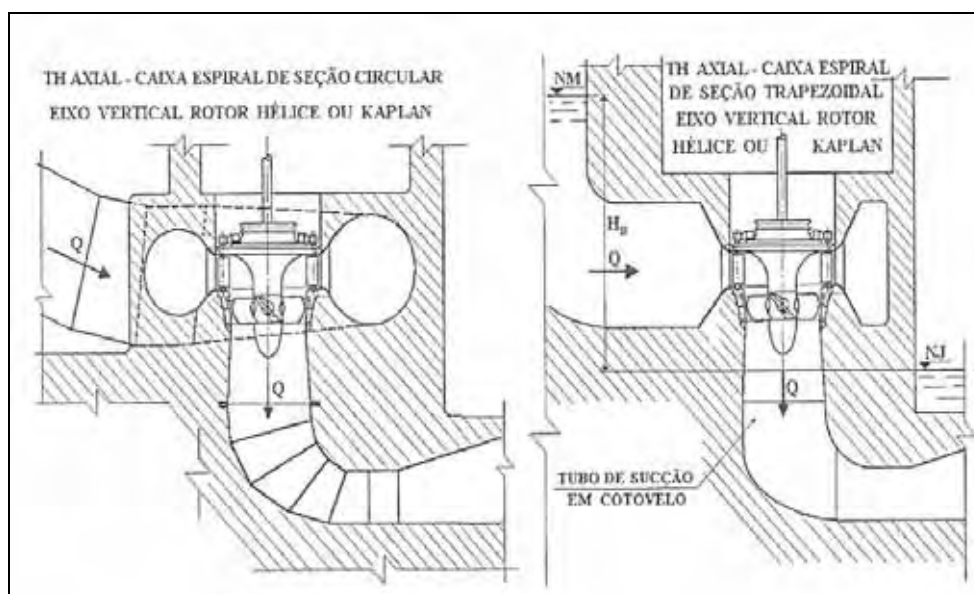
Figura 17 - Turbina Michell Banki, com admissão horizontal.

Nas Figuras 18 e 19 a turbina axial é apresentada com seus componentes em caixa aberta e eixo vertical.



Fonte: SOUZA, SANTOS, BORTONI (1999, p. 266).

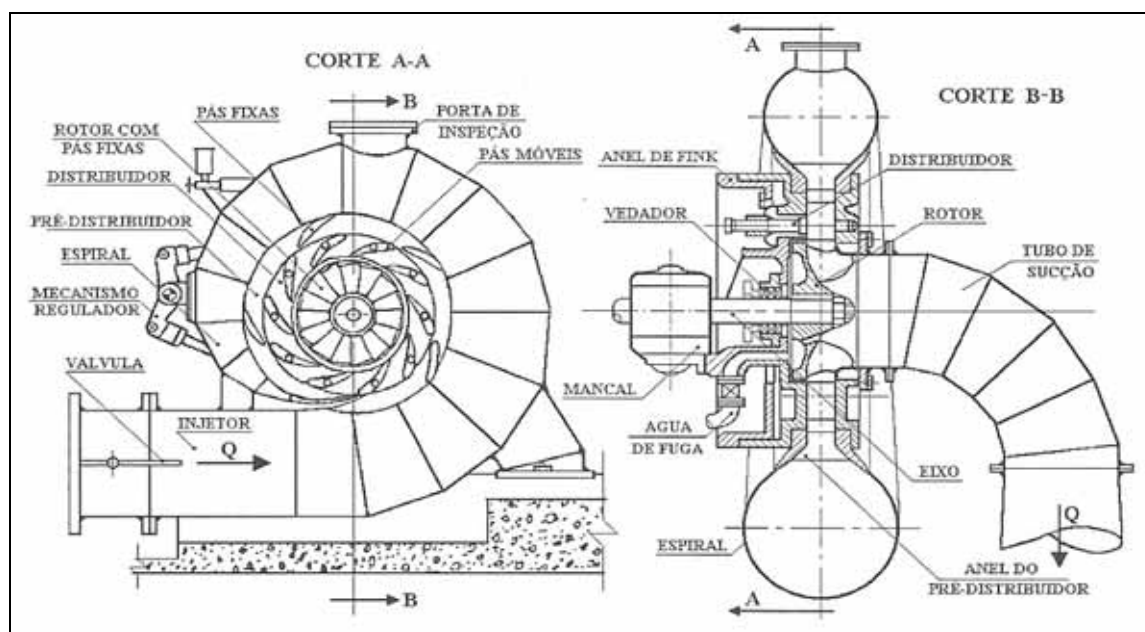
Figura 18 - Turbina Axial em caixa aberta.



Fonte: SOUZA, SANTOS, BORTONI (1999, p. 267).

Figura 19 - Turbina Axial de eixo vertical.

A turbina Francis com os seus principais componentes estão listados na Figura 20.



Fonte: SOUZA, SANTOS, BORTONI (1999, p. 265).

Figura 20 - Turbina Francis.

3.8 Gerador

Segundo Pedroso (1982, p. 171), “os geradores para centrais hidrelétricas são denominados hidrogeradores e são máquinas elétricas síncronas acionadas direta ou indiretamente pelas turbinas hidráulicas”.

Os geradores síncronos ou alternadores são máquinas sincronizadas usadas para converter energia mecânica em elétrica. Neste item trata-se da operação de geradores síncronos, quando operam sozinhos e quando operam junto com outros geradores.

3.8.1 Construção de gerador síncrono

Em um gerador síncrono, uma corrente é aplicada ao enrolamento do rotor, que produz um campo magnético do rotor. O rotor do gerador é girado então por um primeiro – motor, “produzindo um campo giratório magnético dentro da máquina. Este campo magnético rotatório induz a três fases de tensão dentro dos enrolamentos do estator do gerador”. (CHAPMAN, 2005, p. 267).

Dois termos geralmente usados para descrever os enrolamentos em um motor são enrolamentos de campo e enrolamentos da armadura. Em geral, o termo de enrolamentos de campo aplica-se aos enrolamentos que produzem o campo magnético principal em uma máquina, e o termo enrolamentos da armadura aplica-se aos enrolamentos onde a tensão principal é induzida. Para motores síncronos, os enrolamentos de campo estão no rotor, então os termos enrolamentos do rotor e enrolamentos de campo são usados como sinônimo. O mesmo se aplica aos termos de enrolamentos de estator e os enrolamentos da armadura.

O rotor de um gerador síncrono é essencialmente um grande eletroímã. Os pólos magnéticos no rotor podem ser salientes ou lisos. O termo saliente significa “projetando-se” ou “saindo para fora,” e um pólo saliente é um pólo que sai fora da superfície do rotor. (CHAPMAN, 2005).

3.8.2 Velocidade de rotação do gerador síncrono

Geradores Síncronos são por definição *síncronos* significando que a frequência elétrica produzida está travada dentro ou sincronizada com a taxa mecânica da rotação do gerador. O rotor de um gerador síncrono consiste em um eletroímã ao qual a corrente direta é fornecida. O campo magnético do rotor aponta no sentido que o rotor é girado. Agora, a taxa da rotação dos campos magnéticos na máquina é relacionada à frequência elétrica do estator pela Equação 8:

$$f_e = \frac{n_m \cdot P}{120} \quad (8)$$

Onde:

f_e = frequência, em Hz

n_m = velocidade de rotação da máquina em rpm

P = número dos pólos

Desde que o rotor gire na mesma velocidade que o campo magnético, esta equação relaciona a velocidade de rotação do rotor à frequência elétrica resultante. A energia elétrica é gerada em 50 ou 60 Hz, assim o gerador deve girar em uma velocidade fixa dependendo do número de pólos da máquina. Por exemplo, para gerar em 60 Hz em uma máquina de dois pólos, o rotor deve girar em 3600 rpm. Para gerar em 50 Hz em uma máquina de quatro pólos, o rotor deve girar a 1500 rpm. A rotação para uma frequência dada pode ser calculada pela Equação 8.

Viejo (1977) destaca que geralmente, todas as máquinas movidas por turbinas hidráulicas são geradores síncronos, máquinas de corrente alternada, que estão excitadas por um rotor de corrente contínua. Nestas máquinas existe uma relação constante entre a frequência de corrente alternada produzida (frequência e o número de períodos ou ciclos por segundo) e o número de rotações por minuto da máquina.

Quando um rotor tem pares de pólo ($2p$ pólos) com n rotações por minuto, cada bobina de estator será cortada $p \cdot \frac{n}{60}$ vezes pelos fluxos magnéticos dos pólos nortes, assim como um número de vezes igual pelos pólos sul. Portanto, no estator, quaisquer que sejam os pontos considerados terão uma frequência dada pela Equação 9:

$$f = p \cdot \frac{n}{60} \quad (9)$$

Onde:

f = frequência, em Hz

p = número pares de pólos

n = rotação, em rpm

A velocidade síncrona para uma frequência de 60 ciclos por segundo será dada pela Equação 10:

$$n = \frac{60 \cdot 60}{p} = \frac{3600}{p} \quad (10)$$

Onde:

n = rotação, em rpm

p = números pares de pólos

Em PCHs são utilizados geradores de eixo horizontal e os geradores podem ter os mancais radiais na tampa ou em pedestais não tendo comumente mancais tipo axial ou de ação axial. O dimensionamento da casa de máquinas deve considerar o tipo de construção do gerador.

3.9 Regulador de velocidade

O Regulador de Velocidade (RV) tem como função manter o Grupo Gerador (GG) em “rotação constante a fim de que a frequência da tensão gerada seja mantida em seu valor nominal, atuando, para tanto, sobre a vazão da Turbina Hidráulica (TH) (...)”

(SOUZA; SANTOS; BORTONI, 1999, p. 330). Além disso, controla a potência ativa, de modo especial quando o GG opera paralelamente à rede ou a outra máquina.

Os reguladores automáticos de velocidade, geralmente empregados nas microcentrais hidrelétricas “são do tipo mecânico, constituídos por um servomecanismo acionado por óleo pressurizado, comandado por um pêndulo centrífugo”. (ELETROBRÁS, 1985, p. 240).

O regulador de velocidade é um servomecanismo que realiza o papel de operar o sistema diretor da turbina, abrindo-o para que a vazão se eleve até ser restabelecida a rotação de trabalho se a demanda aumenta e fechando-se ela cai. Consegue-se esta operação por meio da haste do pistão diferencial do circuito hidráulico do regulador, acionado por pêndulo centrífugo sensível as variações de rotação. (GUIMARÃES, 1983).

O regulador de velocidade para microcentrais hidrelétricas pode ser de tipo mecânico e formados por um servomecanismo acionado por óleo pressurizado, direcionado por um pêndulo centrífugo. Este capta qualquer variação de rotação da unidade geradora e coloca em funcionamento o servomecanismo de acionamento do distribuidor da turbina. O distribuidor dispõe o fluxo de água por meio da turbina e controla a sua variação de potência, conforme a variação da carga na unidade geradora.

Segundo Souza, Santos e Bordoni (1999), dois são os tipos de reguladores de velocidade, o RV isócrono e o RV com estatismo permanente. A escolha do tipo de RV adequado depende do regime de operação concernente à mini ou microcentral hidrelétrica. No caso de operação isolada, utiliza-se o RV isócrono, invariavelmente.

Souza, Fuchs e Santos (1983), os RV isócronos são aqueles que conseguem manter a velocidade constante independente da variação de carga.

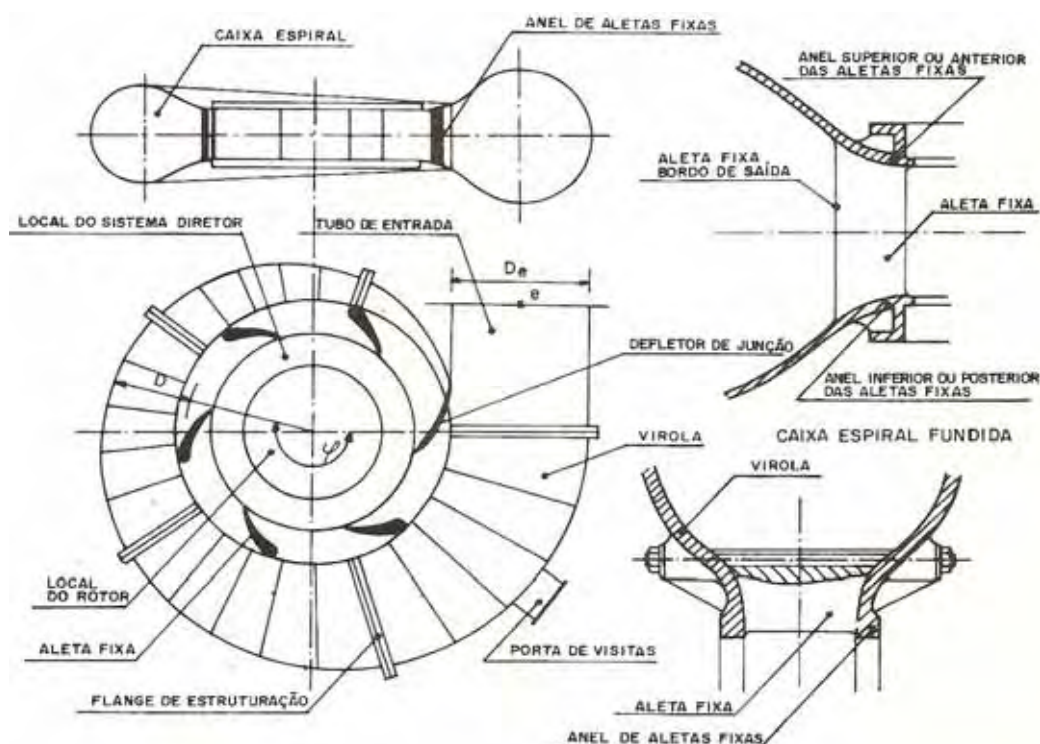
3.10 Caracol ou caixa espiral

O caracol, de acordo com a Figura 21, é o elemento que propicia a distribuição da água ao redor da entrada do rotor. (SIMONE, 2000, p. 106).

É projetado de modo a assegurar descargas parciais iguais em todos os canais estabelecidos pelas pás do distribuidor. “Sua sessão é gradativamente decrescente no sentido do escoamento”. (MACINTYRE, 1983, p. 184).

Simone (2000), na turbina Francis o caracol é um prolongamento da tubulação forçada, ao percorrê-lo, forma um espiral e é lançada por meio das pás diretoras fixas ao caracol, no rotor da turbina. Na direção radial, voltada para parede interna do caracol, estão colocadas pás diretoras fixas. A água deixando as pás diretoras fixas vai de encontro a um conjunto de pás diretoras móveis. Saindo das pás diretoras móveis, a água encontra o rotor Francis.

Na turbina hélice fixa, o rotor recebe água na direção axial e a entrega na mesma direção, portanto existe um “vazio” na turbina hélice fixa operando com caracol, “vazio” esse formado à saída da água das pás diretoras móveis. (SIMONE, 2000, p. 106).



Fonte: MACINTYRE, (1983, p. 189).

Figura 21 - Caracol ou Caixa Espiral.

3.11 Volante de inércia

Os volantes de inércia, nas unidades geradoras de pequena capacidade, “o regulador não tem capacidade de atender às variações de carga na unidade geradora, dentro de certas condições de regulação previamente impostas (...) torna-se necessário então recorrer ao emprego de volantes de inércia”. (MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA, 1985, p. 362).

Souza, Santos e Bortoni (1999) explicam que nas unidades geradoras de pequenas capacidades é comum que o momento de inércia das massas girantes não seja suficiente para garantir uma regulação estável, ou seja, o regulador não consegue atender as variações de carga da unidade geradora, no âmbito de certas condições de regulação previamente impostas, considerando-se somente o momento de inércia do gerador e da turbina. Deve-se então recorrer ao emprego de volantes de inércia em geral colocados na extensão do eixo gerador.

3.12 Linha de Transmissão

Na elaboração do trajeto da linha é necessário escolher o melhor percurso para faixa de servidão, sempre considerando a menor distância e o menor impacto ambiental possível, bem como a definição do número e dos tipos de postes. Geralmente, as espécies de postes devem ser aqueles que a concessionária do sistema já possui, pois dessa forma mantém-se a padronização. Os condutores são dimensionados de acordo com a potência transmitida juntamente com a definição do nível de tensão (SIQUEIRA, 2006).

Segundo Operador Nacional de Sistema Elétrico (ONS), o sistema de transmissão é

um sistema de transporte envolvendo condutores e equipamentos e diferentes distâncias, formas e níveis de tensão. Devido às diferentes localizações geográficas das usinas geradoras e dos centros de carga, esse sistema faz a interligação entre as usinas e os consumidores para que a energia elétrica produzida possa ser utilizada.

Desde o início, deve-se incentivar a participação das pessoas envolvidas nas obras e também no trabalho da construção das linhas.

Além da mão de obra, as facilidades de alimentação e alojamento oferecidas pelos agricultores deverão ser deduzidas das cotas individuais a serem pagas pelos

mesmos, nos valores cobrados (...). De igual forma, deverão ser descontados os serviços prestados por equipamentos e máquinas postos à disposição da concessionária e empreiteiras pelas prefeituras, cooperativas ou pelos próprios agricultores. (FRIEDRICH, 1983, p. 14).

Entre as vantagens que envolvem a eletrificação rural está a de construir a rede para distribuição de forma integrada, pois ela não é a única providência a ser tomada, mas também lembrar que se a energia contribui para o aumento da produtividade no campo, é necessário também local para armazenamento da produção, estradas para escoar a produção, meios de comunicação para que possa atualizar os preços.

Os elementos a serem utilizados no projeto da linha para conduzir a energia elétrica gerada até o local de consumo são apresentados a seguir.

Em primeiro lugar a tensão de transmissão, que é a

função principalmente da potência a transmitir e do comprimento da linha. Outros elementos, como a queda de tensão, o fator de potência, frequência da corrente elétrica, temperatura ambiente, tipo do sistema de corrente elétrica, temperatura ambiente, tipo do sistema de alimentação (monofásico ou trifásico) e as características e disposição dos condutores nas estruturas dos postes, também são parâmetros que entram no cálculo da tensão de transmissão. (ELETROBRÁS, 1985, p. 382).

Em caso da transmissão das potências envolvidas pelas minicentraís hidrelétricas (100 kW a 1000 kW) por meio dos condutores considerados no Manual (AWG nº.s 6, 4, 2, 1/0 e 2/0) a tensão padronizada pelos fabricantes de transformadores está na classe 15 kV, dentro da qual pode ser empregada a tensão de 13800 V.⁹

Em segundo lugar a escolha do cabo condutor, que depende dos parâmetros indicados nos catálogos dos fabricantes de condutores elétricos.

3.13 Critérios para análise de mercado e/ou viabilidade econômica

A ELETROBRAS/DNAEE (1985, p. 73) orienta a realização do estudo de mercado que toma por base as pesquisas e banco de dados, próprio e de entidades idôneas, que possibilitam a análise e a avaliação do desempenho das alternativas de mercado.

⁹ Dentre as tensões de geração (110, 220 e 380 V) padronizadas pelos fabricantes de geradores, apenas a de 380 V poderia ser empregada diretamente para transmissão, porém em faixas restritas de potência (100/120 kW – cabo 1/10 e 100/400 kW – cabo 2/0) e por isso não foi considerada.

Para tanto, deve-se considerar três variáveis: “a demanda mínima em kW, a demanda máxima, também em kW, e a energia em kWh que representa a área delimitada pela curva de carga dentro de um dado período medido em horas (dia, mês, ano)”.

Segundo Goldemberg (2001, p. 45),

(...) a energia, como tal, é de pouco interesse, mas é um ingrediente essencial do desenvolvimento socioeconômico e crescimento econômico. O objetivo do sistema energético é prover serviços energéticos, por exemplo, iluminação, temperatura confortável dentro de casa, refrigeração, transporte e temperaturas apropriadas para cozinhar. (...) os pobres frequentemente não têm acesso à tecnologia e/ou não podem pagar por ela; eles têm de depender de seu próprio trabalho, da força animal ou da lenha e de outros tipos de biomassa que têm um alto preço em termos de tempo, trabalho, saúde e impacto dependendo do sexo, que em geral é mais severo sobre as mulheres.

Quanto aos estudos de viabilidade econômico financeira propriamente dita, consideram-se aqui os estudos de viabilidade, planejamento, construções, testes e fiscalizações. A viabilidade de um projeto leva em consideração custos e benefícios tangíveis e custos e benefícios intangíveis e se torna economicamente viável se os benefícios com ele obtidos forem vantajosos em relação aos custos requeridos.

Segundo Beluco (1994), é preciso que a análise considere os seguintes parâmetros:

- a) capacidade instalada;
- b) produção anual de energia, fator de carga;
- c) montante inicial de investimento;
- d) condições de financiamento;
- e) período estimado para construção;
- f) custos de operação e manutenção;
- g) valor da energia utilizada ou vendida (caso existe esta possibilidade);
- h) vida útil do empreendimento;
- i) benefícios sociais quantificáveis, e outros benefícios não quantificáveis;
- j) custos ambientais e outros custos não quantificáveis.

A análise desses itens permite a comparação de todos os custos e benefícios relacionados à vida útil do empreendimento, lembrando que “um projeto

economicamente viável pode ser financeiramente inviável (...). Um projeto pode ser financeiramente viável, mas impor ao meio-ambiente tal carga de prejuízos ecológicos que acabaria por se tornar economicamente inviável”. (BELUCO, 1994, p. 142).

As análises econômicas e financeiras são necessárias e devem considerar os interesses dos empreendedores e os termos custo/benefício. No presente estudo de caso considera-se o tipo de empreendedor que vai consumir a energia gerada, que é o proprietário do empreendimento. As micros e minis hidrelétricas são as mais propícias para geração isolada de energia.

Uma análise de viabilidade compara todos os custos e benefícios relacionados ao projeto no decorrer de sua vida útil. Os itens envolvidos nos custos são os gastos iniciais, os que são necessários para operar e manter os equipamentos. Os benefícios são constituídos pelos ganhos com o uso ou a venda de energia, com a iniciativa de outros projetos, cujos gastos também precisam ser contabilizados.

G = custo total por kWh consumido

U = carga por unidade (kWh) fornecida pela linha de transmissão

k = comprimento da linha da transmissão (em km)

3.14 Tarifação de energia elétrica

As cobranças das tarifas são efetuadas pelas empresas associadas concessionárias ou permissionárias de serviços públicos federais estaduais e municipais, para possibilitar a justa remuneração do capital, a melhoria da qualidade, a expansão dos serviços e garantir o equilíbrio econômico e financeiro do contrato.

Define-se tarifa como “receita originária empresarial, ou seja, uma receita proveniente da intervenção do Estado, através dos seus associados, permissionários ou concessionários, na atividade econômica”. (PORTAL TRIBUTÁRIO, 2007, p. 1).

A taxa é

(...) uma receita pública retirada de forma coercitiva do patrimônio dos particulares, para se integrar ao patrimônio do Estado. A tarifa visa o lucro, a taxa visa o ressarcimento. Na tarifa o serviço é facultativo, sendo, pois, o pagamento voluntário, isto é, paga-se somente se existir a utilização do serviço. A tarifa é uma contraprestação de serviços de natureza comercial ou industrial. A taxa é uma

contraprestação de serviços de natureza administrativa ou jurisdicional; é um preço tabelado. (PORTAL TRIBUTÁRIO, 2007, p. 1).

O Sistema Tarifário de energia elétrica é um conjunto de normas e regulamentos cuja finalidade é determinar o preço da eletricidade para os diferentes tipos de consumidores. O órgão regulamentador do sistema tarifário vigente é a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia – MME. (ELETROBRÁS/PROCEL 2001).

Na Resolução ANEEL n.º 456, no seu artigo 20º,

Ficam estabelecidas as seguintes classes e subclasses para efeito de aplicação de tarifas:

I – Residencial

Fornecimento para unidade consumidora com fim residencial...

IV – Rural

Fornecimento para unidade consumidora localizada em área rural, em que seja desenvolvida atividade rural, sujeita a comprovação perante a concessionária, devendo ser consideradas as seguintes subclasses:

Agropecuária

Fornecimento para unidade consumidora cujo consumidor desenvolva atividade relativa à agricultura e/ou a criação, recriação ou engorda de animais...

Segundo a Resolução ANEEL n.º. 456 que estabelece para o período de março de 2007 o custo da energia elétrica para a classe de consumo residencial e rural para as regiões e a tarifa média Brasil conforme Tabela 9.

Tabela 9 - Tarifas por classe de consumo, regional e Brasil (R\$/MWh) - 03/2007.

CLASSE DE CONSUMO	NORTE	NORDESTE	SUDESTE	SUL	CENTRO OESTE	BRASIL
Residencial	292,72	275,34	315,32	283,19	301,21	302,00
Rural	219,19	189,84	204,03	163,33	210,81	188,16
Tarifa Média	261,86	250,28	267,94	226,63	260,74	256,68

Fonte: Adaptada de ABRADEE, (2007).

Na Tabela 10 é demonstrada a tarifa de energia elétrica efetuada pela Centrais Elétricas Matogrossense S.A. (CEMAT) no período de março de 2007 para os consumidores residenciais e rurais.

Tabela 10 - Tarifa CEMAT por classe de consumo (R\$/MWh) - 04/2007.

CLASSE DE CONSUMO	CEMAT
Residencial	328,81
Rural	218,09

Fonte: ANEEL, (2007).

Segundo Friedrich (1983), o tema da energia elétrica não pertence somente à companhia concessionária, mas precisa ser discutido pela prefeitura local junto com a população rural, especialmente no que se referem às ligações mais difíceis por estarem mais distantes.

Atualmente os procedimentos relativos ao sistema tarifário brasileiro obedecem à Tarifa Horo-Sazonal (THS), que tem por base o Decreto n.º 86.463, de 1981, que determinava que o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) estabeleceria diferenciações nas tarifas, considerando os períodos anuais e os horários de utilização da energia. Foi empregada a teoria dos custos marginais no qual o custo marginal de fornecimento associa-se ao custo sujeito ao sistema elétrico no atendimento do crescimento da carga.

Como parte do atual sistema tarifário¹⁰ foi implantada um sinal econômico para que os consumidores passassem a utilizar mais energia no decorrer dos períodos de menor demanda. Também consumidores de baixa tensão foram incluídos, especialmente os residenciais.

Segundo a ELETROBRÁS/PROCEL (2001), por meio da tarifação horo-sazonal tornou-se possível a diferenciação na cobrança de energia elétrica conforme os períodos do ano, apresentando vantagens para o sistema elétrico pela racionalização da energia. Os consumidores passaram a ter a opção de deslocamento de consumo para períodos de custo mais baixo.

Chiaretti e Capela (2007) analisam a trajetória de Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e o definem como ritmo lento. Depois de cinco anos somente

¹⁰ Modificações respectivas ao Fator de Potência estão na Resolução ANEEL n. 456, de 29 de novembro de 2000.

foram atingidos 26% da meta definida em 3,3 mil MW de geração de energia por meio de fontes eólicas, centrais hidrelétricas e de biomassa, sendo a capacidade instalada de somente 860,6 MW.

Implantado em abril de 2002 pelo governo Fernando Henrique Cardoso, foi reformulado pelo governo Lula, que estabeleceu limites máximos da contratação por Estados, na tentativa da regionalização dos projetos. O lançamento do PROINFA oportuniza a geração de fontes alternativas como um nicho de mercado para o desenvolvimento de micro e mini centrais hidrelétricas.

3.15 Meio ambiente e impacto ambiental

Segundo o Greenpeace (2004), as pequenas micro e minicentrais hidrelétricas estão em bom posicionamento quanto às emissões de carbono, tornando-se instrumentos importantes para cumprir os cortes previstos no Protocolo de Kyoto e das metas defendidas pelo Brasil na Rio+10, e em Johannesburgo, que é a obtenção de 10% de energia mundial de fontes renováveis até 2010.

As micros e minicentrais hidrelétricas constituem uma forma mais rápida de atender à demanda de energia elétrica da forma como prevê o programa Luz para Todos, mas conforme a lentidão de seu ritmo, é difícil que sua meta de atender a todos os cidadãos até 2008 se concretize.

Tais centrais hidrelétricas, por serem de pequeno porte, têm menor impacto ambiental. Como explica o Greenpeace (2004, p. 19),

(...) os pontos preocupantes são justamente a emissão do gás-estufa metano, pela decomposição de matéria vegetal nos reservatórios (mas com emissão muito inferior à de termelétricas movidas a combustíveis fósseis), e danos à flora e à fauna do curso d'água, para os quais, no entanto devem ser feitos estudos de impacto ambiental e planejadas medidas mitigadoras, como a manutenção de uma vazão mínima. O processo para obtenção da licença ambiental, aliás, que costuma durar de 6 a 8 meses, é visto por investidores como um dos obstáculos para deslançar essa opção de geração.

No entanto, como destaca Muller (1995), “a energia elétrica, uma vez gerada, é limpa, invisível, sem resíduos e contaminantes. A produção da energia elétrica é feita

predominantemente pela transformação da energia mecânica, empregando processos termais e hidráulicos”.

Para a implantação do projeto para instalação de microcentrais elétricas requer-se para a sua regularização a Outorga da água conseguida junto ao Sistema Nacional de Recursos Hídricos (SNRH) e o Licenciamento Ambiental conseguido por meio do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA).

Portanto, é de grande importância o reconhecimento de novas metodologias para se aferir o grau de desenvolvimento de uma sociedade e da sustentabilidade de seus sistemas produtivos a partir do acesso a formas modernas de energia, em especial a eletricidade.

O desenvolvimento sustentável, utilização do recurso natural de modo seguro e racional, a partir de fontes tradicionais de energia pode ainda possibilitar a sustentabilidade ambiental, em âmbito local e global, bem como reduzir a desertificação, a pobreza rural, a eficiência energética e econômica. (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL, 2004).

3.16 Outorga da água

A Lei Federal n. 9.433 de 8 de janeiro de 1997, instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos (PNRH), cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos (SINGREH) e define seus instrumentos. O artigo 11 desta lei definiu que o regime de Outorga de direitos de uso de Recursos Hídricos tem como objetivos assegurar o controle quantitativo e qualitativo dos usos da água e o efetivo exercício dos direitos de acesso à água.

A Constituição Federal (Art. 26 – inc. I) incluiu entre os bens do Estado as águas superficiais ou subterrâneas, fluentes, emergentes e em depósitos, e estabelece que qualquer tipo de uso da água, inclusive na agricultura, precisa de outorga. Esta é solicitada por meio de requerimento encaminhado à Secretaria de Recursos Hídricos do Estado ou do Município se este possuir poderes delegados pelo estado para o Gerenciamento dos Recursos Hídricos locais.

A documentação citada a seguir, apresentada pelo requerente da Outorga ao órgão público competente pelo Gerenciamento dos Recursos Hídricos, é fornecida pela Secretaria de Recursos Hídricos do estado ou do município ao qual pertence o aproveitamento hidráulico:

- a) requerimento de Outorga de Direito de Uso de Recursos Hídricos, utilizando formulário padrão para “Captação de água Superficial”;
- b) relatório simplificado de Avaliação de Eficiência de Uso da Água (RAE), formulário padrão para “Irrigação”;
- c) anotação de responsabilidade técnica (ART) do responsável técnico pelo estudo relativo ao uso dos Recursos Hídricos pretendido;
- d) cronograma de implantação do empreendimento.

3.17 Licenciamento ambiental

O Ministério do Meio Ambiente (MMA), por meio do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), pela Resolução nº. 237, de 19 de dezembro de 1997, determinou que o Licenciamento Ambiental é um procedimento administrativo pelo qual o órgão ambiental competente licencia a instalação, ampliação e a operação de empreendimentos e atividades que utilizam recursos ambientais, consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras ou daquelas que, sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental. São as seguintes:

- a) rodovias, ferrovias, hidrovias, metropolitanos;
- b) barragens e diques;
- c) canais para drenagem;
- d) retificação de curso de água;
- e) abertura de barras, embocaduras e canais;
- f) transposição de bacias hidrográficas.

Por meio da Resolução nº. 279 de 27 de junho de 2001 e da Medida Provisória nº. 2. 152-2, de 1.^o de junho de 2001, o Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) considerando a necessidade de estabelecer procedimento simplificado para o licenciamento ambiental dos empreendimentos com impacto ambiental de pequeno porte como é o caso do projeto de implantação do conjunto turbina bomba, instituiu o Relatório Ambiental Simplificado (RAS).

O RAS apresenta o estudo dos aspectos ambientais relacionados à localização, instalação, operação e ampliação de uma atividade ou empreendimento. Contém informações relativas ao diagnóstico ambiental da região de inserção do empreendimento, sua caracterização, a identificação dos impactos ambientais e medidas compensatórias que minimizarão o impacto ambiental.

O RAS é basicamente composto por:

- a) descrição do Projeto e suas alternativas tecnológicas e de localização;
- b) diagnóstico e prognóstico ambiental: descrição dos prováveis impactos ambientais e sócio-econômicos da implantação e operação da atividade, considerando o projeto, suas alternativas, os horizontes de tempo de incidência dos impactos e indicando os métodos, técnicas e critérios para sua identificação, quantificação e interpretação. Caracterização da qualidade ambiental futura da área de influência, considerando a interação dos diferentes fatores ambientais;
- c) medidas mitigadoras e compensatórias, identificando os impactos que não possam ser evitados, recomendação quanto à alternativa mais favorável. Programa de acompanhamento, monitoramento e controle.

A Política Estadual de Recursos Hídricos (Lei nº. 6.945-05/11/97) define a Fundação Estadual do Meio Ambiente (FEMA), como Órgão Coordenador Gestor dos Recursos Hídricos no Estado de Mato Grosso, sendo a Outorga um dos instrumentos desta Política, de acordo com a Seção III 'Outorga de Direito do Uso da Água'.

3.18 Regulamentação

Neste item são destacados os aspectos gerais sobre a disposição dos órgãos competentes de micro e minicentrals hidrelétricas, lembrando que os elementos comuns à composição de uma central hidrelétrica são: barragem, captação e adução de água, casa de máquinas e restituição de água.

O instrumento que regulamenta as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, atualmente, é a Resolução ANEEL n. 456, de 29 de novembro de 2000. Pode ser utilizado como base legal também o disposto no Decreto n. 24.643, de 10 de julho de 1934 – Código de Águas, e o Decreto n. 41.019, de 26 de fevereiro de 1957 – Regulamento dos serviços de Energia Elétrica, e os seguintes: Leis n.^o 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 – Regime de Concessão e Permissão da Prestação dos Serviços Públicos, n.^o 9.074, de 7 de julho de 1995 – Normas para Outorga e Prorrogação das Concessões e Permissões de Serviços Públicos, n. 8.078, de 11 de setembro de 1990 – Código de Defesa do Consumidor, n.^o 9.427, de 26 de dezembro de 1996 – Instituição da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e o Decreto n.^o 2.335, de 6 de outubro de 1997 – Constituição da ANEEL. O órgão que regulamenta o sistema tarifário vigente é a ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). (ELETROBRÁS/PROCEL, 2001).

4 MATERIAL E MÉTODOS

4.1 Material

4.1.1 Local da instalação

Ainda são poucos os levantamentos de potenciais hidrelétricos em ambientes de pequena escala. As usinas hidrelétricas de pequeno porte apresentam configurações específicas hidrológicas e topográficas regionais, portanto de suma importância em estudos de geração de energia elétrica o conhecimento da localização do empreendimento.

O aproveitamento em estudo localiza-se na Fazenda Madeira no município de São José do Rio Claro localizado ao Norte do Estado do Mato Grosso – latitude $13^{\circ}17'35,12''$ S e $56^{\circ}52'22,97''$ W, conforme Figura 22, o qual foi escolhido por consulta a fabricantes de turbinas com o fim específico de encontrar uma região que não fosse atendida por energia elétrica.



Fonte: GOOGLE (2007).

Figura 22 – Fazenda Madeira.

A Fazenda Madeira, Figura 23, apresenta área de dois mil e quinhentos hectares, distante 23 km do Município de São José do Rio Claro. Faz parte da Bacia Hidrográfica Amazônica com os principais rios afluentes Alegre, Arinos e Claro e os córregos Caju, Lagoa Rasa, Jacamim, Buriti e Fonseca. Na fazenda, a principal atividade econômica é a criação, engorda e abate de gado, contando com um plantel de 3.600 cabeças de gado, o que representa 4,2% do total de gado do município de São José do Rio Claro.

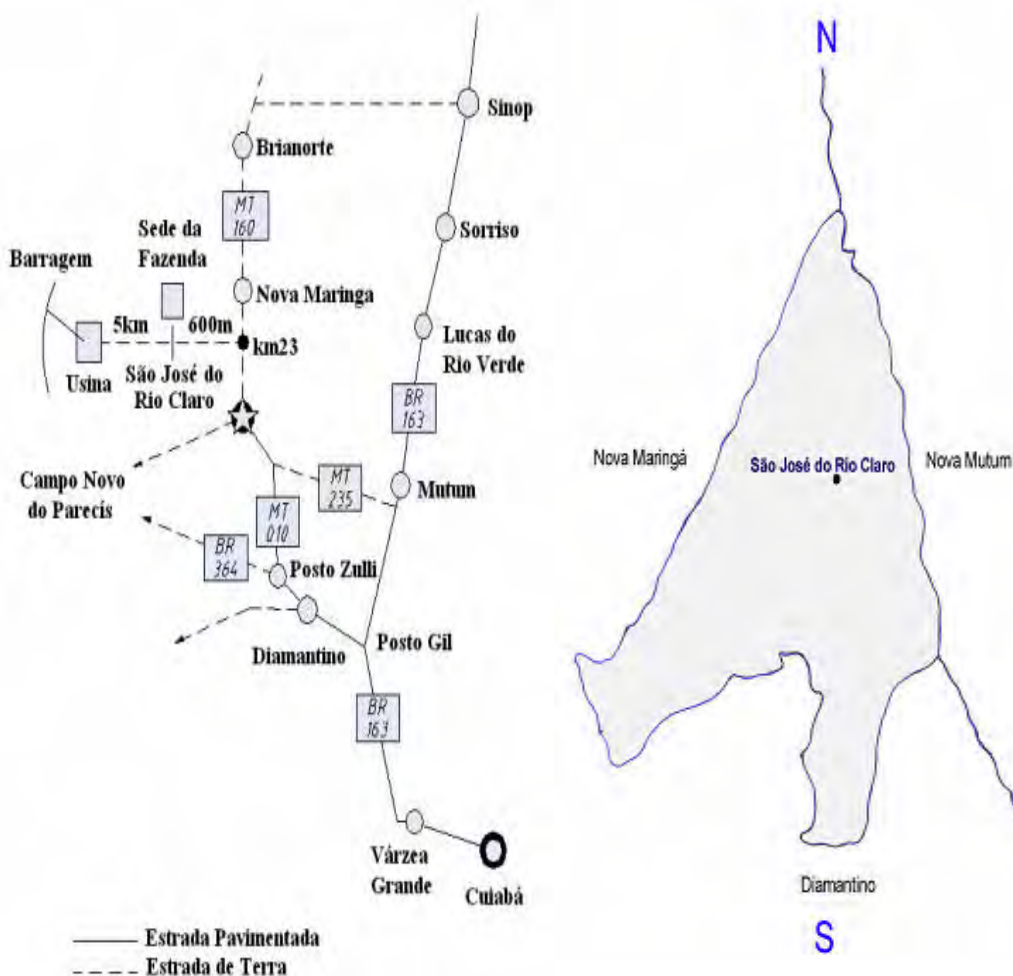


Figura 23 - Casa sede da Fazenda Madeira (2007).

Segundo a Prefeitura Municipal de São José do Rio Claro (2007) as origens do município pertencem a quatro povos indígenas, Paresí, Arino, Beijo-de-pau e Rikbákta. Em 1746, o rio Arinos se destaca como o rio mais histórico, assim como os seringais característicos do local, juntamente às árvores nativas, deram o título de capital da borracha à cidade. A prefeitura foi instalada em 2 de maio de 1981.

A população de São José do Rio Claro é de aproximadamente 14.500 habitantes. Possui área de 5.057, 85 km² (505.785 ha) e altitude de 350 m (Sede) a 450 m (Wipichi). Está situado ao Sul da Amazônia Mato-grossense a 325 km de Cuiabá. (PREFEITURA DE SÃO JOSÉ DO RIO CLARO, 2007).

A localização do município é mostrada na Figura 24.



Fonte: PREFEITURA MUNICIPAL DE SÃO JOSÉ DO RIO CLARO, (2007).

Figura 24 - Localização geográfica do município.

O Clima de São José do Rio Claro é AW (Tropical de Savana – Köppen), com verão chuvoso e inverno seco. A temperatura máxima anual é de 33,5 °C e mínima média anual é de 25 °C. A umidade relativa do ar atinge médias anuais de 81%. (Setor de Planejamento de Mato Grosso, 2007). O solo é composto por 36,7% de Latossolo vermelho amarelo distrófico ; 33,6% de Latossolo vermelho escuro distrófico; 25,3% de Areia quartzosa distrófica; 2,2% de Glei pouco húmico distrófico; 1,3% de Podzólico vermelho amarelo distrófico; 0,9% de Areia quartzosa hidromórfica distrófica .

A densidade pluviométrica, em mm das médias mensais do período de janeiro 1991 a dezembro 2005, conforme Tabela 11.

Tabela 11: Densidade pluviométrica

Jan	Fev	mar	abr	mai	jun	Jul	ago	set	out	nov	dez
372	300	264	109	39	23	4	7	44	156	232	340

Fonte: Divisão Meteorológica de Mato Grosso (2007).

Segundo a ANEEL (2004), no município de São José do Rio Claro a população atendida pelas Centrais Elétricas Matogrossense S.A. (CEMAT) é de 3.764, sendo 3.254 de consumidores urbanos e 510 de consumidores rurais.¹¹

De acordo com a Assembléia Legislativa do Estado do Mato Grosso (2007, p.1),

(...) aproximadamente duas mil famílias, moradoras do município de São José do Rio Claro vivem hoje sem energia elétrica. Apesar de o município estar integrado ao 'Luz para Todos', do governo federal, o programa não está sendo suficiente para suprir a demanda. Os habitantes, em sua maioria, são de baixo poder aquisitivo. (...) Está previsto para este ano o atendimento a 48 famílias. Porém, (...) esse número é mínimo se for comparado ao grande número de moradores que não têm acesso à energia elétrica. (...) Com a luz elétrica, os moradores das comunidades rurais terão mais condições de melhorar e ampliar a produção agrícola, base da economia do município. Luz elétrica em São José do Rio Claro não é somente uma questão social, mas também econômica.

O número de moradores não atendidos por energia elétrica no Brasil e no Estado do Mato Grosso classificados em moradores urbanos e rurais estão relacionados na Tabela 12.

Tabela 12 – Consumidores não atendidos por energia elétrica.

LOCAL	DOMICÍLIO				MORADORES			
	URBANO	%	RURAL	%	URBANO	%	RURAL	%
BRASIL	331.648	13,56	2.113.276	86,44	1.237.444	11,26	9.751.566	88,74
MT	12.638	18,84	54.473	81,16	45.787	31,53	210.87	68,47

Fonte: IBGE (2000).

¹¹ Projeção de 2004.

4.1.2 Dados hidroenergéticos da fazenda

Os principais dados hidroenergéticos disponíveis da Fazenda Madeira foram fornecidos pelo proprietário da fazenda sendo uma vazão de 335 l/s e uma queda bruta de 7 m convalidados pelo método do vertedouro a vazão e a queda do aproveitamento medida com mangueira de nível.

4.1.3 Barragem

No local do aproveitamento já se encontrava uma barragem de terra utilizada para irrigação, como se observa na Figura 25, a qual foi examinada para verificar se atendia ao propósito para geração de energia elétrica.



Figura 25 - Barragem existente na Fazenda Madeira (2007).

A barragem possui altura de 3 m, largura de 30 m, 4 m de crista e 16 m de base, conforme Figura 26, atende às exigências do Manual de Micro e Minicentrals Hidrelétricas (ELETROBRÁS).

A barragem foi examinada e avaliada conforme o manual da ELETROBRÁS (1985) para verificar se esta atende ao propósito da geração de energia

elétrica quanto às dimensões conforme a Equação 11, da largura da base da seção transversal da barragem:

$$b = a + (m + j).h_b \quad (11)$$

Onde:

b = largura da base da seção transversal, em m;

a = largura da crista da barragem, em m;

m = inclinação do talude de montagem;

j = inclinação do talude de jusante;

h_b = altura da barragem, em m.

O coeficiente de inclinação depende do tipo de material empregado no corpo da barragem e de sua altura, e pode ser adotado de acordo com a Tabela 13.

Tabela 13 - Coeficiente de inclinação da barragem.

MATERIAL DE CORPO DA BARRAGEM	TALUDE	INCLINAÇÃO DOS TALUDES (horizontal; vertical)
Solos	Montante (m)	2,25
Areno-siltoso/argilosos	Jusante (j)	2,00

Fonte: Adaptado de ELETROBRÁS (1985).

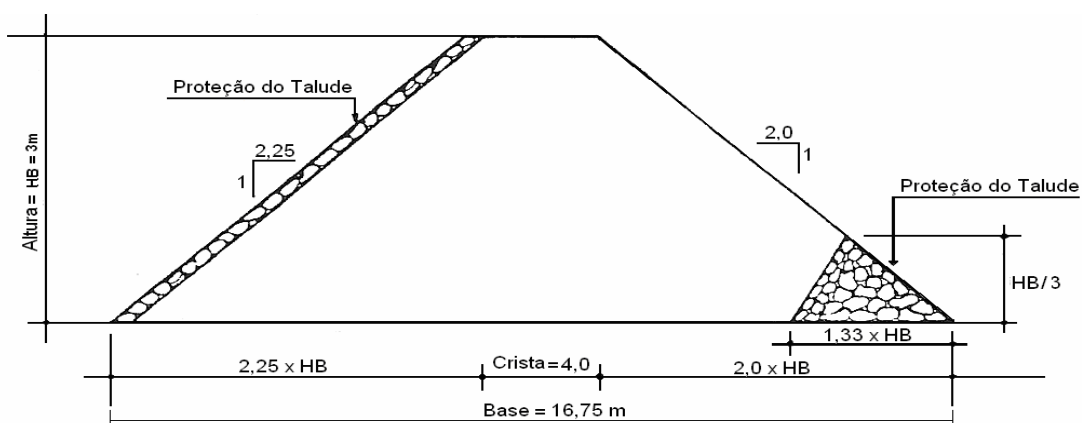


Figura 26 - Barragem e suas dimensões.

4.1.4 Determinação da potência necessária

A determinação da potência necessária, para o atendimento ao consumo da carga elétrica das instalações é executada “por meio das cargas elétricas horárias de todos os componentes da instalação. A maior carga horária (pico) encontrada define a potência necessária a instalar na central”. (ELETROBRÁS; DNAEE, 1985a, p. 67).

Para a obtenção de tal potência foi realizada uma consulta ao proprietário da fazenda sobre as suas reais necessidades e expectativas. Realizando-se um levantamento da potência média de aparelhos eletrodomésticos, máquinas e implementos, seus respectivos consumos e demandas de energia foi possível elaborar a Tabela 14, a qual apresenta o horário e o consumo de energia estimado.

Em meio rural, local em que comumente não se utilizam máquinas e implementos ao mesmo tempo, “a carga deve ser estimada com base na maior carga individual da instalação do consumidor, acrescida à carga típica residencial”. (FRIEDRICH, 1983, p. 31).

A carga horária máxima é obtida distribuindo-se as potências dos componentes da instalação nas diversas horas em que, provavelmente, vão funcionar ao longo do dia, somando-se as potências desses componentes para cada período de hora.

A Fazenda não é atendida por energia elétrica então, foi necessário estimar o consumo através da previsão dos equipamentos que poderão ser utilizados, principalmente eletroeletrônicos e os específicos para a atividade agropecuária desenvolvida pelo consumidor, aliadas às necessidades e expectativas do proprietário, em relação à chegada da energia elétrica; como também consultas aos Manuais (Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas (1982); Manual de Micro e Mini Centrais Hidrelétricas (1985).

Um sistema de carga elétrica, funcionando dentro de um horário e período de consumo estabelecido, é caracterizado por um coeficiente chamado fator de carga, que é obtido através da Equação 12:

$$F_c = \frac{D_{média}}{D_{max}} \quad (12)$$

Onde:

F_c = fator de carga

Tabela 14 - Horário e consumo de energia.

TIPOS DE CONSUMO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Total (kWh/dia)	
Iluminação	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6													3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2		22,2	
Chuveiro																			1,2		2,4	1,2				4,8
Lavadora de Roupa								0,6	0,3	0,3																1,2
Ferro passar													1	2	2	1										6
Microondas												1,2														1,2
Refrigerador	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,23	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,6	0,23	0,13	0,13	0,13	0,13	0,46	0,46	5,06
Freezer		0,6				0,6						0,6		0,6				0,6			0,6		0,6			4,2
Rádio						0,05	0,05	0,05	0,05				0,05	0,05				0,05								0,2
Ap. Som									0,1								0,1			0,1						0,3
Ventilador																		0,13	0,13	0,13	0,13	0,13				0,65
Ar Condic.																				2	2	2	2			8
Televisor								0,3												0,3	0,3	0,3				1,5
Computador								0,2				0,2					0,2			0,2						0,8
Liquidificador									0,2		0,2							0,2								0,6
Bomba d'água	1	1										1									1	1	1	1		7
Serra circular								2,6		2,6																5,2
Serra fita							1,8								1,8											3,6
Debulhador de milho					7											7										14
Estafeador								1,8		1,8																3,6
Fonageira							6,5					6,5			6,5				6,5							26
Máq. de ração								5	5	10																20
Máq. ordenha					5,2																					5,2
Misturador de ração						4,3		4,3	4,3				4,3	4,3	4,3	4,3		4,3								30,1
TOTAL	1,06	2,2	1,06	1,6	6,26	11,95	8,53	9,8	10,31	9,8	10,66	3	7,96	6,95	11,26	8,1	8,76	9,68	10,36	8,33	8,43	7,09	6,8	1,46	171,41	

$D_{média}$ = demanda Média

D_{max} = demanda Máxima.

Assim, fazendo uso da Tabela 14 obtêm-se os valores da demanda média e máxima para a instalação em análise, resultando respectivamente, $D_{média} = 7,14$ kW e $D_{max} = 11,95$ kW. A partir destes valores conclui-se que o fator de carga será igual a:

$$F_c = 0,59 \text{ ou } 59\%$$

4.2 Métodos

Para a análise técnica e econômica na implantação da microcentral hidrelétrica, localizada na Fazenda Madeira, seguem-se as orientações da ELETROBRÁS/DNAEE (1985) e outras publicações técnicas específicas mencionadas nas referências, principalmente no que diz respeito às providências necessárias quanto aos itens: altura de queda disponível; potência necessária (kW); fator de carga; e linha de alimentação; comprimento da tubulação forçada; comprimento e altura de barragem; vertedouro.

4.2.1 Determinação da potência aproveitável

A potência máxima em kW do local escolhido para instalação da microcentral hidrelétrica na Fazenda Madeira será calculada mediante vazão disponível e medida de 0,400 m³/s obtida pelo método do vertedouro. A queda estimada de 7 m.

Esse potencial é determinado através da Equação 13.

$$P = 7,16 \cdot H \cdot Q \quad (13)$$

$$P = 20 \text{ kW}$$

Onde:

P = potência em kW;

Q = vazão disponível do curso d'água em m³/s; e

H = queda bruta, em m.

A potência considerando a perda de energia no sistema adutor é estimada em 5% (ELETROBRÁS/DNAEE, 1985b), portanto modifica a equação anterior transformando-a na Equação 4:

$$P = 6,80. Q.H \quad (14)$$

$$P = 19 \text{ kW}$$

Onde:

P = potência em kW;

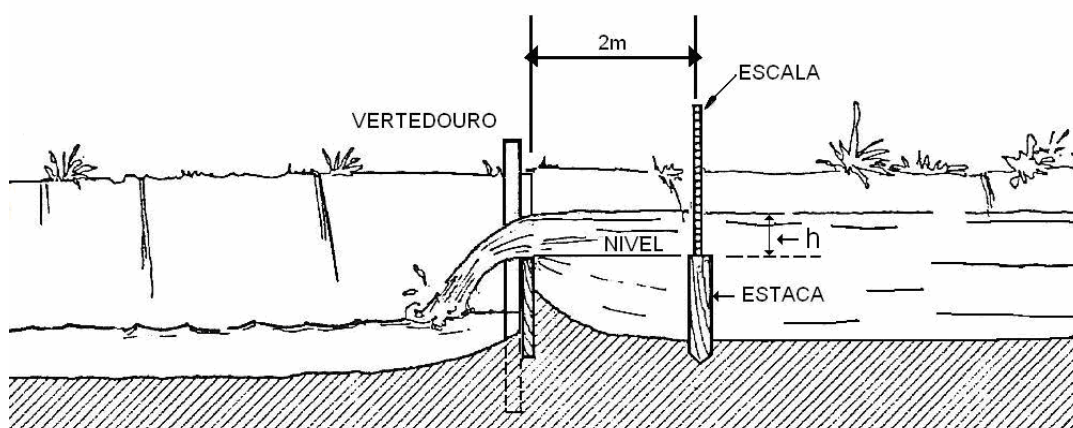
Q = vazão disponível do curso d'água em m^3/s ; e

H = queda bruta, em m.

4.2.2 Medição da vazão pelo método do vertedouro

O método de medição do vertedouro foi realizado na Fazenda Madeira e que segundo Souza (1983, p. 103), foi possível devido à existência de uma barragem no local.

A medição da vazão foi feita construindo-se um tapume de madeira conforme indicado na Figura 52, medindo-se a altura da lâmina d'água (h) em centímetros, obtida da escala, localizada há 2 m acima do vertedouro, com largura (L) de 2 m. Com o valor obtido de h após quatro leituras consecutivas de 22,3 cm consulta-se a Tabela 15 e obtém-se a vazão de 400 l/s, mas dar-se-á continuidade para efeito de cálculo a vazão fornecida pelo proprietário da fazenda de 335 l/s, porque esta é a que ocorre durante o maior período do ano.



Fonte: BREDOW (2006).

Figura 27 - Medição de vazão.

Tabela 15 - Medição de vazão pelo método do vertedouro

h	VAZÃO	h	VAZÃO
cm	l/s	cm	l/s
2	10,1	14	189,2
3	19,0	15	209,5
4	29,1	16	230,4
5	40,7	17	252,3
6	53,4	18	274,6
7	67,4	19	297,3
8	82,1	20	320,7
9	97,9	21	344,6
10	114,4	22	369,4
11	132,1	23	394,3
12	150,3	24	420,1
13	169,4	25	446,2

Fonte: BREDOW (2006).

4.2.3 Consulta a fabricantes

Para realização deste estudo foram consultados os tipos de turbinas, potência e respectivos custos de fabricantes nacionais, entre os quais, Beta Hidroturbinas, Turbinas Hidráulicas Edgard Bredow, Geradores Alterima, NH Geradores e Richbieter Engenharia Indústria e Comércio Ltda. Levaram-se em consideração os dados hidroenergéticos da fazenda para que indicassem a melhor turbina conforme especificações técnicas de cada fabricante e analisados segundo os manuais da ELETROBRÁS/DNAEE de Microcentrais Hidrelétricas, Manual de Minicentrais Hidrelétricas, Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas e demais normas específicas.

4.2.4 Critério para seleção da turbina

O critério para seleção da turbina seguiu os seguintes passos:

- a) condição do mercado nacional estar apto para fornecer turbinas para microcentrais hidrelétricas;
- b) levantamento dos fabricantes nacionais;
- c) avaliação expedita do potencial existente na Fazenda, as quais foram enviadas as condições hidroenergéticas (queda e vazão), para os fabricantes;
- d) análise das respostas dos fabricantes quanto ao tipo de turbina, potência e preço;
- e) análise dos ensaios referentes às turbinas;
- f) rapidez e qualidade no atendimento entre o fabricante e o comprador;
- g) rotação específica;
- h) avaliação do rendimento dos diferentes tipos de turbina indicados pelos fabricantes
- i) a flexibilidade em relação à variação da queda e vazão, conforme Tabela 16;

Tabela 16 - Variação da vazão e da queda.

Tipo de Turbina	Variação de Vazão	Variação de Queda
Pelton	Alta	Baixa
Francis	Média	Baixa
Kaplan	Alta	Média

Fonte: TNSHP. Guide on how to develop a small hydropower plant. ESHA (2004).

4.2.5 Critérios para análise de mercado

Na Fazenda Madeira predomina as atividades de criação, engorda e abate de gado. A presença de uma microcentral possibilitará a rapidez no tratamento do gado e maior eficiência nos serviços correspondentes à fazenda, principalmente porque atualmente não contam com uma central hidrelétrica. Além disso, outros benefícios poderão ser incrementados tais como:

- a) aumento do dia, proporcionando horas extras para o trabalho ou lazer;
- b) acesso a meios modernos de comunicação e conseqüentemente a ampliação de conhecimentos, como técnicas agrícolas mais desenvolvidas;
- c) crescimento da produtividade agropecuária, logo um aumento da renda;
- d) refrigeração e melhor acondicionamento dos alimentos e medicamentos;
- e) introdução de máquinas e equipamentos, substituindo assim a tarefa braçal;
- f) diminuição do impacto ambiental pela coleta, corte e queima de lenha;
- g) transferência do tempo gasto para a coleta de lenha em outras atividades, como lazer e trabalho;
- h) aceleração na mudança dos meios tradicionais de energia para sua forma moderna, com a presença de energia elétrica no espaço rural.

No presente estudo os ganhos referem-se à possibilidade da geração de energia, de irrigação, melhora na qualidade e custo no preparo da alimentação do gado, ordenha elétrica, conservação de vacinas para o gado. Os custos e benefícios tangíveis referem-se ao conjunto respectivo à análise financeira. Os benefícios intangíveis são os pessoais e sociais que deles decorrem, como no presente estudo, a possibilidade dos moradores da fazenda poder usufruir do conforto da luz elétrica, adquirir geladeira, aparelhos eletrônicos, como citado anteriormente.

4.2.6 Cálculo da potência da turbina Hélice

a) potências

A potência hidráulica (P_h) é fornecida pela Equação 15 e de acordo com as condições hidrológicas do aproveitamento os quais são:

$$H_d = 7,0m \text{ e } Q = 0,335 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$P_h = \frac{Q \cdot \gamma \cdot H_d}{75} = 31,27 CV \quad (15)$$

Onde:

P_h - potência hidráulica

Q - vazão, em m³/s

γ - peso específico da água = 1000 kg/m³

H_d = altura de queda

De maneira análoga a potência eficaz é fornecida pela Equação 16 adotando-se os seguintes rendimentos: $n_t = 0,90$ $n_m = 0,95$ que resulta:

$$n_h = \frac{n_t}{n_m} = 0,95 \quad \text{e} \quad P_{ef} = n_h \cdot P_h = 29,6 CV \quad (16)$$

Onde:

n_h = rendimento total

n_t = rendimento da turbina

n_m = rendimento do motor

P_{ef} = potência eficaz

P_h = potência hidráulica

b) a rotação específica (n_s), em relação a rotação (n) dada em rpm é fornecida pela Equação 17.

$$n_s = \frac{\sqrt{P_{ef}}}{\sqrt[4]{(H_d)^5}} \cdot n = 0,439 n \quad (17)$$

Para determinar a rotação (n), com a altura de queda de 7m e vazão de 0,335 m³/s consulta-se a Tabela 17 e obtém-se $n = 977$. Com esta rotação aplicada na Equação 23 ter-se-á $n_s = 429$ rpm. Consultando a Figura 28 e levando-se em conta o valor de n_s obtém-se o valor limite do coeficiente de cavitação (σ_{lim}) = 0,295.

Tabela 17 - Grandezas em função da queda da turbina Hélice.

Hd m	Q l/s	n rpm	Pe CV
2.0	179	522	4.5
3.0	219	640	8.3
3.5	237	691	10.5
4.0	253	739	12.8
4.5	269	784	15.3
5.0	283	826	18.4
5.5	297	866	20.6
6.0	310	905	23.4
6.5	323	942	26.5
7.0	335	977	29.6
7.5	347	1012	38.9
8.0	358	1045	36.2
8.5	369	1077	39.6
9.0	380	1108	43.2
10.0	401	1168	50.7
10.5	411	1197	54.5
11.0	420	1225	58.4
11.5	430	1253	62.5

Fonte: BREDOW (2007).

c) Altura de sucção máxima (h_{smax})

Altitude local (H_L) = 400 m.

Pressão de vaporização (H_v) = (função da temperatura) = 0,58

A altura barométrica (h_b) é dada pela Equação 18:

$$h_b = 10 - 0.0012 \cdot H_L \quad (18)$$

$$h_b = 9,52 \text{ mca}$$

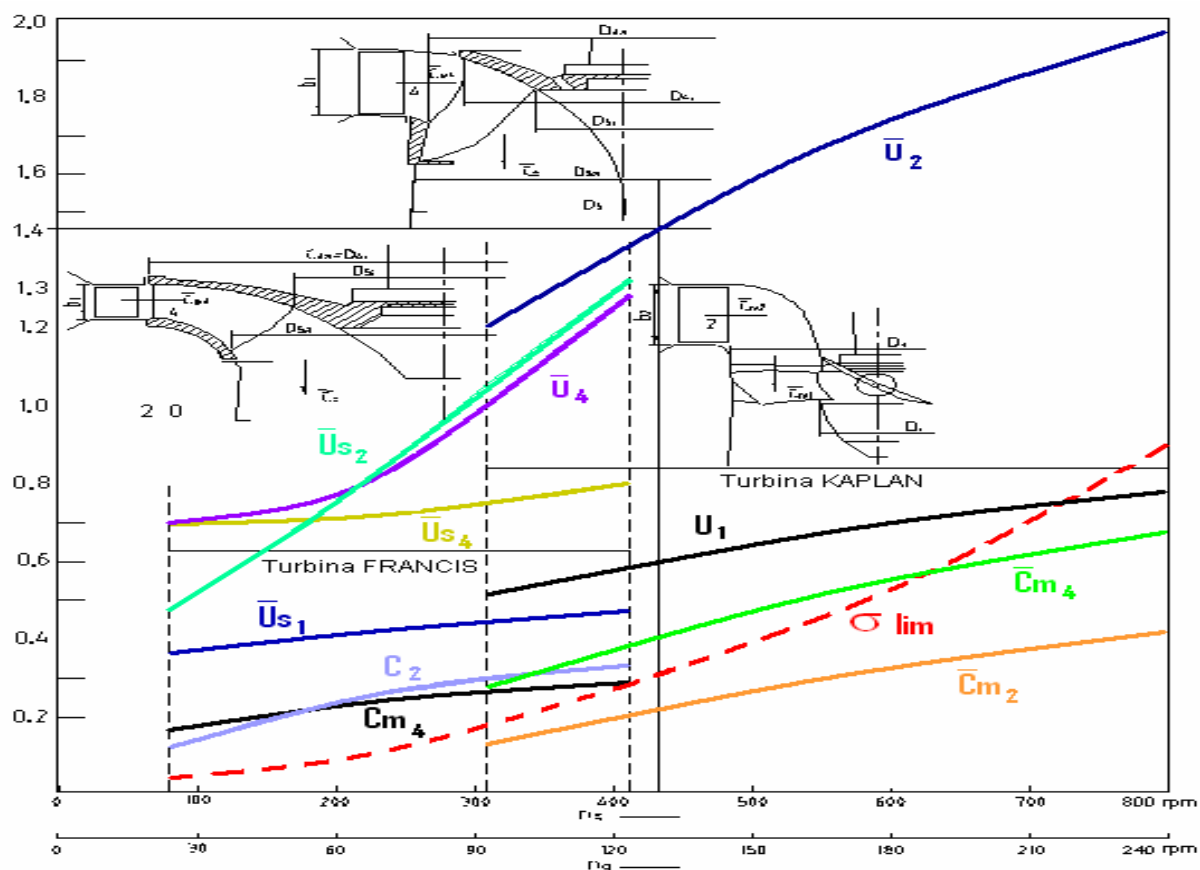
Altura sucção máxima ($h_{s\max}$) é obtida pela Equação 19:

$$h_{s\max} = h_b - h_v - \sigma_{\text{lim}} \cdot H_d \quad (19)$$

$$h_{s\max} = 6,9\text{m}$$

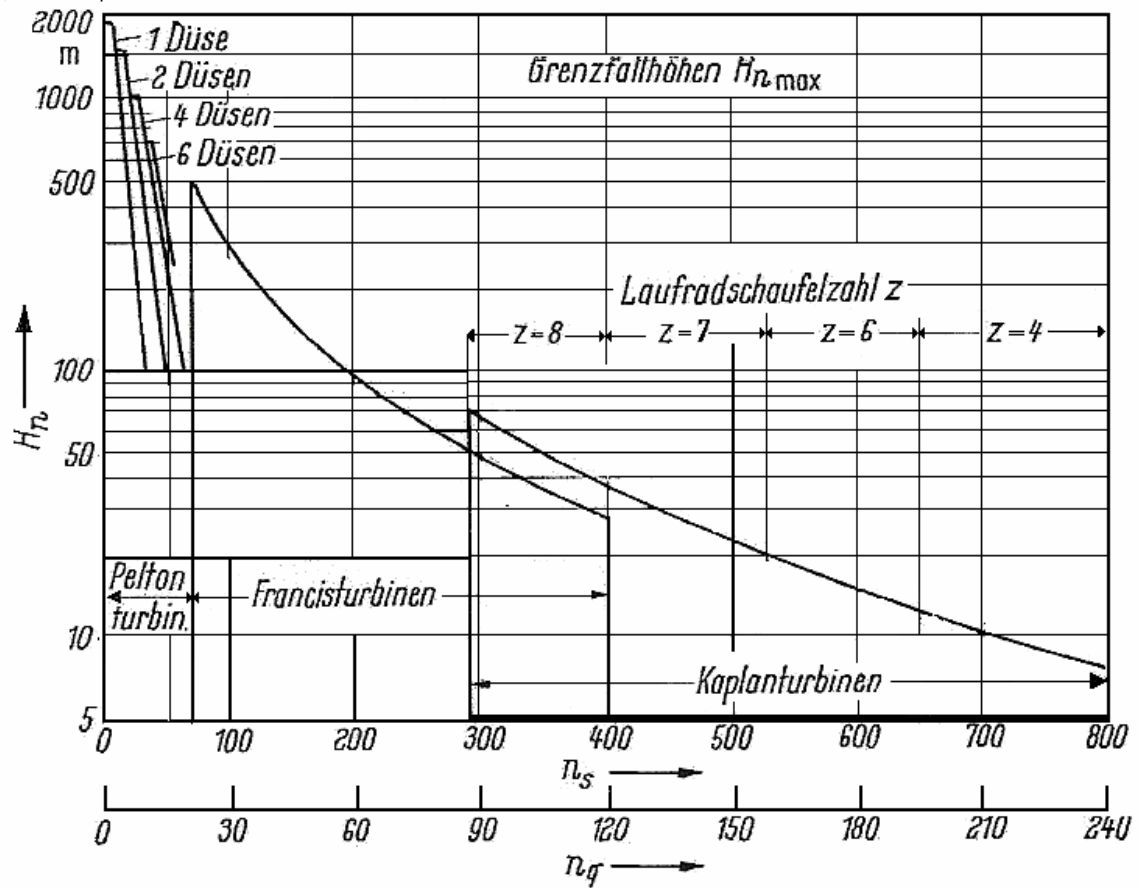
Com base nas Figuras 28 e 29, escolhe-se neste estudo a turbina do tipo axial de $n_s = 429$ Hélice, com rotação igual a 977 rpm, altura máxima de sucção de 6,9 m e o rotor com sete pás.

A Figura 29 possibilita a escolha do número de pás do rotor.



Fonte: MEERWARTH (1963, p. 109).

Figura 28 - Elementos para dimensionamento de turbinas Francis e Kaplan.



Fonte: MEERWARTH (bv1963, p. 94).

Figura 29 - Escolha do número de pás do rotor.

d) cálculo das dimensões do rotor:

Do gráfico de Meerwarth, Figura 54 obtém-se para $n_s = 429$ as velocidades específicas:

Onde:

\bar{u}_e = velocidade específica externa do rotor

\bar{u}_i = velocidade específica interna do rotor

\bar{c}_{m4} = velocidade específica média da entrada da palheta móvel

\bar{c}_{m2} = velocidade específica média da entrada da pá do rotor

$$\bar{u}_e = 1.46; \quad \bar{u}_l = 0,6; \quad \bar{c}_{m4} = 0,4; \quad \bar{c}_{m2} = 0,21$$

e) rotação unitária (n_1)

$$n_1 = \frac{n}{\sqrt{H_d}} = 369 \text{ rpm} \quad (20)$$

f) vazão unitária (Q_1)

$$Q_1 = \frac{Q}{\sqrt{H_d}} = 0.127 \text{ m}^3 / \text{s} \quad (21)$$

g) diâmetro externo (D_e):

$$D_e = \frac{84,6 \cdot \bar{u}_e}{n_1} = 0,335 \text{ m} \quad (22)$$

h) diâmetro interno (D_i):

$$D_i = \frac{\bar{u}_i \cdot D_e}{u_2} = 0,138 \text{ m} \quad (23)$$

i) altura na entrada (b_2):

$$b_2 = \frac{0,072 \cdot Q_1}{\bar{c}_{m2} \cdot D_e} = 0,130 \text{ m} \quad (24)$$

A instalação do rotor no caracol da turbina é mostrada na Figura 30.



Figura 30 - Rotor Hélice (2007).

j) dimensões principais do caracol ou caixa espiral:

$$C_e = 0,10 - a - 0,25\sqrt{2 \cdot g \cdot H_d} = 1,70 \frac{m}{s} \quad (25)$$

Onde:

C_e = velocidade na entrada do caracol

C'_e = velocidade no ponto médio do caracol

a = constante variando entre 0,10 a 25

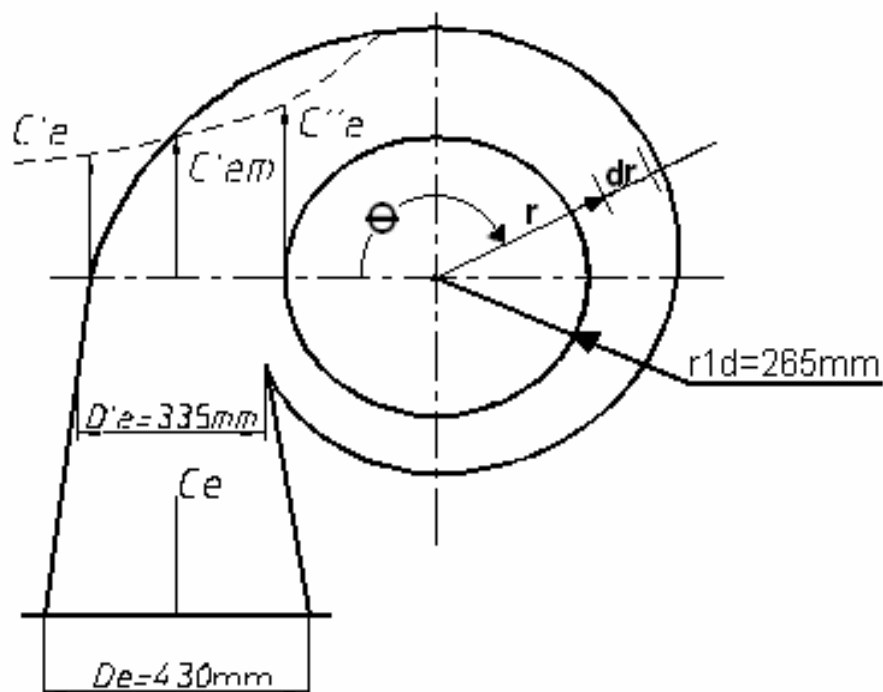
g = força da gravidade

Impondo a condição: $C'_e = C_e$

$$D_e = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_n}{\pi \cdot C_e}} = 0,430m \quad (26)$$

Conforme demonstra a Figura 31 estão apresentadas as dimensões principais do caracol fornecidos pelo fabricante:

$$r_{1d} = 0.265m; D'_e = 0.335m \text{ e } r_{1d} = \text{raio interno do caracol}$$



Fonte: BREDOW, 2007.

Figura 31- Dimensão da caixa espiral.

O caracol, rotor Hélice e as paletas móveis utilizados se apresentam na Figura 32.

A turbina Hélice apresenta rotação de 977 rpm e rotação específica de 429 rpm com rendimento de 95 % gerando uma potência eficaz de 29,6 CV gerando uma potência elétrica de 18,4 kW.

O rotor da turbina Hélice com 7 pás e diâmetro externo de 33,5 cm é regulado nas pás diretrizes através do regulador de velocidade à pressão de óleo.



Figura 32 - Caracol, rotor Hélice e palhetas móveis (2007).

4.2.7 Linha de transmissão

Foi projetada uma linha de transmissão para permitir que a energia gerada seja transportada com a menor perda possível, em função da distância de 5 km entre a geração e a carga. A transmissão se dará em alta tensão de 13,8 kV e, para tanto calcula-se o vão da rede e queda de tensão.

4.2.7.1 Cálculo do vão para rede trifásica 13,8 kV

Neste estudo são utilizados postes de 10,5 m de altura (h).

A profundidade que fica dentro do solo chama-se engastamento (e) como se apresenta na Equação 27.

O engastamento é calculado segundo a norma NTC856006 da COPEL:

$$e = (h/10) + 0,60 \quad (27)$$

$$e = (10,5/10) + 0,60$$

$$e = 1,65\text{metros}$$

Com Cruzeta fixada a 10 cm do topo do poste, a distância dos cabos ao solo (D) é calculada pela Equação 28.

$$D = h - e - 0,10 \quad (28)$$

$$D = 10,5 - 1,65 - 0,10$$

$$D = 8,75$$

Ainda segundo norma da COPEL NTC 856004 os cabos na área rural devem ficar a uma distância de segurança (ds) de 6 m do solo. Consequentemente a flecha máxima (f) é determinada pela Equação 29.

$$f = D - ds \quad (29)$$

$$f = 8,75 - 6,00$$

$$f = 2,75\text{m}$$

Na região de São José do Rio Claro – MT, a temperatura media é de 36 C°. Neste estudo será considerada a temperatura máxima 45 C°.

As informações fundamentais para se determinar o tamanho do vão encontram-se a seguir descritas:

- flecha do cabo com velocidade do vento a 80km/h:
NTC 850005, FL 064.0;
45C° - maior vão possível 170m – flecha 2,632.
- limitação mecânica, supondo que a rede segue traçado onde o ângulo nas estrutura não ultrapasse 5°;
- para rede trifásica:
 - NTC 850005, FL 151 D150-10,5 ventos a 80 km/h sem estai;
 - estrutura N1 NTC856110 – 212m;
 - estrutura N4 NTC856118 – 222m.

Portanto, a rede não pode ter vãos maiores do que 170m.

4.2.7.2 Cálculo da queda de tensão

Para circuitos trifásicos usa-se a Equação 30 para cálculo da corrente.

$$I = P / \sqrt{3} (Vn \cdot \cos\phi \cdot \eta) \quad (30)$$

P – potência em VA

Vn – tensão 13.800V

$\cos\phi$ - fator de potência

η - rendimento.

Transformador instalado é 25 kVA

$$I = 25.000 / \sqrt{3} \cdot 13.800 \cdot 0,85 \cdot 0,8$$

$$I = 1,5380 \text{ A}$$

A queda de tensão unitário (ΔV) é dada pela Equação 31.

$$\Delta V = L \cdot I \cdot \Delta V_{unit} \quad (31)$$

Onde:

L – distância da rede, em km

I – corrente no circuito

Segundo a norma COPEL NTC 810572 da Tabela 2 retira-se o valor

$$\Delta V_{unit} = 1,35479.$$

$$\Delta V = 5 \cdot 1,5380 \cdot 1,35479$$

$$\Delta V = 10,4184$$

A Queda de tensão porcentual $\Delta V \%$ é dada pela Equação 32.

$$\Delta V \% = \Delta V \cdot 100/Vn \quad (32)$$

$$\Delta V \% = 10,4184 \cdot 100/13.800$$

$$\Delta V \% = 0,075\%$$

A linha de transmissão foi projetada com cabo de alumínio reforçado com alma de aço bitola 4 AWG, sistema trifásico, com tensão de 13,8 kV com postes de concreto de 10,5 m de altura e vão de 170 m, os quais deverão ser de concreto devido a queimadas periódicas próprias da região. Os cabos elétricos que ligam o gerador e o início da linha de transmissão serão de 10 mm², e isolamento de 1 kV, protegido por eletroduto de 1.1/4". O ramal de entrada que ligará a saída do transformador até a casa sede da fazenda será constituída de cabos de 25 mm², isolamento de 750 V, com eletroduto de 1.1/2" como demonstram as Figuras 33 e 34.

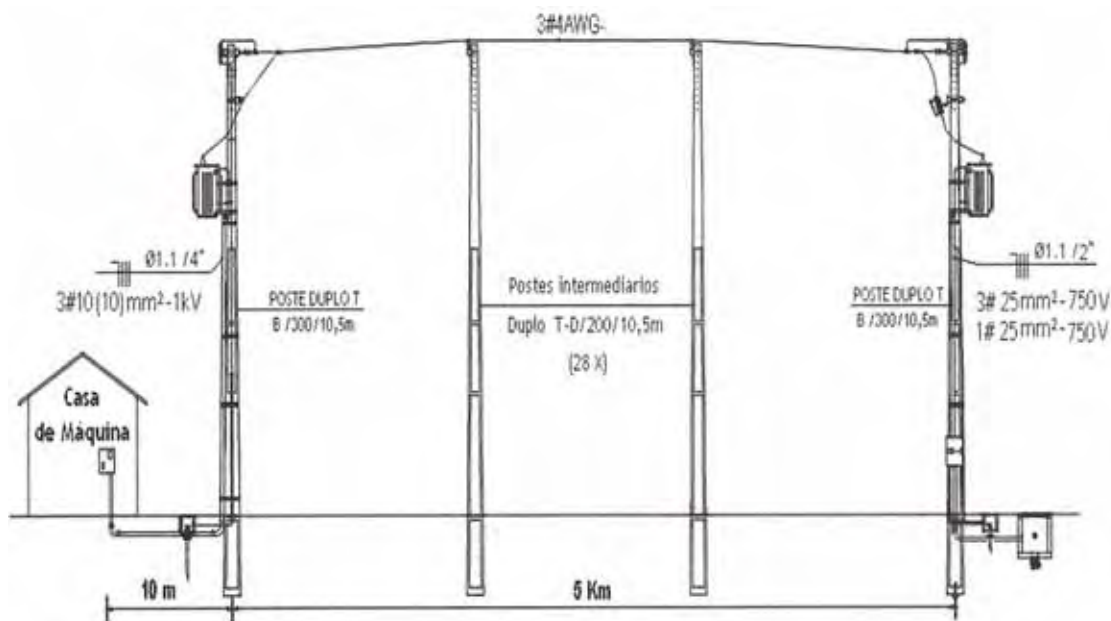


Figura 33 - Esquema da linha de transmissão.

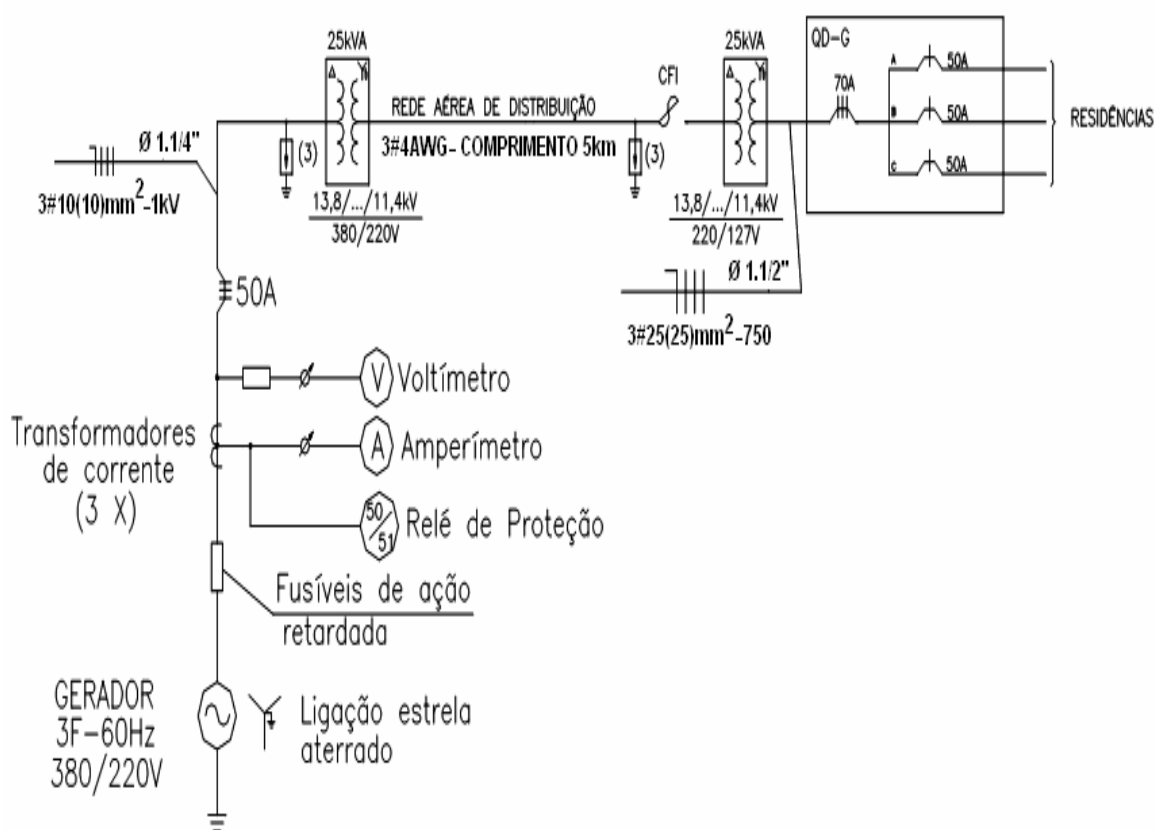
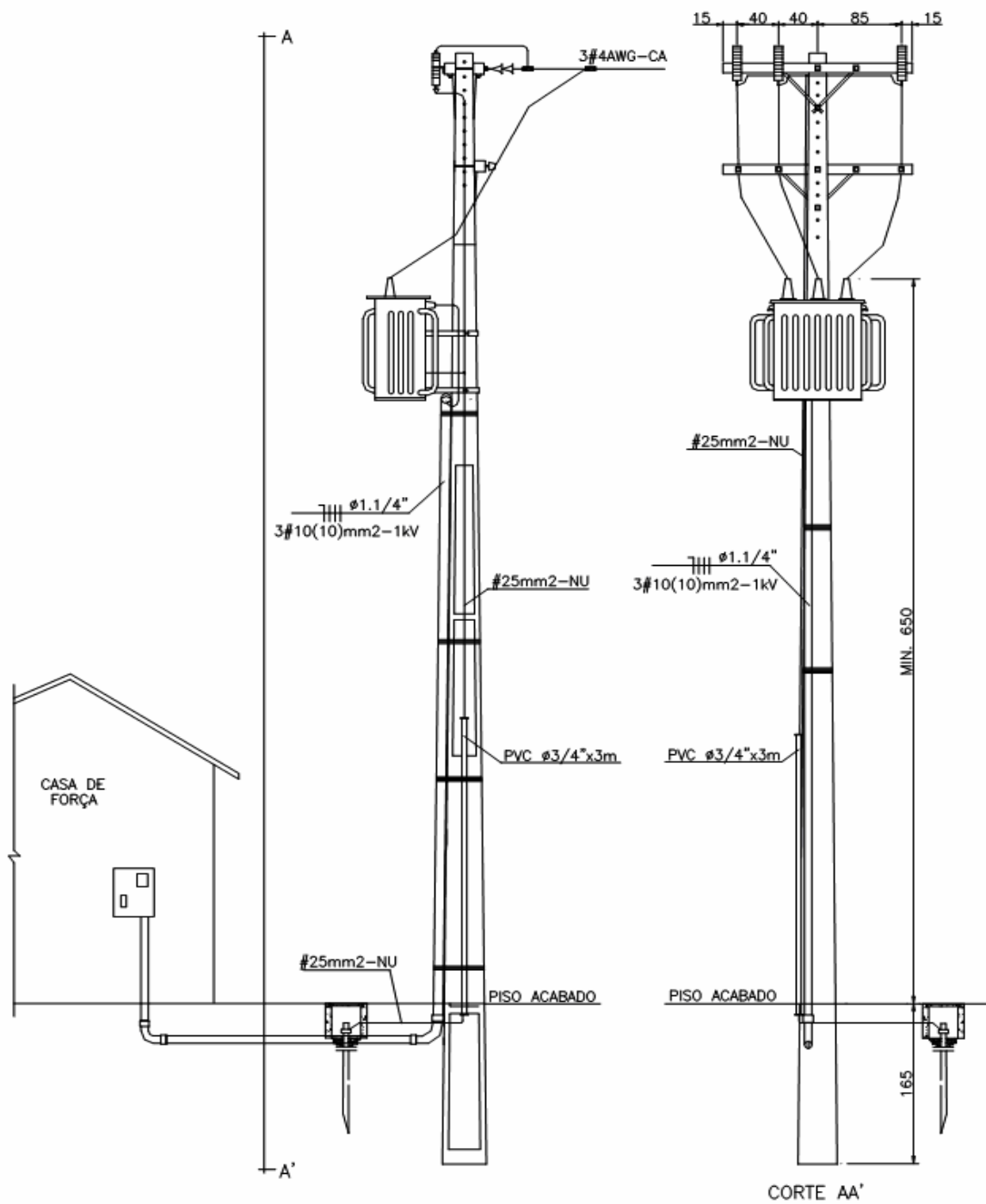


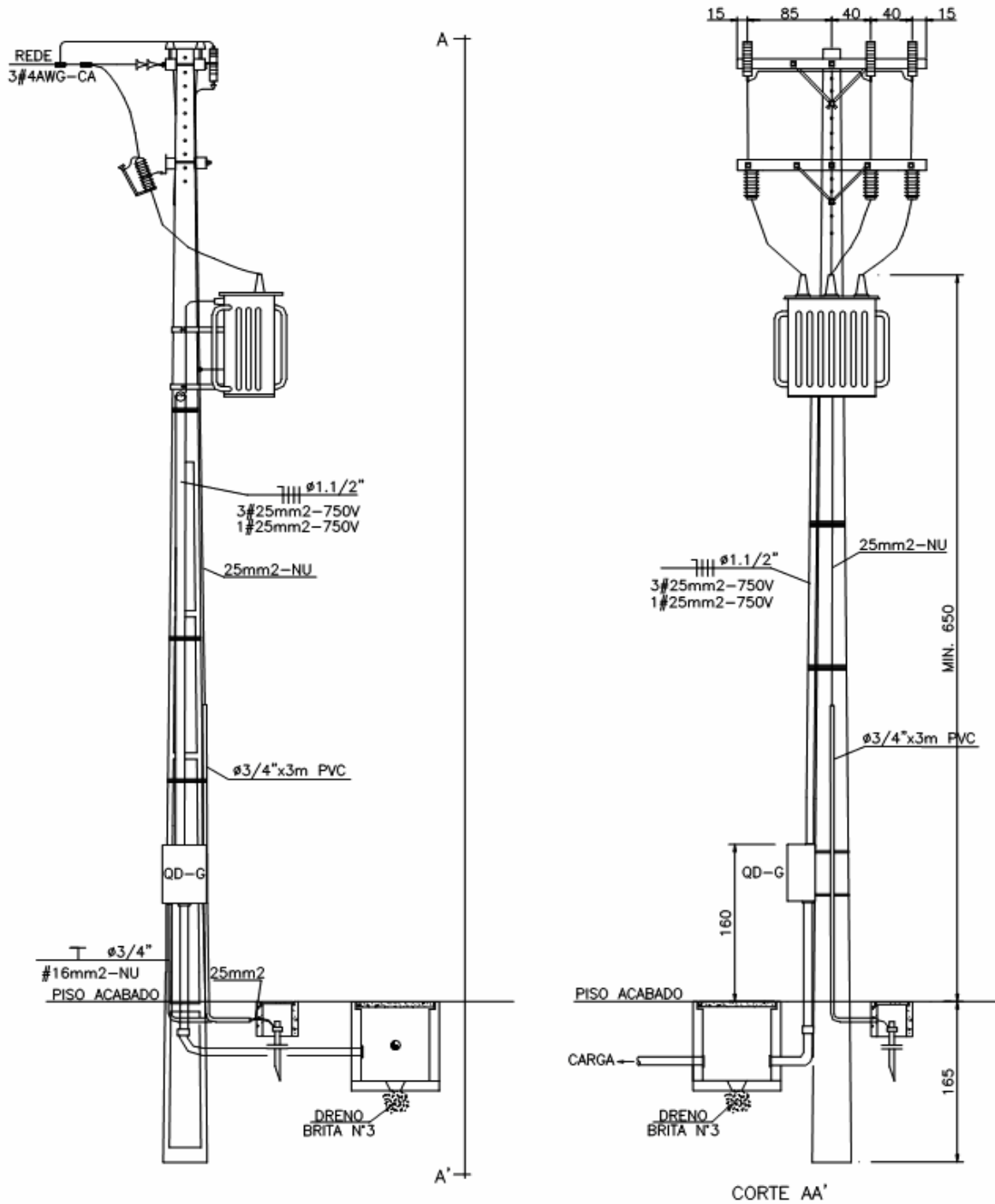
Figura 34 - Diagrama unifilar do ramal secundário.

São necessários dois transformadores trifásicos de potência nominal de 25 kVA, isolados e resfriados a óleo com circulação natural, sendo um deles elevador de tensão primária de 220/380 V, e tensão secundária de 13,8 kV. O outro abaixador, com tensão primária de 13,8 kV e tensão secundária de 220/127 V, conforme Figuras 35 e 36.



Fonte: Adaptado de CEMAT (2007).

Figura 35 - Esquema do início de linha.



Fonte: Adaptado de CEMAT (2007).
Figura 36- Esquema do final de linha.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 Definição do tipo de central hidrelétrica

Neste estudo confirma-se que a central hidrelétrica será a fio d'água porque a vazão mínima do rio é maior que a descarga necessária à potência a ser instalada para atender à demanda máxima da fazenda, a qual permite dispensar estudos de regularização de descargas, como também dispensa os estudos sazonais de carga elétrica do consumidor e simplifica os estudos e a concepção da tomada de água.

5.2 Microcentrais hidrelétricas

Cada turbina indicada apresenta particularidades de instalação no que se refere a microcentral, quer por características próprias da turbina ou da concepção de projeto do fabricante, conforme pode ser observado na Figura 37, Micro-usina com turbina Michell-Banki, na Figura 38, Micro-usina com turbina Pelton, na Figura 39, Micro-usina com turbina Hélice.



Fonte: BETTA TURBINAS (2005).

Figura 37 – Micro usina Betta – Turbina Michell Banki.



Fonte: ALTERIMA, (2007).

Figura 38 - Micro usina – Turbina Pelton.



Figura 39 – Micro usina - Turbina Hélice.

5.3 Barragem

O tipo de barragem de terra existente na Fazenda Madeira, é adequado ao empreendimento a ser realizado, pois é característica de locais de solo argiloso ou areno-siltoso/argiloso e permite a possibilidade de posicionar “o vertedouro em uma das margens, utilizando o solo escavado no canal de adução e no vertedouro para construção da barragem, evitando sempre que possível o bota-fora do material”. (BALARIM, 1999, p. 91).

5.4 Levantamento da consulta a fabricantes

Após o retorno do levantamento, dois fabricantes indicaram o mesmo tipo de turbina, a Pelton e outros dois, duas turbinas, a Hélice e a Michell-Banki, conforme Tabela 18.

Conclui-se que foram fornecidas para as mesmas condições hidroenergéticas três turbinas diferentes.

Tabela 18 - Tipos de turbinas, potência e custo

TIPOS TURBINAS	QUEDA m	VAZÃO l/s	POTÊNCIA CV	CUSTO R\$
A	7	320	23,3	31.000,00
Michell Banki		360	26,2	
B	7	335	29,0	30.000,00
Hélice				
C	7	335	20,0	15.000,00
Pelton				
D	7	335	20,0	17.000,00
Pelton				

A partir da análise dos quatro fabricantes e dos três tipos de turbinas decidiu-se pela Turbina Hélice, Figura 40.



Figura 40 - Rotor Hélice montado no caracol.

A turbina Hélice foi selecionada porque opera com pequena carga hidráulica, exige obra civil de pequeno porte, pode ser transportada totalmente montada, de construção simples, resistente e de fácil manutenção e operação.

Conforme demonstra a Tabela 19, a turbina Hélice possui melhor rendimento hidráulico do que as turbinas Francis, Michell Banki, Pelton, maior rotação específica o que facilita o acoplamento ao gerador síncrono com custo equivalente às demais. É também a que melhor se adapta às condições de queda, vazão, rotação, a qual é regulada nas pás diretrizes, com regulador de velocidade a pressão de óleo e registro tipo borboleta.

Tabela 19 - Rendimento das turbinas.

Turbina	Rendimento η (%)	
	Tiago Filho	Betta Turbinas
Hélice	88 – 93	85 – 92
Francis	80 – 93	75 – 85
Michell Banki	65 – 82	70 – 80
Pelton	70 – 91	-

5.5 Curva de carga da Fazenda Madeira

A curva de carga típica, conforme Figura 41, representa a situação da distribuição do consumo de energia ao longo do período de um dia e permite que se conheça a variação cronológica da demanda requerida.

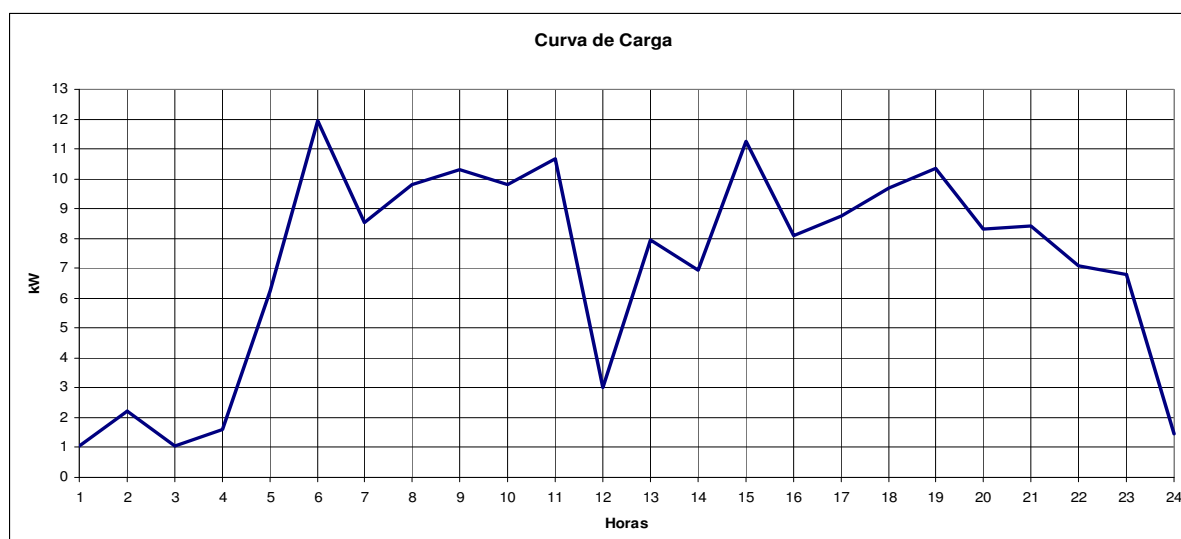


Figura 41 - Curva de carga.

Após o levantamento da curva de carga em comparação com as potências deste estudo listadas na Tabela 20, comprova-se que a utilização da turbina Hélice atende às expectativas do proprietário.

Analisando a curva de carga pode-se constatar dois picos de carga que ocorrem às 06h00 e 15h00 com valores máximos de 11,95 e 11,26 kWh, respectivamente, os quais podem ser supridos e com sobra porque a potência máxima fornecida pela microcentral é de 18,40 kW.

Com relação ao fator de carga que é de 59 % constata-se que existe uma sobra de 41 % de carga a ser ampliada. Outro fator que deve ser levado em consideração é que a curva de carga típica não sofreu nenhum tratamento, ou seja, existe a possibilidade de se relocar alguns equipamentos para a utilização em diferentes horários dos sugeridos pelo proprietário.

Tabela 20 - Levantamento das potências.

Potência	kW
Aproveitável	20,05
Estimada	19,04
Necessária	11,95
Turbina (Hélice)	18,40

5.6 Regulador de velocidade

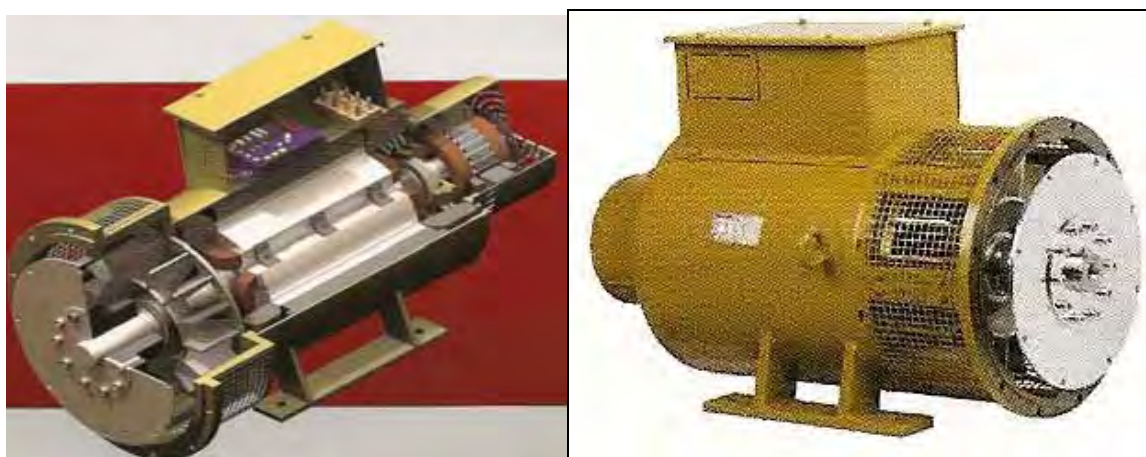
O regulador escolhido, do tipo isócrono, porque mantém a rotação desejada independente da variação de carga atuando na turbina, abrindo ou fechando as pás de controle do fluxo da água. O regime de operação é isolado, justificando desta forma o emprego do regulador isócrono. O regulador de velocidade é a pressão de óleo; fornecido pelo fabricante da Turbina como mostra a Figura 42.



Figura 42 - Regulador de velocidade.

5.7 Gerador

Foi empregado um gerador síncrono trifásico, conforme Figura 43, com quatro pólos, rotação de 1800 rpm, potência de 25 kVA, tensão de saída 220/380 V, corrente de 65,6/38A, frequência de 60 Hz e excitação estática do tipo “*brushless*” (sem escova). Requer menor manutenção devido à ausência de contatos deslizantes; característico das máquinas rotativas.



Fonte: CATÁLOGO KOHLBACH (2007).

Figura 43 - Gerador Síncrono.

5.8 Transmissão

Os geradores síncronos encontrados no comércio, na faixa de potências deste estudo, giram todos na rotação síncrona de 1.800 rpm. Como as turbinas giram em diversas rotações, todas menores do que esta, o acoplamento entre o eixo das turbinas e dos geradores não pode ser direto. É necessário usar um dispositivo que transmita o momento do eixo motor para o movido e que multiplique a rotação, para que ela se torne igual à demanda no eixo do alternador. Existem diversos tipos de transmissão que podem ser utilizadas, tais como as de engrenagem, as de corrente e as de correias, cada uma delas com diferentes rendimentos e limites de momento e rotação que podem ser transmitidos. Neste trabalho foi utilizada a transmissão por correias.

5.9 Caracol ou caixa espiral

A Figura 44 a seguir indica o caracol ou caixa espiral que foi utilizado neste estudo, cuja função é conduzir a água do conduto forçado até o distribuidor.



Figura 44 - Caracol, distribuidor e palhetas móveis.

5.10 Volante de inércia

Equipamento usado para acumular energia mecânica rotacional; caso ocorra uma variação brusca na carga, ele é o responsável por manter a rotação constante até que atue o regulador de velocidade, conforme pode ser observado na Figura 45.



Figura 45 - Volante.

5.11 Tubo de sucção

Permite que a água que sai do rotor atinja o canal de fuga de forma contínua e ainda com pressão inferior a pressão atmosférica, observado na Figura 46 relativo ao tubo de sucção ao estudo em questão.

5.12 Quadro de comando

No quadro de comando estão os instrumentos de medição e os dispositivos de controle que possibilitam a operação do gerador. É fornecido pelo fabricante juntamente com a turbina.

A definição dos instrumentos mínimos para operação é fornecida pelo fabricante da turbina.



Figura 46 - Tubo de Sucção.

5.13 Tubulação forçada

Foi adotada uma tubulação única para trechos de baixa e alta pressão devido ao sistema de adução ser curto, de ferro dúctil com diâmetro comercial de 0,450 m e comprimento de 10 m.

A determinação do diâmetro econômico da tubulação forçada é calculada pela Equação 33, de Bondschu:

$$D_e = 123,71 \sqrt[3]{\frac{Q^3}{H}} \quad (33)$$

Onde:

D_e = diâmetro econômico, em cm;

Q = descarga máxima na tubulação, em m³/s;

H = queda bruta, em m.

A Equação 34 determina a velocidade da água no interior da tubulação,

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{4.Q}{3,1416.D_e^2} \quad (34)$$

Onde:

Q = em m³/s;

D_e = diâmetro econômico, em m;

A = área interna da seção transversal da tubulação.

Atentando para que no caso de nossa tubulação a velocidade máxima admissível é de 5 m/s.

5.14 Dimensionamento da casa de máquinas

É realizado primeiro um pré-dimensionamento no que se refere ao diâmetro do rotor da turbina, seguindo-se a orientação da ELETROBRÁS/DNAEE (1985), pois os demais equipamentos dependem do dimensionamento do diâmetro do rotor da turbina, conforme a Equação 35.

$$D_n = 0,3.H_i^{1/8}.Q^{1/2} + \frac{1}{H_i} \quad (35)$$

Onde:

D_n = diâmetro interno na saída do rotor da turbina, em m;

H_i = queda líquida nominal, em m;

Q = descarga nominal em m³/s.

O comprimento da casa de máquinas é dado pela Equação 36.

$$C = 6,3.D_n + G_1 + 2,40 \quad (36)$$

Onde:

C = comprimento da casa de máquinas, em m;

D_n = diâmetro interno na saída do rotor da turbina, em m;

G_1 = dimensão do gerador, fornecida pela Tabela 21.

Tabela 21 - Dimensão básica de geradores.

POTÊNCIA (kW)	G_1 (m)	POTÊNCIA (kW)	G_1 (m)
2,4	0,53	16,0	0,83
3,2	0,53	20,0	0,83
4,0	0,57	24,0	0,90
5,2	0,57	32,0	0,90
6,0	0,57	40,0	0,90
7,2	0,61	58,0	1,07
8,0	0,61	64,0	1,07
10,0	0,80	80,0	1,07
13,0	0,83	100,0	1,20

Fonte: ELETROBRÁS & DNAEE, 5.7/B (1985b, p. 256).

A largura da casa de máquinas é dada pela Equação 37.

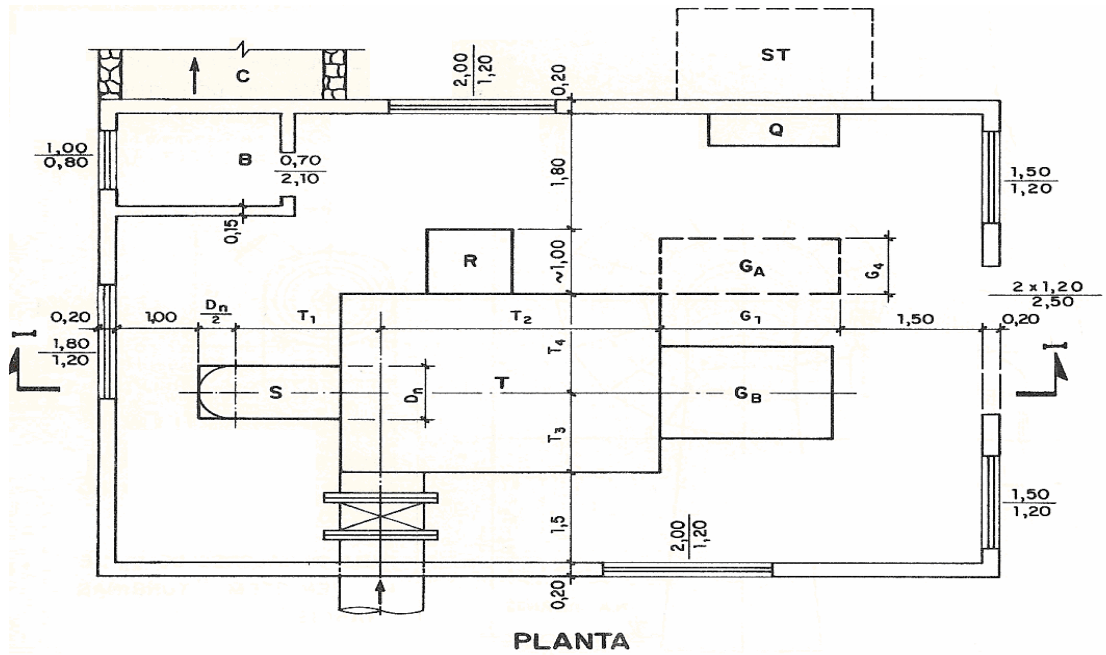
$$L = 3,40.D_n + 4,70 \quad (37)$$

Onde:

L = largura da casa de máquinas, em m;

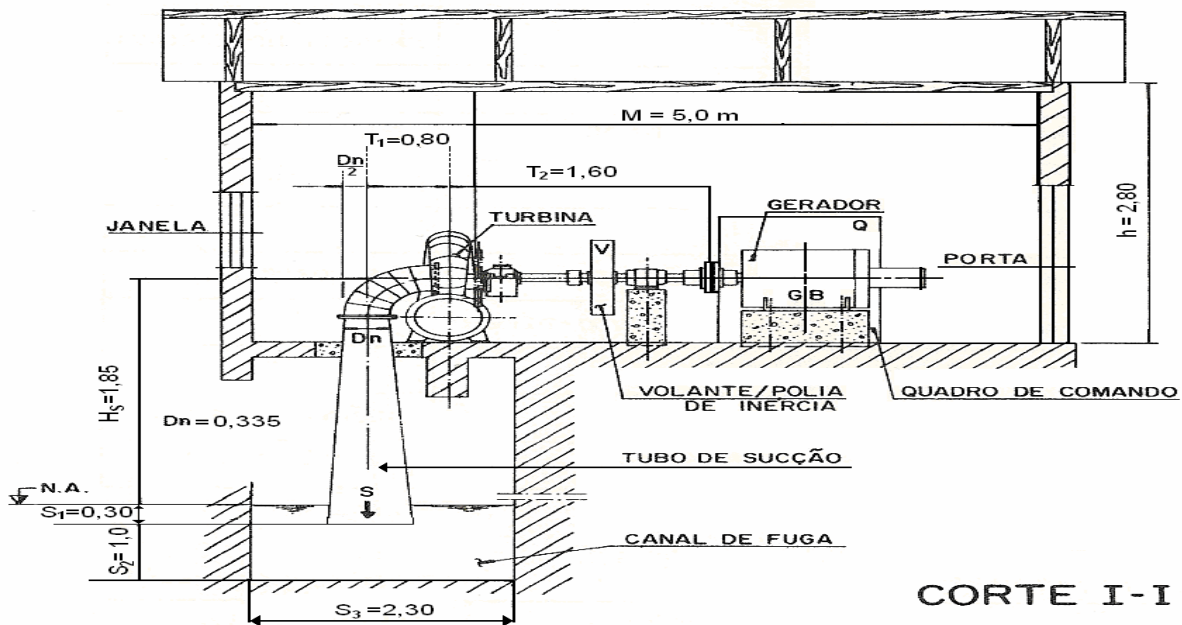
D_n = diâmetro interno na saída do rotor da turbina, em m;

As Figuras 47 e 48 determinam as dimensões da casa de máquinas em função dos equipamentos (quadro de comando, gerador, regulador de velocidade, turbina, volante e válvula borboleta) que esta deve abrigar.



Fonte: ELETROBRÁS, 4.2.1.9/B (1985).

Figura 47 - Dimensões da casa de máquinas - planta.

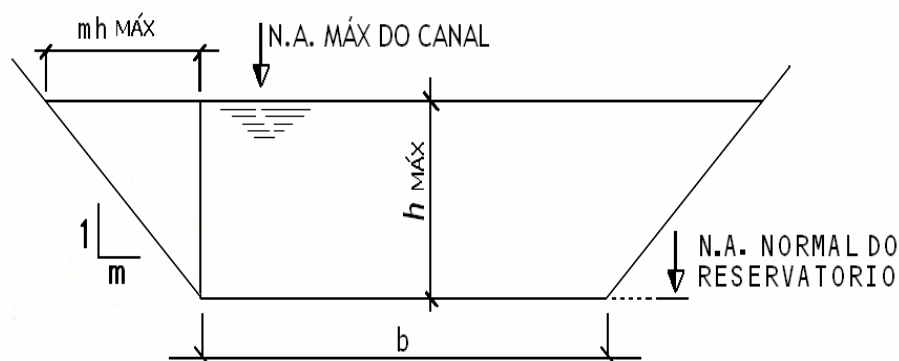


Fonte: ELETROBRÁS, 4.2.1.9/C (1985).

Figura 48 - Dimensões da casa de máquinas - corte.

5.15 Vertedouro

O dimensionamento foi feito em canal extravasor, considerando as características do material natural do local onde será construído o canal. O canal será sem revestimento, com taludes em argila, velocidade máxima 1,7 m/s e lâmina de água máxima de 0,60 m com inclinação de 1:1. O comprimento da base do canal foi calculado pela Equação 38 e Figura 49.



Fonte: ELETROBRÁS (1985).

Figura 49 - Dimensão do vertedouro em canal extravasor.

$$b = \frac{Q_{\max}}{V_{\max} \cdot h_{\max}} - m \cdot h_{\max} \quad (38)$$

$$b = \frac{3}{1,7 \cdot 0,6} - 1,5$$

$$b = 3 \text{ m}$$

Onde:

b = comprimento da base do canal extravasor, em m;

Q_v = vazão do vertedouro, em m³/s

V_{\max} = velocidade máxima, em m/s

h_{\max} = altura da lâmina de água máxima, em m

m = inclinação dos taludes

O canal do tipo sem revestimento, com taludes em argila, com inclinação de 1:075, velocidade máxima de 1,7 m/s. Lâmina de água máxima de 0,40 m e comprimento da base do canal 3,0 m.

5.16 Tomada d'água

Neste estudo a tomada d'água está ligada na tubulação forçada, de acordo com a Figura 50, permitindo o ensecamento da tubulação forçada para facilitar obras de manutenção, retendo corpos flutuantes.

O dimensionamento da tomada d'água, conforme ELETROBRÁS & DNAEE, 1985 resume-se no cálculo do comprimento do desarenador. Tal comprimento é fornecido pela Equação 39, com comprimento do desarenador (L_d) de 2 m e o comprimento da crista da barragem (L_2) com 4 metros.

$$L_d = \frac{K_d \cdot Q}{B_d} \geq 2,00m \quad (39)$$

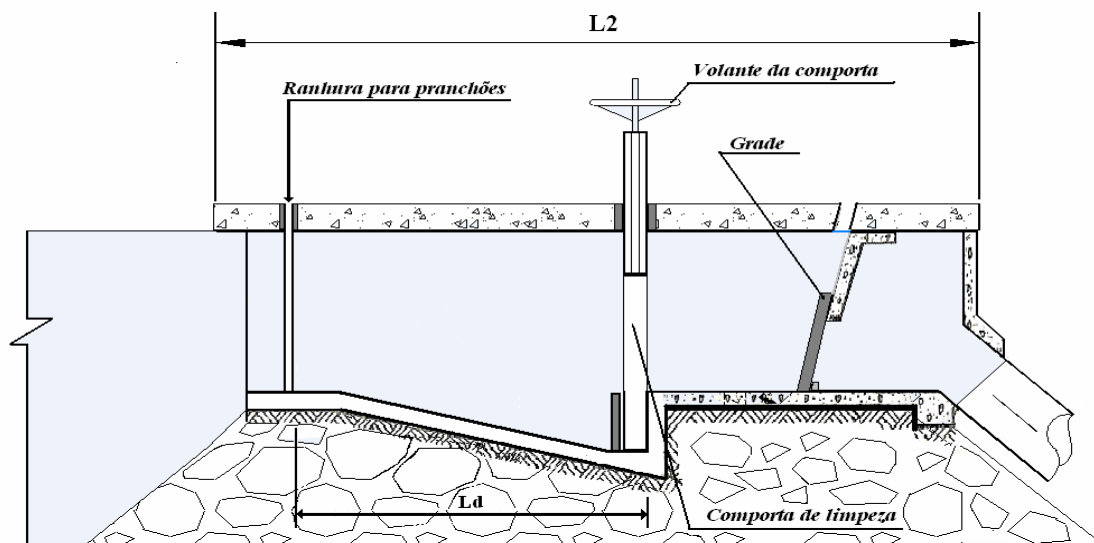
Onde:

L_d = comprimento do desarenador, em m;

K_d = coeficiente de deposição (adotado 8);

Q = vazão de adução em m³/s;

B_d = largura do desarenador, em m.

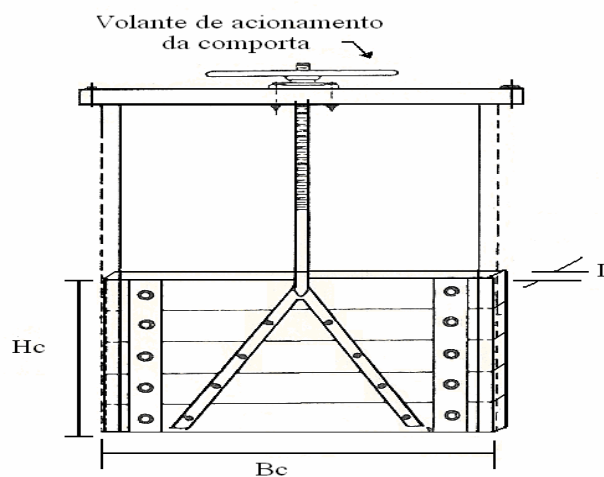


Fonte: ELETROBRÁS, 5.1./B (1985, p. 86).

Figura 50 - Tomada d'água acoplada a tubulação forçada.

5.17 Comporta da tomada d'água

Para efeito de manutenção e situação de emergência foi utilizada a comporta da tomada d'água, Figura 51, com as dimensões H_c : altura = 1,10; B_c : largura = 1,20 m e l : espessura = 4 cm.

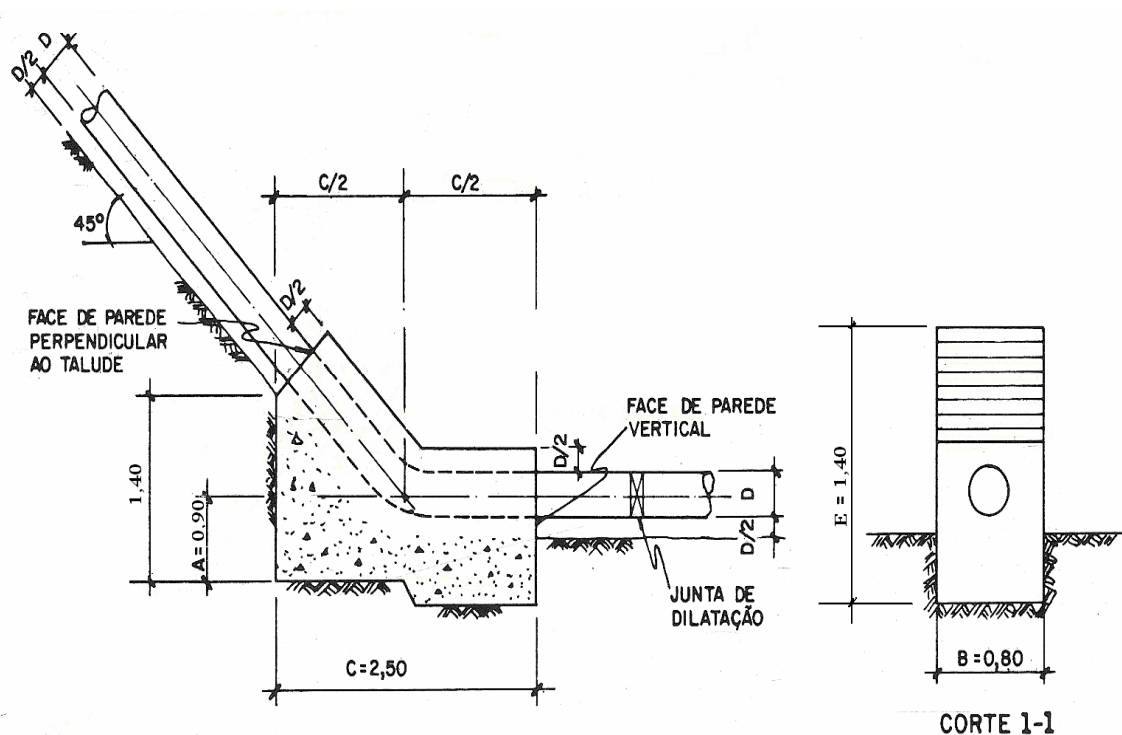


Fonte: Adaptado de ELETROBRÁS, 5.1/H, (1985, p. 95).

Figura 51 - Comporta de madeira da tomada d'água.

5.18 Blocos de apoio de ancoragem

Para este caso, cujo comprimento da tubulação forçada é de 10 m e alinhamento (único), foi necessário um bloco de ancoragem devido a mudança de direção junto à casa de máquinas com um ângulo de 45° , cujas dimensões estão na Figura 65.



Fonte: Adaptado de ELETROBRÁS, 5.2.1.8.4/E (1982, p. 30).

Figura 52 - Dimensão do bloco de ancoragem.

Onde:

H = altura de água sobre o bloco;

D = diâmetro da tubulação;

C = comprimento do bloco (tabelado);

B = largura da base do bloco;

A = valor que deve ser no mínimo igual a $2D$.

5.19 Válvula borboleta

A válvula borboleta instalada na casa de máquinas entre o conduto forçado e a caixa espiral da turbina, através de ligações flangeadas, operada manualmente através de um volante conforme Figura 53.

Sua função, cuja importância é bloquear o fluxo de água da turbina para a manutenção ou quando a comporta da tomada d'água apresentar problemas.



Figura 53 - Válvula borboleta.

5.20 Canal de fuga

O canal de fuga se localiza na casa de máquinas e conduz a água turbinada até o leito do rio. Suas dimensões calculadas pelas Equações 40, 41 e 42.

$$L = 0,1.Q + 1,30 = 1,3 \text{ m} \quad (40)$$

$$C = 0,05.Q + 2,30 = 2,30 \text{ m} \quad (41)$$

$$I = L - G = 1,3 - 0,30 = 1,0 \text{ m} \quad (42)$$

Onde:

L = profundidade

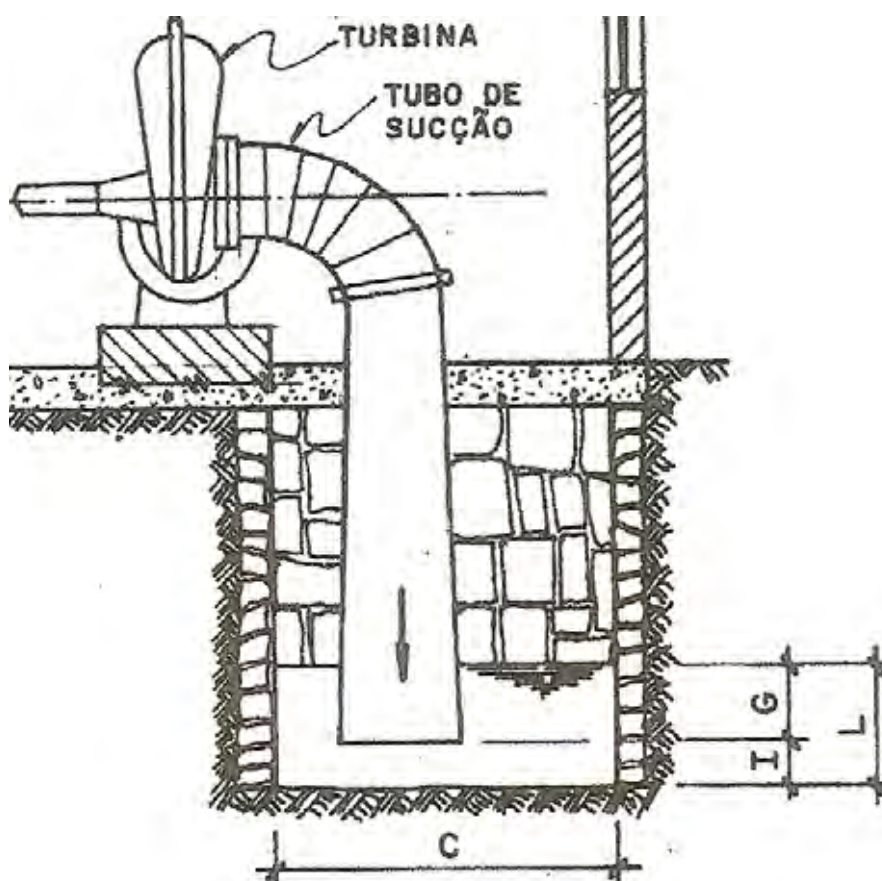
C = largura do canal de fuga

I = cota entre nível de jusante e o fundo do canal de fuga

G = fornecido pelo fabricante = 30 cm.

Q = vazão turbinada em $m^3/s.$ = 0,335 m^3/s

O canal de fuga conforme a Figura 54 apresenta profundidade de 1,30 m, com largura de 2,30 m e comprimento de 6 m.



Fonte: ELETROBRÁS (1985, 5.2.1.10/A, p. 3).

Figura 54 - Canal de fuga – dimensões básicas.

5.21 Licenciamento Ambiental

O processo de regulamentação da outorga, previsto na Lei Estadual no 6.945/97, ainda não foi concluído, portanto, o Estado ainda não emite 'outorga de concessão de uso da água', para instalação e funcionamento de empreendimentos que utilizem água. A FEMA hoje realiza somente o cadastro dos empreendimentos usuários de água.

Atualmente no Estado de Mato Grosso, para instalação e operação de qualquer empreendimento, não se exige outorga, ficando condicionadas apenas as certidões, alvarás e licenças exigidas pelas legislações federais, estaduais e municipais.

5.22 Custos da implantação

No presente estudo, os ganhos referem-se à possibilidade da geração de energia, de irrigação, da melhora na qualidade e custo no preparo da alimentação, ordenha elétrica, conservação de vacinas para o gado. Os custos e benefícios tangíveis referem-se ao conjunto respectivo à análise financeira. Os benefícios intangíveis são os pessoais e sociais que deles decorrem, como no presente estudo, a possibilidade dos moradores da fazenda poder usufruir do conforto da luz elétrica, adquirir aparelhos eletroeletrônicos, entre outros benefícios.

A microcentral gera uma potência 18,4 kW com o fator de carga de 59%, com produção anual de energia prevista em 161 MWh. O empreendimento foi realizado com recursos próprios prevendo-se o período para sua instalação de seis meses. A energia será utilizada e não comercializada, pois é de uso particular. A vida útil do empreendimento está previsto para 20 anos.

O custo dos componentes para implantação da microcentral, conforme descrito na Tabela 22 foi obtido sob consulta a empreiteiros que atendem a região de São José do Rio Claro, enfatizando que os equipamentos eletromecânicos, se encontram na fazenda.

Tabela 22 - Custo da microcentral hidrelétrica (valores 02/2007).

COMPONENTES	CUSTO (R\$)	CUSTO (%)
Barragem	10.000,00	9,04
Vertedouro	2.000,00	1,80
Tomada d'água	1.000,00	0,90
Grade	300,00	0,27
Conduto forçado	3.000,00	2,70
Bloco de apoio	200,00	0,18
Turbina:	18.000,00	16,28
• gerador	3.500,00	3,16
• regulador	4.000,00	3,62
• volante		
Válvula Borboleta	1.000,00	0,90
	2.000,00	1,81
Casa de Máquinas	5.000,00	4,52
Canal de Fuga	600,00	0,54
Linha de Transmissão	60.000,00	54,25
CUSTO TOTAL	110.600,00	100,00

Com relação aos custos de outras microcentrais conforme Tabela 23 verificou-se que mesmo com a distância da geração à fazenda ser de 5 km, gerando necessidade da transmissão em alta tensão o que representa 54,% do custo total do empreendimento. A implantação da microcentral Madeira é viável e satisfatório corroborando com as expectativas do proprietário.

Tabela 23 – Comparação de custo em R\$/kW.

DADOS	CUSTO EM R\$/KW	ANO
TIAGO FILHO	7.350,91	2005
SIQUEIRA	5.455,00	2006
FAZENDA MADEIRA	6.010,87	2007

Comparando o custo da microcentral com o produto da Fazenda Madeira que é a criação de gado para abate constituído por 3.600 cabeças e, analisando-se que o peso médio de cada cabeça é de 16 arrobas e o preço da arroba segundo a Confederação da Agricultura e Pecuária do Brasil (CNA) é de R\$ 52,00, constata-se que seriam necessárias 133 cabeças para quitar o investimento, ou seja, 3,7% do plantel, caso fosse necessário. Esclarece-se neste ponto a viabilidade da instalação da microcentral devido à quantidade de arroba do boi para o pagamento de a mesma ser pequena em relação ao total do plantel existente na Fazenda Madeira.

5.22.1 Análise do custo do investimento

O custo médio de manutenção mensal (preventiva e corretiva) para uma rede de 13.8 kV rural é de 12,62 R\$/km. Cabe-se observar que o custo de manutenção varia bastante, e depende de diversos fatores tais como: tipo de isolador, cruzeta, defeito/falha e da equipe de manutenção (própria ou contratada). (COPEL, 2007).

Segundo Edgard Bredow (2007), para manter a usina em operação o custo médio mensal é de R\$ 80,00, que perfaz para este caso um custo total mensal de manutenção de R\$ 143,10.

Sabendo-se que o custo da tarifa de energia elétrica para consumidor rural aplicado pela concessionária CEMAT conforme Tabela 24, é possível calcular de acordo com a Equação 43 a receita mensal líquida da energia elétrica gerada pela microcentral fazenda.

$$RME = P.T.HM - DM \quad (43)$$

$$RME = 18,4 \cdot 0,218 \cdot 720 - 143,10$$

$$RME = R\$ 2.744,96$$

Onde:

RME = receita mensal líquida de energia, em R\$

P = potência, em kW

T = tarifa, em R\$/MWh

HM = número de horas no mês = 720

DM = despesa de manutenção mensal (equipamentos da microcentral e linha de transmissão), em R\$.

Tabela 24 - Tarifa CEMAT por classe de consumo - 04/2007.

CLASSE DE CONSUMO	R\$/MWh
Residencial	328,81
Rural	218,09

Fonte: ANEEL (2007).

O custo total da microcentral Madeira é de R\$ 110.600,00 que dividido pela receita líquida mensal de R\$ 2.744,96 resultará em 40 meses o retorno do investimento.

Outra análise possível é o prazo de retorno analisando-se o *payback* mensal com a taxa Sistema Especial de Liquidação e Custódia (Selic)¹² anual de 11,50% e taxa pretendida mensal de 0,09112.

Uma vez aplicado o *payback* o retorno do investimento inicial se dará em até 50 meses, trazendo os incrementos de caixa mensais até o presente, no momento zero, sob uma expectativa de taxa de retorno Selic vigente em julho de 2007.

Baseado nas informações do fabricante Edgard Bredow (2007), a vida útil dos equipamentos da microcentral hidrelétrica é de 20 anos, o que torna o investimento viável porque decorridos aproximadamente 4 anos, o custo de geração resume-se somente a gastos com manutenção dos equipamentos da microcentral e da linha de transmissão.

¹² É a taxa que reflete o custo do dinheiro para empréstimos bancários, com base na remuneração dos títulos públicos. Também é conhecida como taxa média do *over* que regula diariamente as operações interbancárias. (SEBRAE, 2007).

6 CONCLUSÕES

Este trabalho demonstra que existem várias formas de se avaliar riquezas a serem agregadas em implementos isolados localizados na zona rural especialmente no que diz respeito à instalação da microcentral hidrelétrica na Fazenda Madeira no município de São José do Rio Claro – MT, pois com certeza trará ao local progresso de natureza tecnológica com sua instalação.

O maior resultado esperado pela instalação da microcentral não se resume somente em oferecer energia elétrica, mas principalmente também em atender as necessidades da fazenda de forma sustentável, com uma fonte de energia que trás confiabilidade e qualidade.

É claro e objetivo a necessidade de se obter energia nesse local carente e ao mesmo tempo próspero, pois apesar de possuir essa falta, denota ainda grande sucesso em sua atividade de criação e abate de gado. É mister esclarecer que a instalação da microcentral deve-se a iniciativa e visão do proprietário da fazenda que reconhece as condições hidroenergéticas existentes, as quais suprem suas necessidades e expectativas. A instalação permitirá a ampliação futura de carga, além de propiciar facilidade e aumento na produção e progredir substancialmente no que se refere à conservação de alimentos, vacinas e medicamentos para o gado.

No âmbito das comunidades rurais, a microcentral, tem maior importância social à medida que colabora com a otimização da produtividade no campo e com a

melhoria de vida das pessoas, e a existência de energia elétrica também possibilita e facilita a contratação de mão de obra local, abrindo novos empregos para a região.

Comprovou-se que os fabricantes nacionais estão aptos a fornecer equipamentos elétricos e hidromecânicos para microcentrais hidrelétricas, bem como os diversos tipos de turbinas que cobrem toda a faixa de microcentral hidrelétrica.

Os fabricantes dos diversos tipos de turbinas consultados atenderam a solicitação de prestar informações para o estudo em questão, com a disponibilidade dos equipamentos comercializados pela sua empresa. Porém somente através de uma análise técnica criteriosa é possível um diagnóstico final do melhor tipo a ser utilizado. Logo, recomenda-se a orientação de um profissional habilitado para essa análise, conforme ficou demonstrado no corpo deste trabalho.

A turbina Hélice é a que apresentou o melhor rendimento e relação custo benefício de todas as demais analisadas, representando 30% do total da microcentral, para as condições hidroenergéticas do local.

A viabilidade do projeto tem retorno financeiro capital investido, pois o proprietário no prazo de 50 meses terá este valor agregado à fazenda. Durante a vida útil da microcentral o custo de geração se resumirá somente no seu custo de manutenção, atendendo com isso, as necessidades e benefícios do investimento.

O projeto é viável técnico, econômico, social e ambiental, dentro do mecanismo de desenvolvimento sustentável (MDL).

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGARWAL, B. **Socio-economic factors affecting the diffusion and impact of rural woodfuel technologies in the third world** (tentative title). Mimeo, Science Policy Research Unit, University of Sussex, 1980.

AGOSTINI, R.; PAPETTI, A. 1978 – **Revêtements Souples en Matière de Canaux et de Cours d'Eau Canalisés. Tables pour le Dimensionnement des Canaux à Section Trapézoidale**. São Paulo: S. P. A. Officine Maccaferri, 1978.

ALTERIMA. **Geradores de energia e turbinas**. Disponível em: <<http://www.alterima.com.br>> Acesso: maio, 2007.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução n.º 395, de 04 de dezembro de 1998. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/RES1998395.PDF>> Acesso em 15 maio 2007.

_____. **Aspectos Socioeconômicos**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/11%C2%ADAspectos_Socioe.pdf> Acesso em: 2 maio 2007.

_____. **Nota técnica n. 129/2005–SRC/ANEEL**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/NT_129_ENERSUL_2parte.pdf> 19 set. 2005. Acesso em 2 jul. 2007.

_____. Resolução nº. 223, 29 de Abril de 2003.

_____. Resolução nº. 394, 04 de Dezembro de 1998.

ASSEMBLÉIA Legislativa do Estado do Mato Grosso. **Vereadores querem ampliar ‘Luz para todos’**. Disponível em:< http://www.al.mt.gov.br/V2007/ViewP_novo.asp?no_codigo=10914> Acesso em: 4 jul. 2007.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. Disponível em:< http://www.abradee.org.br/quem_somos.asp> Acesso em: 18 set. 2007.

AUDÍSIO, Orlando Anibal. **Marco legal para el desarrollo sustentable de pequenas fuentes de energias renovables en la Provincia del Neuquen – Argentina**. Disponible em:http://www.cerpch.unifei.edu.revista_online/ano5/19/pdf. Acesso em: 4 mar. 2007.

BALARIM, Carlos Roberto. **Estimativa de custo das estruturas e equipamentos de micro centrais hidrelétricas**. Tese (doutorado em Agronomia). UNESP-Botucatu, SP, 1999.

BARNETT, Andrew; BELL, Martin; HOFFMAN, Kurt. **Rural Energy and the third world: a review of social science research and technology policy problems**. Pergamon Press, New York, 1982.

BELUCO, Alexandre. **Viabilidade de microcentrais hidrelétricas baseadas no emprego de equipamentos de mercado**. Tese (Mestrado em Engenharia)-Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1994.

BETTA HIDROTURBINAS INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA. **Micro central hidrelétrica Betta: um destino inteligente para a água que corre em sua propriedade**. Franca, 2005. Catálogo de equipamentos.

_____. **Gerando soluções: microcentral hidrelétrica energia custo zero**. Franca, 2005. Catálogo de equipamentos.

BRANCO, Samuel Murgel. **Energia e meio ambiente**. São Paulo: Moderna, 1990.

BREDOW, Edgard Walter. **Turbinas hidráulicas: gráficos e tabelas**. Curitiba, 2006. Catálogo de equipamentos.

_____. **Turbina hélice**. Curitiba, 2007. Catálogo de equipamentos.

BRUNDTLAND REPORT. **Our Common Future**. Nova York: Oxford University Press, 1989.

CALAINHO, José Adalberto Lage. Cavitação em turbinas hidráulicas do tipo Francis e Kaplan no Brasil. **XV SNPTEE Seminário Nacional de Produção e transmissão de Energia Elétrica**. Brasília, 17 a 22 de outubro de 1999.

CASAS, Oscar G. Osório. Uso de turbinas de accion tipo Pelton em pequenas caídas de água. **PCH Notícias & Shp news**. Disponível em:<
http://www.cerpch.unifei.edu.br/revista_online/ano8/n30/pdf/pag09a24.pdf: Acesso em 16 maio 2007.

CASTRO, Rui M. G. **Energias renováveis e produção descentralizada: introdução à energia mini hídrica**. Lisboa: Universidade Técnica, 2007. Disponível em:<
http://enerp4.ist.utl.pt/ruicastro/download/Pch_ed3.pdf>
Acesso em: 11 maio 2007.

CEMAT. **NTE 026**. 4. ed. DPC/PRD/SEP: Montagem de redes de distribuição aérea urbana trifásica – 13,8 E 34,5 kV, 2005.

CEPEL. **Relatório Técnico ADG, A/PER Projeto 1462: Estruturas para redes de distribuição rural**, n. 279, 2001.

_____. **Avaliação dos Impactos Preliminares do Programa de Eletrificação Rural “Luz no Campo” entre as Fases Ex-ante e Intermediária para o Estado do Mato Grosso – CEMAT**. Relatório DTE – 4808, 2004.

CERPCH - Pequenas Centrais Hidrelétricas. **Turbinas**. Disponível em:<
<http://www.cerpch.unifei.edu.br/menus/01/turbinas.htm>> Acesso em: 10 jul. 2007.

CHAPMAN, Stephen J. **Eletric Machinery fundamentals**. 4th ed. New York: Mc Graw Hill: Higher Education, 2005. chapter 5. p. 267.

CHIARETTI, Daniela; CAPELA, Maurício. Após cinco anos, PROINFA só atinge 26% da meta, **Valor Econômico**, 24 maio 2007. Disponível em: http://www.boell-latinoamerica.org/download_pt/material_livro_celio_bermann.pdf> Acesso em: 3 jul. 2007.

COIMBRA, Renato Jorge da Silva; FIGUEIREDO, Rui Manuel Bernardo. **Impactos ambientais das centrais hidroelétricas**. Coimbra: Faculdade de Ciências e Tecnologia, 2003.

COPEL. **Custo de manutenção de linha de transmissão**. Disponível em <<http://www.copel.com/pagcopel.nsf> > . Acesso em 10 nov. 2007.

_____. Companhia Paranaense de Energia. **Informe estatístico**. Curitiba, 2005.

_____. **NTC 8310001**: Projeto de redes de distribuição rural. 4. ed. Curitiba. 2002.

_____. **NTC 856006**: Montagem de redes de distribuição Aérea. Curitiba, 2002.

_____. **NTC 850005**: Projeto e montagem de linhas de rede de distribuição. Curitiba, 2002.

_____. **NTC 856110**: Montagem de rede de distribuição aérea. Curitiba, 2002.

_____. **NTC 810572**: Cabos de alumínio com alma de aço tipo CAA. Curitiba, 1984.

_____. **NTE 008**: Padrão para entrada de serviço simplificada. Curitiba, 2000.

COLLISCHONN, Walter. **Hidrologia aplicada a engenharia elétrica**. Disponível em: <<http://galileu.iph.ufrgs.br/collischonn>> Acesso em: 9 ago. 2007.

DAKER, Alberto. **Hidráulica aplicada a agricultura**; a água na agricultura. **6. ed. rev. ampl.** Rio de Janeiro: Freitas Bastos, 1983.

DAWALIBI, Marcelo. **Licenciamento ambiental simplificado dos empreendimentos do setor energético, suas implicações legais e constitucionais.** Disponível em <http://www.mp.sp.gov.br/caouma/Doutrina/Amb/Teses/Marcelo%20Dawalibi.htm>> Acesso em 15 set. 2004.

DEPARTMENT of Interior, Bureau of Reclamation. **Design of Small Dams**, 3rd ed. Denver, CO: U.S. Government Printing Office, 1987, p. 62

ELETROBRÁS. DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA. **Manual de microcentrais hidrelétricas.** Rio de Janeiro: [sn], 1985. 344p.

_____. **Manual de minicentrais hidrelétricas.** Rio de Janeiro: [sn], 1985. 584p.

_____. **Manual de pequenas centrais elétricas.** Rio de Janeiro, 1982.

ELETROBRÁS/PROCEL. **Conservação de energia:** eficiência energética de instalações e equipamentos. 2. ed. Itajubá, MG: FUPAI, 2001.

ELLIOTT, Thomas; CHEN, Kao; SWANEKAMP, Robert. 2. ed. **Hydraulic turbines.** Impresso nos Estados Unidos da América: McGraw-Hill, 1997.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco energético nacional:** resultados preliminares ano base 2006. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2007.

FITZGERALD, A. E.; Kingsley Jr. C.; KUSKO, A. **Máquinas elétricas, conversão eletromecânica de energia, processos, dispositivos e sistemas.** São Paulo: McGRAW-Hill do Brasil, 1978.

FRIEDRICH, Nilton M. **Redução de custos em eletrificação rural:** a proposta da Secretaria do Estado do Interior. Curitiba: Governo do Estado do Paraná, 1983.

FURCHI, Sérgio Augusto L. **Metodologia para avaliação de custos de implantação de uma microcentral hidrelétrica**. Mestrado (Energia na agricultura) - UNESP - Botucatu, Botucatu, 2000.

_____. **Institucional**. Disponível em:< http://www.furnas.com.br/institu_relato.asp> Acesso em: 10 jul. 2007.

GINOCCHIO. R.; CHAPOUTHIER. P. **Aménagements hydroélectriques**. Paris: Eyrolles, 1959. p. 344-345 (collection du laboratoire national d'hydraulique).

GOLDEMBERG, José; MOREIRA, José Roberto. **Política energética no Brasil**, v. 19, n. 55, p. 215-28, 2005.

_____. Energia e desenvolvimento. **Estudos Avançados**, v. 12, n. 33, 1998. Disponível em:< http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-40141998000200002> Acesso em: 11 maio 2007.

_____. **Energia, meio ambiente e desenvolvimento**. Tradução: André Koch. São Paulo: UNESP, 2001.

GREENPEACE. **Energia positiva para o Brasil**. Disponível em http://www.greenpeace.org.br/energia/pdf/dossie_energia_2004.pdf> Acesso em 3 jul. 2007.

GUIMARÃES. L. B.; ROCHA. J. P. C de A. **Sistemática de cálculo para a determinação do custo do kW instalado dos componentes hidromecânicos e elétricos de micro usinas hidrelétricas**. Curitiba, 1983.

HACKER INDUSTRIAL. **Turbinas hidráulicas Pelton**. Disponível em:< <http://www.hacker.ind.br/pelton.htm>> Acesso em: 10 ju. 2007.

HAMM. Hans W. **Low cost development of small water power sites**. U.S.A: Volunteers in Technical Assistance, 1981.

HÉMERY, Daniel; DEBEIR, Jean-Claude; DELÉAGE, Jean-Paul. **Uma história da energia**. Tradução: Sérgio de Salvo Brito. Brasília: EDUNB, 1993.

HOLLAND, Ray. **Micro hydro electric power**. England: C. Steers, 1983. p. 32-33.

HWANG, Ned H. C. **Fundamentos de sistemas de engenharia hidráulica**. Tradução: Archibald Joseph Macintyre. Rio de Janeiro: Prentice-Hall do Brasil, 1984.

IBGE. **Censo demográfico 2000** - Disponível em: <http://www.ibge.gov.br>. Acesso em: 21 jun. 2007.

ITAIPU BINACIONAL. **Principais características técnicas**. Foz do Iguaçu: Itaipu Binacional, 2001.

KCEL MOTORES E FIOS LTDA. **Geradores Síncronos: monofásicos/trifásicos**. Jaraguá do Sul, 2007. Catálogo de equipamentos.

KJOLE, Arne. **Hidropower in Norway**. mechanical equipment. Trondheim, 2001 chapter 3 (Classification of Turbines – Main Characteristics) p.3.20.

KOELLE, E.; LAURIA, D. **Turbinas e instalações hidrelétricas**. São Paulo: EDUSP, 1993.

LAPEÑA, Jorge E. **Energia hidroelétrica: cooperação e integração entre o Brasil e Argentina**. Instituto de Pesquisas de Relações Internacionais: Seminário Brasil Argentina, 1999. Disponível em: < <http://www2.mre.gov.br/ipri/papers/argentina2/4-JorgeELapena.tp.doc> > Acesso em: maio 2007.

LAUTERJUNG, Helmut. **Selecion de la turbina**. Montevideo – Uruguay, GTZ, 1991.

LEITE, Antonio Dias. **A energia do Brasil**. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997.

MEERWARTH, K. I. **Wasserkraftmaschinen: Eine einführung in Wesen, Bau und Berechnung von wasserkraftmaschinen und wasserkraftanlagen**. Berlin: Springer-Verlag OHG, 1963.165 p.

LORIGGIO, D. D. Análise crítica dos critérios de projeto da laje de concreto em barragens de enrocamento com face de concreto. **Anais...** do II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, 2003.

MACINTYRE, Archibald Joseph. **Máquinas motrizes hidráulicas**. Rio de Janeiro: Guanabara, 1983.

MARTINS, Adair ; TIAGO FILHO, G. L. E LAURENT, Roberto . Bond Graphs Versus Mediciones de Laboratorio y el Método de las Características em la Simulación del Golpe de Ariete. **Pch Notícias e Shp News**, Itajubá, v. 19, p. 20-21, 2003.

MELLO JÚNIOR, Antonio Gonçalves; RAIA, Fabio; FAGÁ, Murilo T. Werneck. **Processos construtivos e modificações mecânicas para otimização da turbina de fluxo cruzado (Michel-Banki)**, 2004. Disponível em:
<http://meusite.mackenzie.com.br/raia/TURBINA%20DE%20FLUXO%20CRUZADO.doc>
Acesso em 16 maio 2007.

MELLO JÚNIOR, Antonio. **Engenharia mecânica: turbinas**. Disponível em:<<http://meusite.mackenzie.com.br/mellojr>> Acesso em 3 jul. 2007.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Manual de minicentraís hidrelétricas**. Brasília, 1985.

_____. **Energia como vetor de desenvolvimento**. Brasília: MME, 2005.

_____. **Programa luz para todos**. Disponível em:<http://www.mme.gov.br/programs_display.do?prg=8> Acesso em 27 abr. 2007.

MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO, ORÇAMENTO E GESTÃO. **Planejamento e investimentos: renda**. Disponível em:<
http://www.planejamento.gov.br/planejamento_investimento/conteudo/radarsocial/renda.htm>
Acesso em 3 maio 2007.

MONTEIRO, Claudio. **Mini-hídricas**. Disponível em:<http://www.energiasrenovaveis.com/docs/PTE2_minihidrica.pdf>Acesso em 11 maio 2007.

MUCKER, Harald. Experiências colombianas em el campo de micro-centrales hidroelectricas. In: _____. **Taller: de microcentrales hidroelectricas**. Montevideo – Uruguay: GTZ, 1991.

MULLER, Arnaldo Carlos. **Hidrelétricas, meio ambiente e desenvolvimento**. São Paulo: Makron Books, 1995.

NASCIMENTO, José Guilherme A. do; AMARAL, Cristiano Abijao de; PONTES, Paulo Richard. A indústria hidrelétricas no Brasil e a busca de novos paradigmas. XXII Seminário Nacional de Grandes Barragens. **Anais...** São Paulo: CESP – Companhia Energética de São Paulo, 1997.

OKUNO, Emico, CALDAS, Iberê Luiz; CHOW, Cecil. **Física para Ciências Biológicas e Biomédicas**. São Paulo: Harbra, 1986.

OLADE/CEPAL/GTZ. **Energia y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe**. Quito, 1996.

PCH NOTÍCIAS & SHP NEWS. **Deu blecaute no Brasil**. São Paulo, n. 10, ano 3, p. 8, mai/jun/jul 2001.

PEDROSO, Hermínio Braga. **Roteiro para projeto de pequenas e médias usinas hidrelétricas**. Goiânia: UFG, 1982.

PFLEIDERER, Carl; PETERMANN, Hartwig. **Máquina de fluxo**. Tradução: Ana Lucia S. de Almeida; José^a Royo dos Santos e Zulcy de Souza. Rio de Janeiro: Livros Técnicos, 1979.

POPPE, Marcelo. **Universalização do acesso à energia elétrica no Brasil: características, oportunidades e desafios**. Disponível em: http://www.cgu.unicamp.br/energia2020/papers/paper_Poppe.pdf> Acesso em: 20 abr. 2007.

PORTAL DO TRIBUTÁRIO. **Guia tributário on line**. Disponível em: www.portaltributario.com.br/tributos/laudemio.http Acesso em: 16 jul. 2007.

PRATA, Maria Lucia de Almeida; POLLIS, Hamilton; PAVEL, Carlos O. **Avaliação da segurança de barragens existentes**. Rio de Janeiro: Ministério das Minas e Energia, 1987.

PREFEITURA MUNICIPAL DE SÃO JOSÉ DO RIO CLARO. **São José do Rio Claro**. Disponível em: <http://www.saojosedorioclaro.mt.gov.br>. Acesso em: 5 jul. 2007.

QUINTELA, A. C. **Hidráulica**. 2. ed. Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian, 1985.

REIS, Lineu Bérico; SILVEIRA, Semida. (Orgs.). **Energia elétrica para o desenvolvimento sustentável**. São Paulo: USP, 2000.

RIBEIRO, Cláudio Moisés. **Microcentrais hidrelétricas e de biomassa: proposições**. In Cadernos da Fundação Luís Eduardo Magalhães Energia, Novos Cenários, Universalização do acesso, uso racional e fontes alternativas para o futuro Salvador 2002. Disponível em:< <http://www.flem.org.br/cadernosflem/Artigos/Cadernos3/CadernosFLEM3-VersaoCompleta.pdf>> Acesso em: 14 maio 2006.

ROBERSON. John A. **Hydraulic engineering**. New York: J. Wiley & Sons, 1985. p. 404-405.

SANTOS, A. H. M.; BAJAY, S. V. **O desenvolvimento nacional e as pequenas centrais hidrelétricas - uma Visão Histórica**. Seminário sobre a História da Energia, São Paulo - SP, 1986.

SANTOS, A. H. M. **Planejamento de centrais hidrelétricas de pequeno porte**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica, UNESP-Campinas. Campinas, 1987.

SARKARIA, G. S. **Economical diameter for penstocks**: water power, september 1958.

SCHÄFER. A. **Hydraulik und wasserbau auf neuen grundlagen** traduzido por DUBLANG. D. R. **Hidráulica y construcciones hidráulicas**: con inclusión de nuevos conceptos teórico-prácticos. Spain: Editorial Labor, 1959. p.100.

SCHREIBER, Gerhard Paul. **Usinas hidrelétricas**. São Paulo: Edgard Blücher; Rio de Janeiro: ENGEVIX, 1977.

SEBRAE. Dicionário da área de crédito. Disponível em:< http://www.sebraemg.com.br/geral/visualizadorConteudo.aspx?cod_areaconteudo=317&cod_pasta=449&cod_conteudo=1156> Acesso em 30 set. 2007.

SILVA, Eduardo. **Mini-hídricas**. Disponível em: <http://eduvisilva.com.sapo.pt/minihidrica.htm>> Acesso em: 11 maio 2007.

SILVEIRA, Semida; REIS, Lineu Bélico dos; GALVÃO, Luiz Cláudio Ribeiro. O planejamento da energia elétrica. In: REIS, Lineu Bélico dos; SILVEIRA, Semida. (Orgs.) **A energia elétrica no âmbito do desenvolvimento sustentável**. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 2000.

SIQUEIRA, R. B. P. **Construção de diagramas de custos para PCH incorporando turbinas de mercado**. Mestrado em Engenharia Mecânica (Transmissão e Conversão de Energia) UNESP-FEG, Guaratinguetá/SP, [s.n], 2006. 150f: il

SKROTZKI, Bernhardt G. A.; VOPAT, William A. **Power Station engineering and economy**. 5th ed. New York: McGraw-Hill, 1996. p. 511-512

SOUZA, Zulcy de; FUCHS, Ruvens Dario; SANTOS, Afonso H. Moreira. **Centrais hidro e termelétricas**. São Paulo: Edgard Blücher; Itajubá-MG: Escola Federal de Engenharia, 1983.

SOUZA, Zulcy; SANTOS, Afonso H. M.; BORTONI, Edson da C. **Centrais hidrelétricas**. Rio de Janeiro: ELETROBRÁS, 1999.

SOUZA, Z. et al. **Centrais hidro e termelétricas**. São Paulo: Edgard Blucher, 1983.

TIAGO FILHO, Geraldo Lucio. **Diário do legislativo de 22 /11/2001**. Disponível em:< http://www.almg.gov.br/dia/A_2001/11/L221101.htm> Acesso em: 12 maio 2007.

_____. **Eficiência dos equipamentos de PCHs no Brasil**. Itajubá-MG: EFEI, 2004.

TIAGO FILHO, Geraldo Lucio; LEMOS, Helmo. Energização de comunidade isolada na amazônia: projeto microcentral Canaã. Itajubá, **Revista PCH**, n. 32, ano 9, 2006. Disponível em: www.cerpch.unifei.edu.br/revista_online/ano9/n32/n32.htm Acesso em 04 set. 2007.

TNSHP. **Guide on how to develop a small hydropower plant**. ESHA, 2004.

TULLIS, J. Paul. **Hydraulics of pipelines: pumps, valves, cavitation, transients**. Impresso nos Estados Unidos: John Wiley & Sons, 1989.

TURBINAS HIDRÁULICAS DE EDGARD WALTER BREDOW. **Turbinas hidráulicas:** gráficos e tabelas. Curitiba, 1987. Catálogo de equipamentos.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO. **Turbina Francis.** Disponível em: <http://www.cepa.if.usp.br/energia/energia1999/Grupo2B/Hidraulica/turbina2.htm>> Acesso em: 11 maio 2007.

_____. **Turbina Pelton.** Disponível em: <http://www.cepa.if.usp.br/energia/energia1999/Grupo2B/Hidraulica/turbina3.htm>> Acesso em: 11 maio 2007.

VARLET, Henri. **Aménagement utilisation et prix de revient:** des usines hydrauliques. Paris: Éditions Eyrolles, 1958.

VIANA, Fabiana Gama. Não se pode pensar só no grande. **PCH Notícias & SHP News**, n. 18, ano 5, p. 32, mai/jun/jul 2003.

VIANA, Fabiana Gama; VIANA, Augusto Nelson Carvalho. **Microcentrais hidrelétricas:** alternativa às comunidades rurais isoladas. Campinas: UNICAMP, 2005.

VIEJO, Zubicaray; MANUEL, Alonso; PALACIOS, Pedro. **Energía hidroeléctrica:** turbinas y plantas generadoras. México: Editorial Limusa, 1977. p. 222

VIVIER, Lucien. **Turbines hydrauliques:** el leur régulation. Paris: Albin Michel, 1996.

WEG S.A. **DT-5 Características e especificações de geradores.** Jaraguá do Sul - SC, 2006. Catálogo de equipamentos.

ZIMMERMANN, E. A. D.; GOMES, J. F. **Experiência e avaliação do programa de eletrificação rural no Rio Grande do Sul – Proluz I e Perspectiva no Proluz II.** Seminário Técnico do Programa “Luz da Terra”, março de 1997.

ZIPARRO, Vincent J.; HASEN. **Hans. Davis’ handbook of applied hydraulics.** 4th ed. Rev. ed. Calvin Victor Davis, U.S. A.: McGraw-Hill, 1993. chapter 11 - p. 11.2-